

Université Kassdi Merbah – Ouargla

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

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers



Mémoire de fin d'études

Pour obtenir un master en géologie des hydrocarbures

THEME

**Le rôle du fluide de forage dans la réalisation des puits de
pétrole et son importance dans la surveillance géologique.**

Préparé par les étudiants

SMAILI yasser

CHARANE youcef

Soutenu Publiquement le :

26 / 06 / 2024

Devant le jury :

President :	Mrs . ZOUITE khaldia	M.C.B Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr . DRAOUI abdelmalek	M.C.B Univ. Ouargla
Examineur :	Mrs . ROBEI sarra	M.A.A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2023 / 2024

Remerciement

Tout d'abord, nous tenons à remercier Allah, tout puissant de nos
Avoir donné la force et le courage pour terminer ce modeste travail

Nous remercions vivement l'enseignante
Draoui Abdelmalek , notre encadreur, pour son aide, ses conseils précieux »
et critiques pertinentes qu'elle nous a apportées durant la réalisation
de ce mémoire .

Nous remercions Mr. Belksier Mohamed Salah pour avoir présider ce travail, et

Aussi Mrs. Robei Sarra pour avoir examiné ce travail

Nous remercions également toutes les personnes qui nous ont aidés
de près ou de loin pour la réalisation de ce travail, en particulier
Mr Chahbi Mohammed Lamine et Messaoudi Ali, ainsi que tous les
Personnels de TP198 .

Nous adressons aussi nos remerciements à tous nos enseignants
et à tous nos collègues de notre promotion .

YASSER Smaili

YOUCEF Charane

Dédicace

De cet endroit honorable, je voudrais dédier ce modeste travail de mon mémoire
de fin d'études à

Mon cher père

À l'âme de ma chère mère

À mon frère et mes chères sœurs

Aux enfants de mes sœurs, Mohammed et Iyad

Aux habitants de mon quartier

À tous mes amis sans exception

À la promotion 2023/2024 du Master en Géologie des Hydrocarbures

Et à toute la famille Smaili

Je vous exprime toute ma reconnaissance et ma gratitude

Passer Smaili

Dédicace

Je dédie ce travail sincèrement à mes chers parents
soutiens constants qui m'ont accompagné à chaque étape de ma vie .

.Je prie Dieu de leur accorder bonheur et prospérité ici-bas et dans l'au-delà

Je dédie également ce travail, fruit de nombreuses années passées, à tous ceux
qui m'ont soutenu : amis, frères et collègues, compagnons de route et de voyage,
dans cette aventure de travail et ce chemin de réussite et de succès

Fouces Pharane

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERAL	
INTRODUCTION	1
CHAPITRE I <u>GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD</u>	2
1 - HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :	3
2- SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :	4
Situation géographique :	4
Situation géologique:	5
3-Stratigraphie du champ :	6
4 - Genèse et origine de l'huile:	12
4.1 -Etude de réservoir:.....	12
4.2- Description du réservoir:	12
CHAPITRE II <u>LE FLUID DE FORAGE</u>	14
Introduction :	15
II.1Généralités	15
II.2 Historique	16
II. 3 - PRINCIPALES ACTIONS DES BOUES DE FORAGE :	19
II.3.1 Nettoyage du puits :.....	20
II.3.2 Maintien des déblais en suspension :	20
II.3.3 Sédimentation des déblais fins en surface	20
II.3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde	21
II.3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits	21
II.3.6 Dépôt d'un cake imperméable.....	22
II.3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile.....	22

II.3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement	22
II.3.9 Entraînement de l'outil.....	23
II.3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage	23
II.3.11 Apport de renseignements sur le sondage	23
II.3.12 Contamination des formations productrices.....	23
II.3.13 Corrosion et usure du matériel	24
II.3.14 Toxicité et sécurité	24
II.4- Les Types de Fluide De Forage :.....	25
II 4.2.4 Fluides à faible teneur en solides	30
II .4.2 BOUES A L'EAU EMULSIONNEES	33
II .4.5 BOUES DE COMPLETION ET DE PACKER.....	40
II.5 - Mouvement mécanique du fluide : 5.1 Ecoulement :.....	42
5.2 – cisaillement :	43
5.3 Modèles fluides	45
CHAPITER III <u>TESTS DE SYSTÈMES DE FORAGE</u>	51
INTRODUCTION :.....	52
III.1 Test des propriétés physiques du fluide de forage :.....	52
III.1.1 Étalonnage de l'équilibre de boue (équilibre de boue non pressurisé) :	53
III.1.2 Procédure d'essai (Tru-Wate Pressurized Mud Balance)	54
III .2 Viscosité de l'entonnoir du marais	55
III.3 - Teneur en liquides et en solides.....	57
CHAPITER IV Les prolèmes de fluide de forage	58
Introduction :	59
IV.1 Au niveau du forage vertical :	59

IV.1.1 - LES COINCEMENTS:	59
IV.1.2 LE CAVAGE:.....	63
1 - Phénomène du cavage :	63
Ce phénomène peut se produire dans deux cas :.....	63
IV.2) Au niveau du forage horizontal	63
2 - Expliquez le problème:.....	64
CHAPITER V Etude De Cas.....	65
Introduction :	66
1 - Rapport Généralités sur Puits horizontal MDZ-801	66
Situation géographique :	66
2 - SURVEILLANCE GEOLOGIQUE	68
1 – Stratigraphie :.....	68
4- Étude de cas dans le puits MDZ 801	70
4.1 - Description du problème.....	70
Conclusion :.....	72
Conclusion générale	73
Conclusion	74

LISTE DES FIGURES

Figure1 : Situation géographique de la région de Hassi Messaoud	4
Figure 2: situation géologique du champ de Hassi Messaoud	5
Figure3 : Log stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud.....	11
Figure 4 Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du champ de hmd.....	13
Figure 5 Ecoulement laminaire	42
Figure 6 Ecoulement tourbillonnaire.....	43
Figure 7 Mouvement d'un fluide visqueux.....	44
Figure 8 Modèles pour certains types de fluides de forage	45
Figure 9 la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement.....	46
Figure 10 cisaillement-amincissement	47
Figure 11 cisaillement-épaississement.	47
Figure 12 la valeur de rendement.	48
Figure 13 Thixotropie.....	48
Figure 14 Rhéopexie	48
Figure 15 Thixotropie et rhéopexie	50
Figure 16 Appareil de mesure de densité et de gravité	52
Figure 17 Mud Balance Calibration	53
Figure 18 Procédure d'essai (Tru-Wate Pressurized Mud Balance)	55
Figure 19 Rhéologie	57
Figure 20 Déviation du bob.....	57
Figure 21 Argiles gonflantes.	59
Figure 22 L'argile avant et après le gonflement.	60
Figure 23 Le gonflement et l'hydratation de matériaux argileux.	61
Figure 24 Voie d'accès à la plateforme	66
Figure25 pronostics géotechniques et données de puits.....	69
Figure 26 : Image de la couche de sel à travers le programme Master log de Sontrach.....	71

Liste des tableaux

Table1 Un exemple d'utilisation du Forage à l'air.....	39
2 Table La quantité de débit en fonction de la profondeur	39
Table 3 Coordonnées de la plate-forme	66

Abréviations

HMD : Hassi Messaoud

MDZ : Measured Depth Zero

ST : sidetrack

CFPA : Compagnie Française Des Pétroles

GOR : Gaz Oil Radio

API : American Petroleum Institute

CMC : Carboxymethylcellulose

CO₂ : dioxyde de carbone

Ca : Calcium

H₂O : eau

FCL : Fluide de Complétion Lourd

D: densité

P: pression

Pa: pression annuler

Psi: unité de pression

Na : sodium

Cl : Chlore

CMC : Carboxymethyl Cellulose

V : Vitesse

V max : Vitesse maximale au centre

τ : Contrainte de cisaillement

γ : Taux de cisaillement

μ : Viscosité

ppg : livres par gallon

SG : spécifique gravité

OBM : Oil-Based Mud

TVD : True Vertical Depth

DH : Discordance Hercynienne

EMEC : Egyptian Maintenance Company

ENTP : Entreprise Nationale des Travaux aux Puits

INTRODUCTION GENERAL

INTRODUCTION

Le gisement de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'hydrocarbures en Algérie et l'un des plus importants au monde en raison de sa richesse en huiles légères et de sa production. Il est situé dans la province triasique, la plus grande et la plus riche d'Algérie. La région est caractérisée par une série d'horsts et de grabens limités par des failles subméridiennes.

Après la découverte de ce champ géant, d'importants efforts ont été déployés à travers diverses études, faisant de cette province la plus étudiée et la mieux connue d'Algérie. Le champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal couvrant une superficie de 4200 km².

Le puits horizontal MDZ-801 est proposé dans, Sud de la zone 25, il s'inscrit dans le cadre du développement du champ Hassi Messaoud .

L'interprétation de la sismique 3D a montré qu'au toit du R2ab, ce puits se trouve dans le flanc sud du champ de Hassi Messaoud. L'érosion Hercynienne dans le secteur du puits a atteint une partie de l'Ordovicien où elle se repose sur les argiles d'El-Gassi (AEG) .

CHAPITRE I

GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

1 - HISTORIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :

Le gisement de Hassi-Messaoud a été découvert par deux compagnies distinctes : la CFPA dans la partie nord du champ (OM, ON) et la SN.Répal dans la partie sud du champ . En 1946, la SN.Répal a commencé ses recherches à travers le Sahara algérien. Trois ans plus tard, elle a débuté la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

En 1951, le premier tir sismique a eu lieu dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance des bassins sahariens a permis à la SN.Répal et à son partenaire, la CFPA, de déposer leur première demande de permis de recherche. Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par la SN.Répal, dont le premier forage (MD1) a été amorcé et implanté à la suite d'une campagne sismique de réfraction . Le 15 janvier de la même année, ce forage a permis de découvrir des grès cambrien productifs d'huile à 3338 mètres de profondeur .

En mai 1957, à 7 km au nord-ouest de MD1, la CFPA a confirmé l'existence d'un gisement par le forage OM1. De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation. Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre de forages n'a cessé de croître, atteignant en 1977 une moyenne de 34 puits par an . Le gisement a d'abord connu une phase de développement des « zones de production » par forages verticaux jusqu'à l'an 2000, puis une phase de développement des zones structurellement complexes ainsi que des réservoirs de faibles propriétés matricielles (R2 supérieur) par forages non conventionnels depuis 1997 . La production s'est accompagnée de plusieurs problèmes, notamment de dépôts de sels d'asphaltènes, ainsi que de percées de gaz et d'eau d'injection. Les installations de surface comprennent deux complexes industriels permettant de traiter la totalité des fluides produits et des fluides d'injection .

1 - CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, actuellement TOTAL.

GOR : Gas/oil ratio

2 – (ratio (gaz/pétrole))

2- SITUATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD :

Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud fait partie de la wilaya d'Ouargla, il se situe à 650 km au Sud-Est de capital Alger et à environ 350 km de la frontière Algéro-tunisienne .

Sa localisation en coordonnées LAMBERT et GEOGRAPHIQUE est la suivante :

$X = 790.000 - 840.000$ Est et $X = 31^{\circ}32'49,72 - 31^{\circ}53'36,12''$ Est

$Y = 110.000 - 150.000$ Nord et $Y = 5^{\circ}45'9,84'' - 6^{\circ}17'36,34''$ Nord

La ville de Hassi Messaoud est limitée au Nord par Touggourt et Djamaa, et au Sud par Gassi Touil, et l'Ouest par Ouargla, et l'Est par Elbarma .

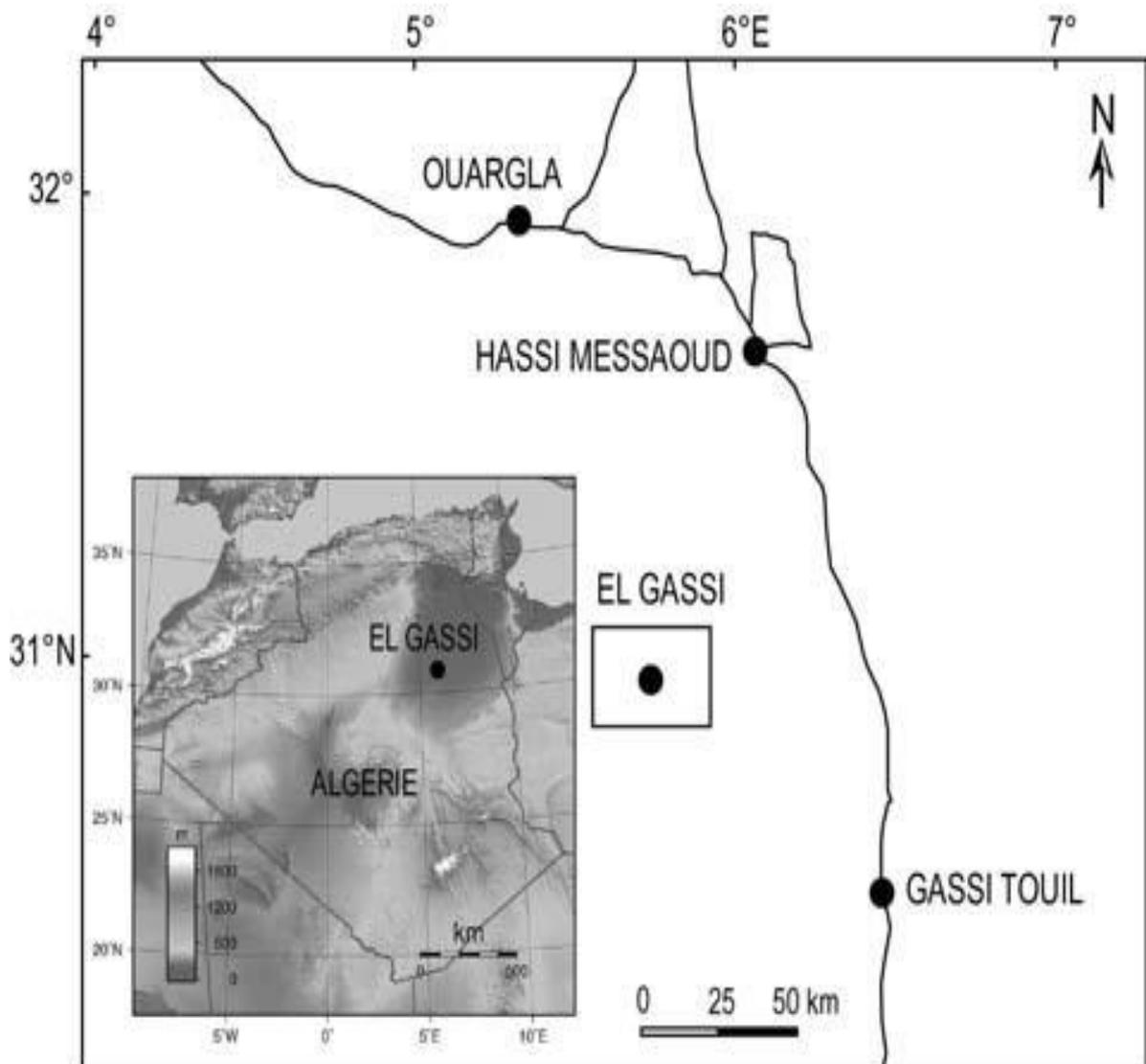


Figure 1 : Situation géographique de la région de Hassi Messaoud

Situation géologique:

Le champ de Hassi Messaoud est situé au cœur de la province triasique . D'un point de vue géologique, il est délimité par les structures suivantes:

- Au Nord par la structure Djemmâa-Touggourt .
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod .
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames .
- A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya .

Du point de vue des gisements, il est délimité par :

- Au nord-ouest, par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui)-
- Au sud-ouest, par les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb .
- Au sud-est, par les gisements de Rhourde El Baguel et Mesdar .

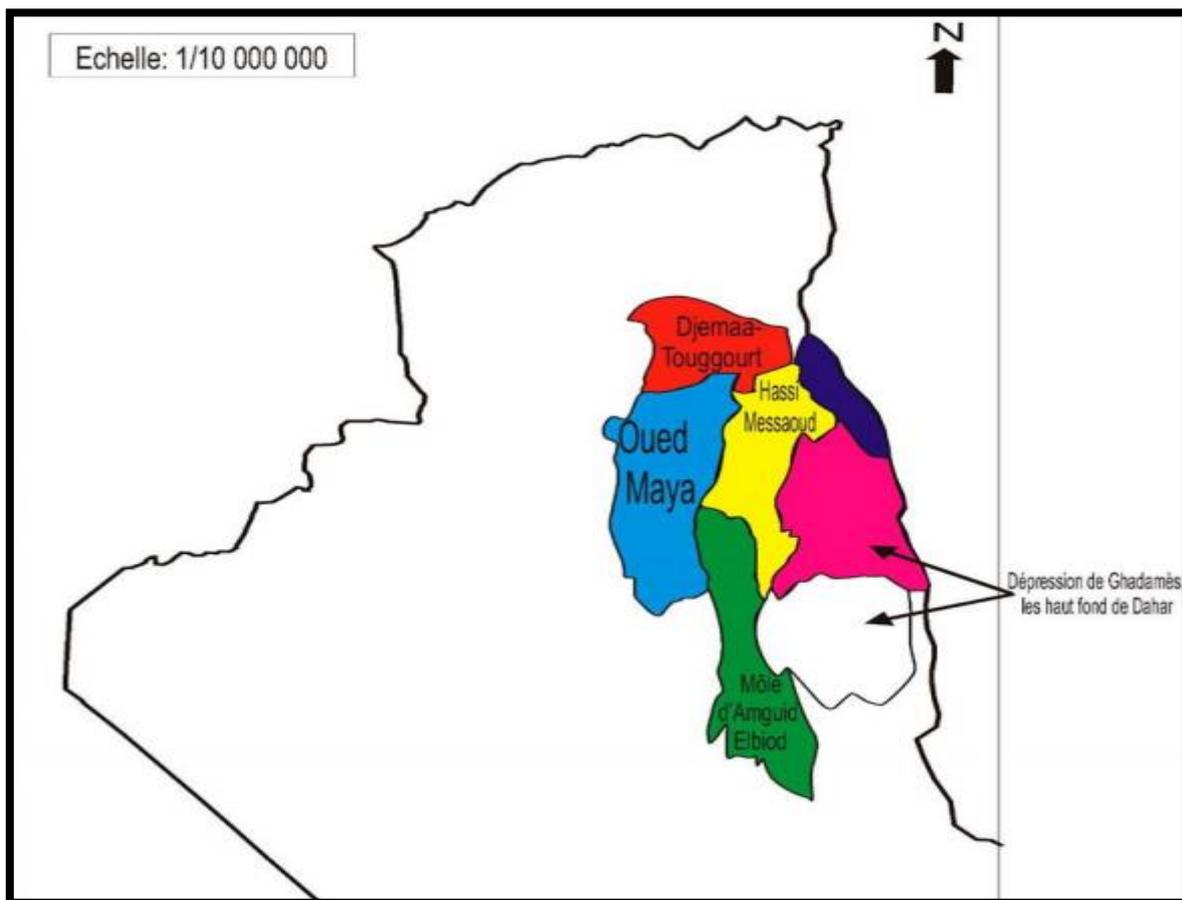


Figure2: situation géologique du champ de Hassi Messaoud

3-Stratigraphie du champ :

Pour étudier la géologie de la zone de Hassi Messaoud, nous étendrons notre champ d'investigation à l'ensemble du Bas-Sahara, en raison de l'ampleur des phénomènes géologiques, stratigraphiques et tectoniques qui caractérisent cette région. Hassi Messaoud fait partie du Bas-Sahara, qui se présente comme une cuvette synclinale avec un remplissage sédimentaire plus ou moins circulaire d'un diamètre de 600 km, les profondeurs les plus importantes se trouvant au nord dans la fosse sud-saharienne. Ainsi, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien, et en périphérie du champ, la série devient plus complète .

De la base au sommet, on distingue les unités suivantes :

1-Socle:

Rencontré à environ 4000 mètres de profondeur, il est formé principalement de granite porphyroïde rose .

2-Infracambrien:

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée dans la région, surtout au nord de la structure, constituée de grès argileux rouges .

3-Paléozoïque:

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle, représentant la discordance panafricaine .

3.1- Cambrien : Principalement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passages de siltstones argileux et micacés. On y distingue quatre lithozones (Ra, Ri, R2, R3) .

3.1.1- Lithozone R3 : Avec une épaisseur moyenne de 370 m, composée de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, comprenant des passages de grès ferrugineux et d'argile silteuse .

3.1.2- Lithozone R2 : Avec une épaisseur moyenne de 100 m, composée de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant, admettant des intercalations de silt. Les stratifications sont souvent obliques .

3.1.3- Lithozone Ra : Avec une épaisseur moyenne de 125 m, composée de grès à grès quartzitiques anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, comprenant de nombreux passages de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ .

3.1.4 - Lithozone Ri : Avec une épaisseur moyenne de 42 m, composée de grès quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une abondante présence de tigillites .

3.2-Ordovicien:

À l'échelle régionale, l'Ordovicien se compose de plusieurs unités lithologiques, bien que la série soit incomplète. Pour le champ de Hassi Messaoud, seules quatre (4) unités lithologiques sont distinguées de la base au sommet :

3.2.1-Zonedesalternances:

Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Comme son nom l'indique, cette zone est caractérisée par une alternance irrégulière d'argiles silteuses noires et de grès quartzitiques fins isométriques, avec une abondance de Tigillites et quelques Lingulidae (Ordovicien-Actuel). Sa fraction minérale contient de la glauconie et de la sidérite.

3.2.2-Argile d'El Gassi :

Cette formation a une épaisseur moyenne d'environ 50 mètres. Elle est constituée d'argile schisteuse indurée, généralement de couleur verte à noire, et plus rarement rouge. L'argile peut contenir de la glauconie ou du carbonate et présente des fossiles de graptolites, indiquant un milieu de dépôt marin. Cette formation est principalement observée dans les zones périphériques du champ.

3.2.3- Grès d'El Atchane :

Cette formation a une épaisseur moyenne variant de 12 à 25 mètres. Elle se compose de grès fins à très fins, de couleur gris-beige à gris sombre. Ce grès peut être argileux, contenant de nombreuses couches d'argile et de silt.

3.2.4 – Quartzites de Hamra :

Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Cette formation se compose de grès quartzitiques fins, siliceux, de couleur gris clair à beige, avec de rares intercalations argileuses, silteuses, micacées et indurées. Elle contient également de la glauconie, de l'anhydrite et de nombreuses Tigillites.

4-Mésozoïque:

il subdivise comme suite :

4.1-LeTrias:

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure . C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marin .

Accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en :

- Trias éruptif : Son épaisseur varie entre 0 et 92 mètres .

Localement on rencontre des coulées éruptives interstratifiées avec des grès du Trias, cela semble indiquer la présence de plusieurs épanchements de coulées venant s'intercaler dans les faciès détritiques ces coulées ont souvent eu lieu dans les vallées hercyniennes.

- Trias argilo-gréseux : Son épaisseur moyenne est de 35 mètres .

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques :

Les grès supérieurs

Les grès inférieurs

- Trias argileux : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres

Il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalés de banc de sel de couleur brun-rouge .

- Trias salifère : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres .

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique .

4.2- Le Jurassique :

Son épaisseur moyenne est 844 mètres .

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias) .

- Le Lias : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres .

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur .

- Le Dogger : Son épaisseur moyenne est de 320 m .

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet .

- Le Malm : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres .

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite .

4.3 - Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres .

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- Le Néocomien : Son épaisseur est de 182 mètres .

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies.

- Le Barrémien : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique .

- L'Aptien : Son épaisseur est de 25 mètres .

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- L'Albien : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres .

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuses, il comprend une immense nappe aquifère .

- Le Cénomaniens : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomies. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- Le Turonien : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres .

Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

- Le Sénonien : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres

1- Sénonien Lagunaire

Epais de 350m, il présente dans sa partie inférieure des bancs massifs de sels à intercalation d'argiles et une alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies à son sommet

2 - Sénonien Carbonaté

Epais de 110m est caractérisé par une succession de banc calcaires dolomitique argileux et des bancs d'anhydrites à passées de dolomies gypseuses .

5 - LE CENOZOIQUE :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres .

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène .

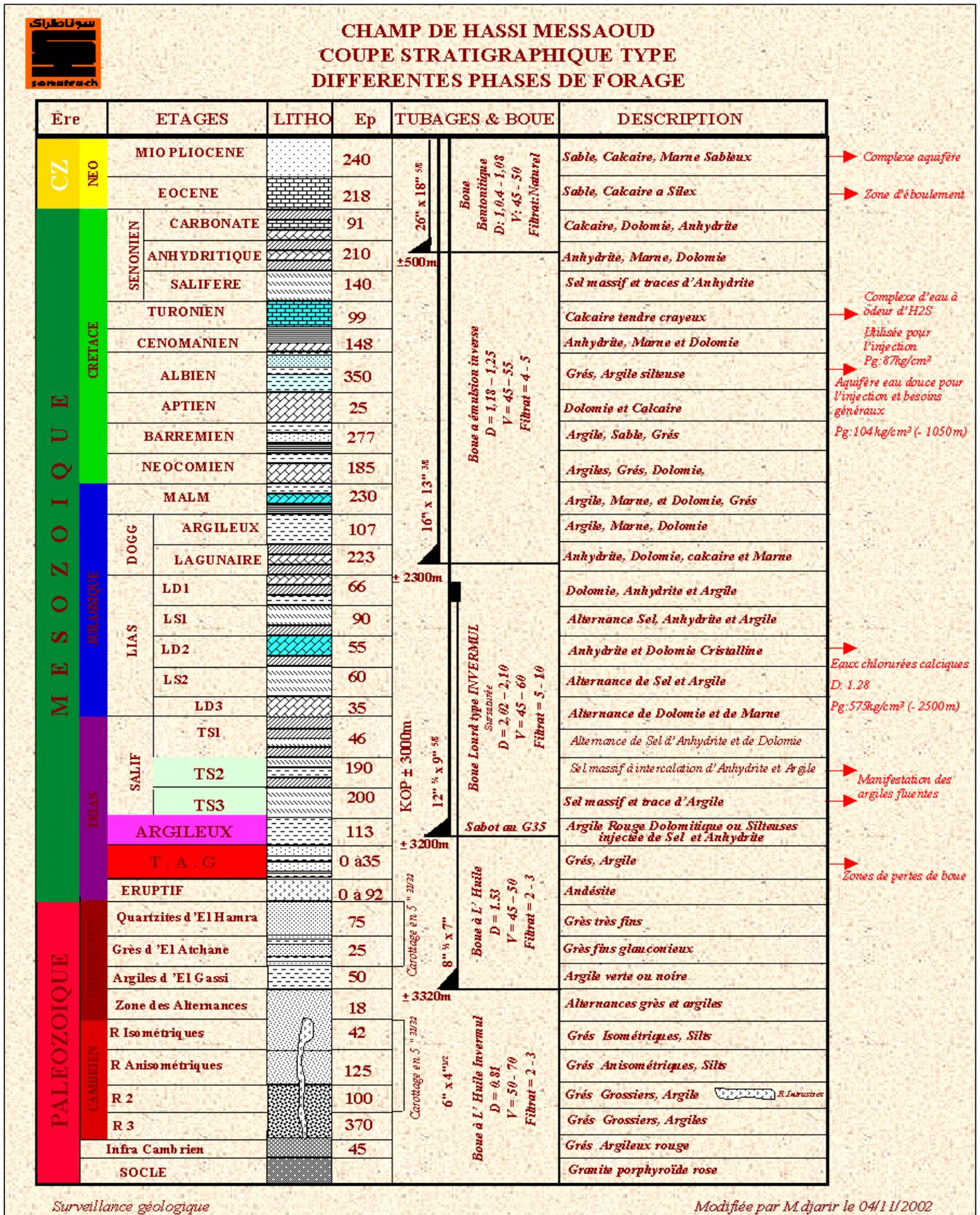


Figure3 :Analyse litho-stratigraphique synthétique de la région de Hassi Messaoud

4 - Genèse et origine de l'huile :

réservoir de HMD est à 3300m de profondeur en moyenne dans les terrains quartzitiques du cambrien de HMD a été daté par Mobil Field Research Laboratory à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. par la méthode Rubidium/Strontium chronologie absolue. Il y a deux sources possibles à propos de l'origine de l'huile de HMD, les bancs argileux des argiles d'El-Gassi du fait de leur présence proche du champ et surtout de l'état de leur carbonisation avancée qui témoigne de leur contribution au processus de formation des hydrocarbures, les argiles du Silurien, puissance série, riche en matières organiques, situées de part et d'autre du gisement à de grandes profondeurs (sillon de Dorbane notamment). Les huiles formées ont migré vers le début du jurassique jusqu'au crétacé inférieur ou le piégeage au lieu (vers 110 millions d'années) .

4.1 -Etude de réservoir:

Le gisement de HMD est lié aux grès quartzitiques fissurés du cambrien érodé sous la discordance hercynienne et recouvert par une épaisse couverture argilo-salifère du trias .

Les dimensions du gisement atteignent 2500km avec une surface imprégnée de quelque 1600km Une observation visuelle des carottes du réservoir montre qu'il e

st constitué de deux types de roches; des grès et des silts .

4.2- Description du réservoir :

Subdivision diagraphique :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes, RI, RA, R2, R3 ou :

-1- zone Ri ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70– R90), subdivisée en trois tranches 7, 8, 9 .

-2- Zone Ra : Ce terme est constitué de grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de silt stones centimétriques à décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la formation. Le terme Ra a été érodé au centre du champ :

-D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquents formant des méga-

rides d'un à plus de deux mètres d'épaisseur.

-D3:Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible).La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

-D2 : Grés grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des mégarides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fins bioturbations.

-ID : Niveau plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

-D1 :Grés grossiers à stratifications, de type oblique arqués, dominantes bien marquées et souvent à base micro- conglomérations, avec absence de tigillites.

- 3 Zone R2 : zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).

-4 Zone R3 : zone très grossière à micro - conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

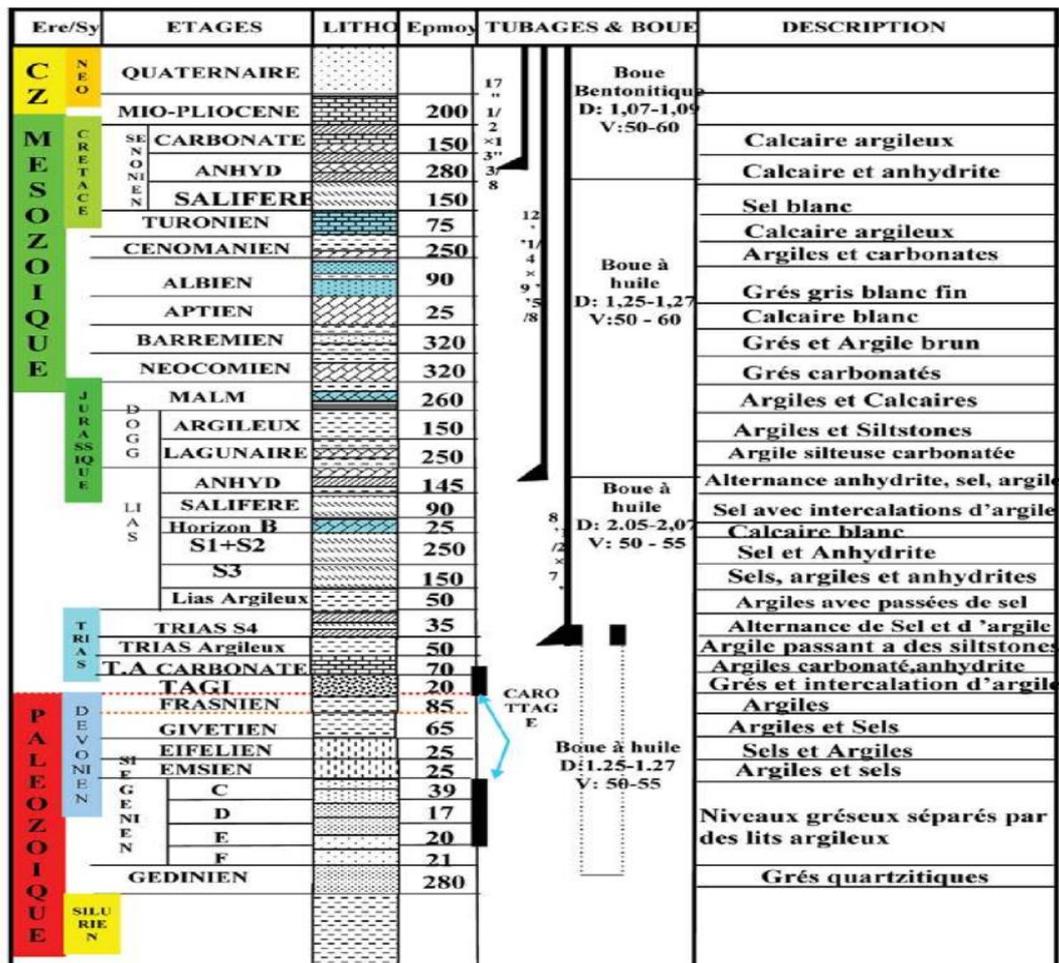


Figure 4 Coupe stratigraphique et différentes phases de forage du champ de hmd

CHAPITER II

LE FLUID DE FORAGE

Introduction :

II.1 Généralités

Le rôle de la boue est primordial dans la conduite d'un forage. L'amélioration continue de la technique des boues ainsi que celle du forage permet de forer plus profond et plus rapidement chaque année .

La boue est un outil indispensable au forage, ses rôles sont multiples et son maniement délicat. Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit, la boue est un paramètre de forage .

Il est donc indispensable d'apporter aux boues tous les soins nécessaires à leur fabrication, leur contrôle et à leur entretien en cours d'utilisation .

Le rôle du technicien ou de l'ingénieur des fluides de forage est par conséquent de connaître les propriétés, les fonctions de la boue, de déterminer par des mesures adéquates et normalisées si elle est apte à remplir chacun de ses rôles, si elle a les caractéristiques souhaitées et de maintenir ou d'obtenir ces caractéristiques au moyen des traitements appropriés les plus économiques .

La mise en oeuvre des boues nécessite un personnel hautement qualifié, ayant une formation générale assez étendue lui permettant de connaître et d'expliquer les réactions physiques et physico-chimiques des fluides de forage .

A ces qualités, il faut ajouter l'expérience de chantier indispensable à la compréhension des techniques de forage et de complétion .

A aucun moment le technicien ou l'ingénieur des fluides de forage ne doit perdre de vue qu'il doit réaliser au moindre prix le fluide qui permettra d'atteindre les objectifs du sondage, dans les meilleurs délais et avec le maximum de sécurité .

II.2 Historique

La tradition rapporte que c'est sur le champ de SPINDLETOP, près de BEAUMONT (Texas) que la boue de forage fût utilisée pour la première fois par le capitaine LUCAS. Cependant, l'évolution s'est faite au fur et à mesure des problèmes rencontrés et des possibilités de la technique et bien avant 1901 on utilisait déjà un mélange d'eau et d'argile .

Avant 1901	: Période artisanale
De 1901 à 1928	: Période empirique
De 1928 à 1955	: Période expérimentale
A partir de 1955	: Période technique

Pourquoi cette division ? Avant 1901, les fluides de forage étaient constitués essentiellement d'eau et l'on n'attachait aucune importance à ces fluides. Le Capitaine LUCAS passe pour être le premier homme qui s'intéressa à la constitution de la boue.

Cependant, jusqu' en 1928, la littérature est pauvre en articles concernant la boue et il semble que jusqu'à cette époque on n'attacha d'importance qu'à la densité (mesurée par pesée directe à l'aide d'une balance ordinaire), à la viscosité (appréciée visuellement) et l'eau libre surnageante. Mais déjà en 1920, on utilisait le sulfate de Baryum pour alourdir et s'opposer aux éruptions d'huile ou de gaz .

A partir de 1928, de nombreux chercheurs se penchent sur l'étude expérimentale des fluides et les progrès deviennent très vite sensibles .

La première société de services de Boues se crée aux Etats-Unis En 1929, on commence à employer les bentonites pour augmenter la viscosité et les phosphates pour la diminuer .

En 1930 et 1931, le viscosimètre MARSH fait son apparition sur les chantiers et le viscosimètre STORMER dans les laboratoires .

L'emploi du tanin de Québracho commence à se généraliser et la boue au silicate de soude est employée pour forer les argiles gonflantes.

En 1935, les premiers élutriomètres permettant de mesurer la concentration en sable de la boue et la première boue à l'huile est utilisée pour forer une zone productrice.

En 1936, l'attapulгите est employée pour augmenter la viscosité des boues salées.

LA DIVISION PRODUCTION de l'A.P.I. édite un manuel contenant les recommandations pour tester les boues de forage .

En 1937, apparaît la première balance à boue (Construite par P.H. JONES) qui détrônera progressivement l'hydromètre. L'amidon de maïs est 'introduit sur le marché et employé comme réducteur de filtrat. En même temps les premiers filtrespesses commencent à se généraliser .

En 1944, apparaît la carboxyméthylcellulose (CMC) Comme réducteur de filtrat non fermentescible .

En 1945, On emploie pour la première fois, comme réducteur de viscosité, les lignosulfonates de calcium et les lignines. Les premières boues à la chaux sont mises au point et vont dominer, pendant plus de 15 ans toute la technologie des boues .

En 1949, apparaît le viscosimètre FANN qui améliorera l'interprétation des caractéristiques rhéologiques des boues de forage .

En 1955, la mise au point des lignosulfonates de ferrocchrome permet l'emploi de la boue au Gypse qui va progressivement détrôner la boue à la chaux .

A partir de 1955, Les progrès sont très rapides et les produits dont on dispose actuellement permettent de faire face à peu près à tous les problèmes.

Si la tradition dans le domaine pétrolier rapporte, comme nous nous en faisons l'écho ici, que c'est au champ de Spindletop, en 1901, que l'argile fut utilisée pour la première fois dans les boues forage, il faut tout de même se souvenir que l'utilisation d'un système de curage continu des puits fut préconisé par Arago dès 1846 (système Fauvelle) .

En 1860, Figuié écrivait :

"L'emploi de l'eau, injectée dans une sonde creuse par une pompe foulante, pour ramener à la surface du sol tous les produits par l'instrument perforateur, pour opérer, en un mot, la vidange complète du trou de sonde, voilà ce qui constitue l'originalité et le caractère distinctif du système Fauvelle .

L'appareil se compose d'une sonde creuse formée de tuyaux visée bout à bout et terminée par l'outil rôdeur ou percuteur, suivant le cas. Le diamètre de cet outil est plus grand que celui de la sonde, afin qu'il reste, entre les tubes et les parois du trou de sonde, un espace annulaire par lequel puissent remonter l'eau et les débris qu'elle entraîne. L'extrémité supérieure de la sonde communique avec une pompe foulante par quelques mètres de tubes articulés qui suivent la sonde dans tous les mouvements, lorsqu'on veut faire agir la sonde, dit Arago, on commence toujours par mettre la pompe en mouvement ; on injecte jusqu'au fond du trou et par l'intérieur de la sonde, une colonne d'eau qui , en remontant dans l'espace annulaire compris entre la sonde et les parois du trou, établit le courant ascensionnel qui doit entraîner les déblais ; on fait alors agir la sonde comme une sonde ordinaire et, à mesure qu'il y a une partie détachée par outil, elle est à l'instant même

entraînée dans un courant ascensionnel. Il résulte de cette manière de procéder qu'il devient inutile de remonter la sonde pour nettoyer le trou puisque la vidange se fait automatiquement à l'aide de l'eau injectée dans le forage ; donc, économie très notable de temps. Autre avantage important, la base de outil perforateur étant constamment dégagée de tous les débris que l'on laisse s'accumuler d'ordinaire pendant un certain temps. Les difficultés de travail se trouvent réduite dans une énorme proportion. En outre, il y a peu d'éboulement à craindre la sonde agit avec la même efficacité aux profondeurs les plus diverses, et par cela même qu'elle est creuses elle résiste mieux à la torsion qu'une sonde massive, à volume égale, sa résistance à la traction étant aussi considérable .

Ce système de circulation qui préfigure bien celui actuellement répandu dans le forage pétrolier faisant bien sûr appel à des argiles en suspension dans l'eau car comme tous les foreurs le savent, une circulation à l'eau claire deviens très vite en cours de forage une circulation à la boue naturelle .

II. 3 - PRINCIPALES ACTIONS DES BOUES DE FORAGE :

Les boues de forage doivent avoir des propriétés telles qu'elles facilitent, accélèrent le forage, favorisent ou tout au moins ne réduisent pas d'une manière sensible et permanente les possibilités de production des sondages.

Afin de réunir ces qualités tout en maintenant des prix de revient en rapport avec les problèmes posés, voyons quelles sont les principales fonctions des boues de forage.

- 1- Nettoyage du puits .
- 2- Maintien des déblais en suspension .
- 3- Sédimentation des déblais fins en surface .
- 4- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde .
- 5- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits .
- 6- Dépôt d'un cake imperméable .
- 7- Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile .
- 8- Augmentation de la vitesse d'avancement .
- 9- Entraînement de l'outil .
- 10- Diminution du poids apparent du matériel de sondage .
- 11- Apport de renseignements sur le sondage .
- 12- Contamination des formations productrices .
- 13- Corrosion et usure du matériel .
- 14- Toxicité et sécurité .

II.3.1 Nettoyage du puits :

La boue doit débarrasser le trou des formations forées qui se présentent sous forme de débris de roches appelés plus couramment “ cuttings ” ou “ déblais ”.

L’aptitude de la boue à entraîner les déblais dépend des variables suivantes :

- Sa rhéologie. Sa densité.
- Sa vitesse de circulation dans l’espace annulaire.

Si la rhéologie et la densité relèvent de la boue elle-même, il n’en va pas de même de la vitesse de remontée qui dépend du débit des pompes à boue, du diamètre de forage et de celui du train de sonde.

II.3.2 Maintien des déblais en suspension :

La boue doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation mais, elle doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

Pendant longtemps on a pensé que seul un fluide possédant des gels élevés était capable de s’opposer à la sédimentation des déblais ou des produits alourdis en suspension dans la boue. Cette opinion ne prévaut plus et il est actuellement possible de fabriquer des boues à gels nuls sans risque de sédimentation, comme nous le verrons au chapitre rhéologie.

II.3.3 Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que nous venons de voir que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation nous demandons à ce même fluide de laisser sédimenter les déblais fins en surface.

Bien qu’apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles. En effet dans le cas du maintien en suspension dans le sondage, c’est à tous les déblais (quelle que soit leur granulométrie) et particulièrement aux particules les plus grosses, ceci dans une section réduite, que nous nous intéressons.

En surface le problème est différent car c’est une boue débarrassée des déblais éliminés sur les toiles des vibrateurs que nous avons. Le fluide ne conserve donc en suspension que les particules les plus fines et les plus denses dans un circuit favorisant la décantation pourront sédimenter, tout au moins partiellement.

II.3.4 Refroidissement et lubrification de l'outil et du train sonde

Du fait de son passage en surface, la boue en circulation se trouve à une température inférieure à celle des formations ce qui lui permet de réduire efficacement l'échauffement de la garniture de forage et de l'outil. Cet échauffement est dû d'une part à la température de fond (degré géothermique) et d'autre part à la transformation d'une partie de l'énergie mécanique en énergie calorifique.

La circulation de la boue au droit de l'outil assure aussi son nettoyage ainsi que sa lubrification. Cette lubrification est bien sûr fonction du type de boue et de ses caractéristiques, une addition d'huile émulsionnée dans la phase aqueuse est souvent un élément favorable. Des additifs antifriction et des lubrifiants extrême pression ont été mis au point, additionnés à la boue, ils permettent de réduire considérablement les coefficients de frottement, prolongeant ainsi la vie des outils, du train de sonde et de toutes les pièces métalliques en mouvement dans le puits.

De plus le dépôt d'un film de boue (cake) sur les parois du puits diminue le frottement de la garniture de forage, en rotation et en manoeuvre.

II.3.5 Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil. La cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel si la boue n'est pas saturée en chlorures, par la dispersion des argiles si les alcalinités sont exagérément élevées, par une érosion due à la circulation de la boue au droit de formation fragiles, etc..

Les resserrements ont souvent pour cause insuffisance de la pression hydrostatique de la colonne de boue qui ne peut équilibrer la pression géodynamique des roches.

Le remède consiste à augmenter la densité.

Certains resserrements sont dus à des formations gonflantes et sont généralement causés par des valeurs de filtration trop élevées. Le remède consiste à réduire le filtrat et à modifier la composition électrolytique de la phase aqueuse.

Signalons aussi que certains resserrements sont causés par une épaisseur excessive du cake. Là aussi, le remède consiste à réduire le filtrat.

II.3.6 Dépôt d'un cake imperméable

La filtration dans les formations perméables d'une partie de la phase liquide de la boue crée un film sur les parois du sondage. Le film est appelé cake.

Sa formation dépend, non seulement de la vitesse de filtration, mais de la distribution, de la taille, de la compressibilité des particules solides, de la pression différentielle de filtration et de la température.

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits. De ce fait il est possible de réaliser des “ découverts ” importants, donc de réduire le nombre des tubages techniques et réaliser ainsi une économie notable. Ce cake devra posséder certaines qualités qui sont fonction du type de boue et de l'équilibre physico-chimique du fluide.

II.3.7 Prévention des venues d'eau, de gaz ou d'huile

Afin d'éviter le débit dans le sondage des fluides contenus dans les réservoirs rencontrés en cours de forage, la boue doit exercer une pression hydrostatique suffisante pour équilibrer les pressions de gisement.

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum. Un minimum afin de contrôler les pressions des couches et un maximum afin de ne pas créer des suppressions qui pourraient endommager les formations et les réservoirs. Cette fonction vitale pour le sondage sera développée en détail par la suite.

II.3.8 Augmentation de la vitesse d'avancement

Au même titre que le poids sur l'outil, la vitesse de rotation et le débit du fluide, le choix du type et des caractéristiques de la boue conditionne les vitesses d'avancement instantanée, la durée de vie des outils, le temps manoeuvre, en un mot les performances de forage.

Nous verrons que dans certains cas particuliers, “ forage au jet ” par exemple, des caractéristiques de la boue (densité et rhéologie) et de la géométrie du sondage découlent les autres paramètres et les performances.

D'autre part il est démontré qu'une différence de pression de fond minimum entre la colonne de boue et la formation est un facteur favorable à la dégradation de la roche par l'outil. Une contre-pression excessive réduit considérablement la vitesse d'avancement.

Un filtrat élevé augmente la vitesse d'avancement. Les très faibles viscosités sont aussi un facteur favorable à la pénétration des outils.

II.3.9 Entraînement de l'outil

Dans le cas du turboforage la boue entraîne la turbine. Cette fonction, l'amenant à passer à travers une série d'évents et à mettre en mouvement les aubages, implique certaines caractéristiques et rend impossible ou très délicat l'utilisation de certains produits (colmatants entre autres).

II.3.10 Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'une boue d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de sondage, garnitures de forage et tubage. Ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

Dans le cas du forage à l'air c'est le poids réel de la garniture que l'installation doit supporter.

II.3.11 Apport de renseignements sur le sondage

La boue permet d'obtenir des renseignements permanents sur l'évolution des formations et fluides rencontrés. Ces renseignements sont de plusieurs natures :

- Cuttings remontés par la circulation de boue. La boue devra altérer le moins possible ces échantillons de roche au cours de leur transport.
- Evolution des caractéristiques physiques et / ou chimiques de la boue. Une variation de densité peut indiquer une légère venue de fluide non encore décelable en volume. Une variation de concentration en chlorures annonce la présence d'évaporites etc...
- La détection des gaz ou autres fluides mélangés à la boue. L'utilisation de dégazeurs, chromatographes etc... permet en effectuant des mesures sur la boue de préciser l'évolution de la concentration en hydrocarbures.

L'ensemble de ces examens parallèles au contrôle des boues est appelé diagraphies instantanées.

De plus, en général en fin de phase, des mesures de diagraphies différées sont effectuées dans le puits plein de boue. Ces dernières mesures sont affectées par la nature et les caractéristiques des boues de forage. Certains types de boues rendent impossibles plusieurs mesures électriques dans le sondage. De ce fait, comme nous le verrons, il est indispensable de faire intervenir le critère diagraphies dans le choix d'un type de boue.

II.3.12 Contamination des formations productrices

Il est bien évident que la présence au droit d'une formation poreuse et perméable d'une boue exerçant une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement peut nuire à la future mise en production. L'action de la boue sur la couche

peut se schématiser en deux phases :

- La boue elle même envahit la proximité du sondage.
- Le Cake se forme et le filtrat de la boue pénètre dans la formation.

Afin d'éviter des colmatages, il est indispensable de choisir le type de boue ayant la composition et les caractéristiques les mieux adaptées à la nature de la formation et du fluide qu'elle contient.

II.3.13 Corrosion et usure du matériel

La boue peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle recèle des matériaux abrasifs (sable).

Elle peut aussi dans certains cas avoir une action corrosive électrolytique qui devra être minimisée en ajustant son équilibre chimique et / ou en y additionnant des agents anti-corrosifs.

II.3.14 Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de dangers pour la santé du personnel.

Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation d'un type de boue à base d'huile. L'huile de fabrication devra être suffisamment dégazée et avoir un point d'inflammabilité compatible avec les normes de sécurité en usage sur les chantiers.

II.4- Les Types de Fluide De Forage :

comme nous avons déjà eu l'occasion de le voir, les facteurs techniques et économiques nous amènent à choisir dans l'arsenal des produits disponibles, un type de fluide adapté aux problèmes à résoudre.

Plusieurs classifications des fluides de forage peuvent être adoptées, il est cependant habituel de présenter les fluides en fonction de la nature de leurs phases continues .

Nous allons donc rencontrer :

- Les fluides dont la phase continue est de l'eau .
- les fluides dont la phase continue est de l'huile .
- Les fluides, à base d'eau ou d'huile, dont les caractéristiques sont optimisées pour ne pas endommager le réservoir (pay zone).

II .4.1 Fluides dont la phase continue est de l'eau :

Avant de présenter ces fluides, il semble nécessaire de préciser quel ques généralités sur les modes de fabrication et de traitement des boues .

II .4.1.1 Fabrication et traitement :

La première information nécessaire au responsable des fluides, pour programmer une fabrication, est la qualité de l'eau mise à sa disposition .

a) Qualité de l'eau de fabrication

Lors de l'élaboration d'un programme ou en début de chantier il est indispensable d'évaluer

- La concentration en calcium et magnésium (dureté de l'eau " hardness" .)
- La concentration en chlorure .
- Le PH .

Ce n'est que possession de ces caractéristiques que l'on pourra, éventuellement, fixer un traitement "d'adoucissement" de l'eau avant fabrication de la boue .

Ces traitements pourront être :

- Carbonate de sodium .
- Carbonate de sodium et soude caustique

Les traitements par produits couplés sont plus efficaces qu'avec un produit isolé

- Il n'est pas rentable de chercher à faire disparaître totalement la dureté
- Il n'est, bien entendu, pas possible d'éliminer les chlorures .

En conclusion, il convient de noter que dans les cas où la dureté et la salinité de l'eau sont très élevées, il peut être plus rentable de ne pas chercher à les améliorer, mais plutôt d'utiliser un type de boue mieux adapté au fluide de base. C'est notamment le cas pour les forages en mer, où l'on préfère utiliser une boue conçue spécifiquement pour l'eau de mer .

B) Traitement Du Circuit

Les caractéristiques principales à contrôler par traitement vont être :

- Densité., teneur en solides
- Rhéologie et Thixotropie
- Filtration
- Equilibre chimique propre au type de fluide

Les traitements les plus importants quantitativement vont être nécessités par le contrôle de la teneur en solides et de la densité. Les autres caractéristiques sont généralement maintenues avec de faibles additions sauf dans les cas de pollutions importantes Les traitements peuvent s'effectuer selon deux techniques :

- Le traitement par solution .
- Le traitement par produits secs

II .4.1.2 Boues à base d'eau douce

L'eau douce dans les fluides de forage est une eau contenant moins de 10 g/l d'électrolytes. Cette définition n'a donc aucun rapport avec la potabilité de cette eau .

II .4.1.3 Boue de Forage Naturelle

Ce fluide naturel est un fluide contenant essentiellement de l'eau et les argiles de la formation , C'est en général le fluide de début de sondage. Eau ou boue bentonitique qui se transforme progressivement en fluide naturel .

Propriétés :

C'est un fluide économique mais de qualité médiocre. La seule caractéristique contrôlée sera la densité pour limiter les problèmes de pertes .

Utilisation :

Ce fluide ne convient que dans des cas particuliers à savoir :

- Conditions de travail faciles et exigences peu sévères .

Forages peu profonds dans des secteurs connus (généralement phase 36 et 26 pouces) . -

- Forage de la première phase en mer avant descente du riser

II .4.1.4 Boues bentoniques

Ce type est divisé en quatre sections :

- Boues bentoniques sans amincissant .

- Boue bentonique avec amincissants minéraux .

- Boue bentonique avec extraits tannants .

- Boue bentonique avec dérivés de la lignine et du lignite .

II .4.1.5 Boues Calciques

Les deux types de boues calciques les plus utilisées sont

- Les boues à la chaux .

- Les boues au gypse .

II.4.1.6 Les boues à la chaux

Ce type de boue, largement utilisé dans le passé, a marqué une étape importante dans le développement

des techniques de forage. Cependant, de nos jours, la boue au gypse ou à base de dérivés ligneux est souvent préférée .

La boue à base de chaux éteinte, en raison de l'ajout de calcium, provoque un échange de base qui transforme les argiles sodiques en argiles calciques et/ou maintient les argiles forées sous forme calcique. Cette propriété permet de maintenir en suspension une plus grande quantité de solides argileux, tout en conservant une viscosité équivalente .

Utilisation :

Le forage des marnes et des argiles a été pendant longtemps réalisé avec des boues à la chaux. Dans ce type de formation leurs propriétés facilitent le contrôle des caractéristiques d'écoulement de plus la résistance à la contamination aux ions

Ca⁺⁺, de par la nature de la boue, est améliorée .

- Les gels sont faibles ce qui facilite le dégazage des boues.
- L'alcalinité élevée permet l'utilisation de l'amidon avec lequel on obtient des filtrats très bas.
- Par contre les gaz acides (CO₂ et H₂S) ont un effet marqué .
- Ce type de boue ne peut pas être utilisé sans risque de "solidification" à des températures supérieures à 130°C.

Actuellement on lui préfère fréquemment une boue au gypse ou au F.C.L.

Composition et préparation :

Boue à basse teneur en chaux.

- Eau : 1 m³
- Soude : 3 kg
- Tanin : 0,5 à 1 kg
- Chaux : 8 kg
- Amidon : 20 à 40 kg (selon filtrat désiré)
- Bentonite : 70 à 80 kg

Caractéristiques moyennes obtenues :

- Densité : 1,05

- Viscosité Marsh : 40 à 45 s
- Viscosité apparente : 20 à 30 cPo
- Gels 0 et 10 : Nuls
- Pb : 8 à 10
- Pf : 1 à 2
- pH : 11,5 à 12,5
- Ca++ : 100 à 200 mg/l

Les produits seront additionnés dans l'ordre cité ci-dessus.

Cadence de fabrication = 20 m³ /heure.

II.4.1.6 Boue au gypse

C'est une boue bentonitique à pH inférieur à 11, sursaturée en sulfate de calcium (5 à 10 fois la saturation de la phase liquide) dont les caractéristiques rhéologiques sont contrôlées aux lignosulfonates

La mise au point des lignosulfonates a permis la mise en oeuvre de ce type de boue d'un entretien plus aisé que les boues à la chaux et d'une sensibilité moindre aux contaminants

Propriété :

Cette boue possède les propriétés dues à la présence de sels de calcium que nous avons vues pour les boues à la chaux.

Les faibles alcalinités permettent de minimiser la "fragilisation" de l'argile du puits par les ions OH⁻.

La présence de lignosulfonate de ferrocrome ou lignosulfonate de fer renforce l'action inhibitrice du fluide et lui donne une résistance à la température que ne possèdent pas les boues à la chaux.

Jusqu'à 60 à 70 g/l de Na Cl la contamination n'est pas très marquée.

En premier lieu dans les horizons à gypse ou anhydrite, ce fluide sera très indiqué. De plus le forage de niveaux argileux importants et/ou de zones salifères ne nécessitant pas la saturation pourra s'effectuer en boue au gypse .

Composition et préparation :

Eau : 1 m³

Soude :	3 à 4 kg
Bentonite :	50 à 70 kg
F.C.L. ou F.L :	12 à 15 kg
Gypse :	10 à 20 kg
C.M.C :	5 à 10 kg (selon le filtrat désiré)
Antimousse :	1 litre

L'amidon est à proscrire du fait que le pH est inférieur à 11

L'ordre d'addition des produits présenté ici permet une hydratation de la bentonite avant apport de gypse. Cette formule permet d'obtenir de bons filtrats et des viscosités assez élevées. Lorsque l'on veut obtenir une boue fluide il est nécessaire d'ajouter la bentonite en fin de fabrication, tout comme en boue à la chaux .

Cadence de fabrication = 20 m³/ heure .

Conversion :

A- La conversion d'une boue douce bentonitique en boue au gypse s'opère sans difficulté lorsque la teneur en solides est correcte .

Le forage dans une zone à gypse ou anhydrite avec une boue douce bentonitique traitée au lignosulfonate de ferrocrome plus soude permet d'amorcer la conversion .

Une simple addition de gypse pour sursaturer la boue achèvera la conversion. Le filtrat sera réglé à la C.M.C .

B- La conversion d'une boue au gypse en un autre type de boue douce nécessite tout comme les boues au polyphosphates un temps d'attente nécessaire à la chute de la teneur en Ca. SO₄. Ceci est en général incompatible avec la conduite du forage .

La seule conversion envisageable est le passage en boue salée saturée et pour celle-ci il faudra contrôler le bullage .

II 4.2.4 Fluides à faible teneur en solides

Comme nous le verrons la vitesse d'avancement des outils de forage est fortement affectée par la teneur en solides. Aussi depuis quelques années, lorsque la tenue des formations le permet, les boues à faible teneur en solides ou l'eau sont utilisées .

Une boue classique contient plus de 7 % de solides, aussi par boue à faible teneur en solides désigne-t-on les boues dont la teneur en solides est comprise entre 1 et 7 %. A moins de 1 % c'est de l'eau .

II.4.2.1 Forage à l'eau Claire

Composition et propriétés :

La composition du fluide est la plus simple :

De l'eau douce à laquelle on peut éventuellement ajouter un flocculant .

La gomme guar utilisée à la concentration de 50 à 150 mg par kg de solides à éliminer, avec un antiferment. Aux doses supérieures à 150 mg par kg la gomme augmente la viscosité de la suspension, ce qui gêne ou même empêche la sédimentation des solides .

Un certains nombre de composés à longue chaîne et à poids moléculaire élevé, du type cationique ou anionique. Ces produits se fixent autour des fines particules formant des particules de plus grande taille dont la sédimentation est ainsi accélérée. Ces produits

sont efficaces à faible dose : de 10 à 120 mg par kg de solides à éliminer .

Ils ne sont pas fermentescibles mais perdent leur efficacité lorsque l'eau contient une teneur en sel importante .

Utilisation :

L'utilisation de l'eau comme fluide de forage, avec ou sans flocculants , n'est possible que dans certains cas particuliers, Les conditions de tenue de puits sont rarement réunies sur une profondeur importante. Lorsque cela est possible les avantages de ce fluide sont :

- Augmentation sensible de la vitesse d'avancement
- Réduction de prix de revient de la boue.

II.4.2.2 Boue douce à faible teneur en solides

Propriétés :

Lorsque le forage à l'eau est devenu impossible mais que les difficultés de forage ne sont pas importantes la mise en oeuvre d'une boue contenant moins de 7 %

de solides doit permettre de conserver une partie des qualités de l'eau tout en acquérant une partie de celles des boues douces classiques c'est-à-dire :

- Remonter les déblais.
- Maintenir les déblais en suspension pendant les arrêts.
- Avoir une filtration limitée.

Utilisation:

L'utilisation est limitée au forage de formations compatibles avec :

- Une densité faible.
- Un filtrat supérieur à 15 cm³ A.P.I.
- Des caractéristiques rhéologiques basses.

De plus il est nécessaire que la formation n'apporte pas de colloïdes très dispersibles car les dilutions imposées augmenteraient considérablement le prix de revient.

II.4.2.3 Boues à base d'eau salée

Dans ce paragraphe nous trouvons les fluides contenant :

-Un fluide de base, une eau dont la concentration en électrolytes est supérieur à 10 g/l. Cette solution de base est en général une saumure de chlorure de sodium

saturation ou de l'eau de mer .

- . - Des colloïdes minéraux
- . - Des colloïdes organiques
- . - Eventuellement des amincissants minéraux ou organiques

a) boue à l'eau de mer

Pour des raisons économiques et matériels, le forage en mer n'utilise pratiquement que l'eau de mer dans les boues à base d'eau.

Il n'y a pas à proprement parler un type de boue à l'eau de mer. Tous les types de boue peuvent être plus ou moins aisément contrôlés en présence d'eau de mer.

Dans la pratique, les conditions propres au forage en mer, entre autre : sont prix de revient, les conditions de stockage et d'approvisionnement, font que l'on adopte un type de boue résistant aux contaminations éventuelles sans nécessiter de traitements importants ni surtout d'arrêts de forage

Eau de mer : La composition varie suivant les régions, les courants, les marées etc. A

titre d'exemple nous donnons ci-dessous quelques analyses.

b) boues salées saturées

Nous pouvons rencontrer trois types de boues salées saturées :

- La boue salée saturée sans amincissant.
- La boue salée saturée avec amincissants minéraux.
- La boue salée saturée avec amincissants organique.

II .4.2 BOUES A L'EAU EMULSIONNEES

On appelle émulsion une dispersion fine d'un liquide dans un autre liquide, ces deux liquides n'étant évidemment pas miscibles .

L'eau et les hydrocarbures liquides sont les exemples types dans le domaine des boues de forage mais il existe également d'autres couples de liquides non miscibles .

En boues de forage, on connaît deux types d'émulsion suivant la nature du liquide dispersé, ces deux types sont :

- émulsion eau dans huile. lorsque l'eau forme la phase dispersée, l'huile formant la phase continue
- émulsion huile dans eau, lorsque l'huile est la phase dispersée, l'eau étant la phase continue.

Une émulsion comprend donc toujours, quel que soit son type une phase continue et une phase dispersée .

La dispersion d'un liquide dans un autre est obtenue mécaniquement. Toutefois, en raison d'un certain nombre de facteurs. Une émulsion constituée par deux liquides purs n'est pas stable. Les gouttelettes ont tendance à coalescer sous l'influence des forces attractives, puis à sédimenter ou à se réunir à la surface sous l'effet de la différence de densité existant entre les phases. La dispersion peut être stabilisée par la formation d'un film à la surface séparant les deux liquides. Ce film modifie les forces attractives entre les gouttelettes formant la phase dispersée, il prévient donc leur coalescence et s'oppose à l'action de la différence de densité .

Le film interfacial qui se forme entre les deux liquides peut être constitué par :

- des solides fortement divisés, comme la poudre de fer.
- des colloïdes, comme les argiles, l'amidon .

L'affinité pour l'un ou l'autre milieu et l'orientation de la molécule constitutive à l'interface constitue les deux caractéristiques communes à ces trois catégories d'agent Stabilisateur .

Suivant la valeur de ces deux caractéristiques, chaque agent stabilisera préférentiellement une émulsion du premier type (directe) ou une émulsion du deuxième type (inverse) .

Un exemple classique de cette caractéristique est fourni par les agents superficiellement actifs résultant de la condensation d'oxyde d'éthylène sur un noyau phénolique. Tout d'abord une molécule de ce type s'orientera à une interface eau/huile .

Le noyau phénolique sera du côté de la phase huile, la chaîne d'oxyde d'éthylène du côté de la phase eau. Si le nombre d'oxyde d'éthylène fixé est faible, le corps aura plus d'affinité pour l'huile que pour l'eau.

L'eau aura, par conséquent, tendance à stabiliser une émulsion du type eau dans huile. Inversement si le nombre d'oxyde d'éthylène fixé est élevé, le corps aura plus d'affinité pour l'eau que pour l'huile et aura par conséquent tendance à stabiliser une émulsion d'huile dans l'eau .

Les corps ayant une affinité particulière pour l'eau sont dits hydrophiles ; ceux ayant une affinité particulière pour l'huile sont dits oléophiles ou lipophiles.

C'est donc cette balance hydrophile/oléophile qui déterminera, au moins dans une certaine mesure, le sens d'action d'un agent stabilisateur d'émulsion.

Les conclusions de ces généralités sur les émulsions sont les suivantes, en ce qui concerne les boues de forage:

- Une émulsion, quel que soit son type, ne peut demeurer stable sans la présence d'un agent stabilisateur.
- Le rapport des volumes des phases liquides n'est pas l'élément déterminant le sens de l'émulsion .

Propriétés :

On admet que le fait d'émulsionner une boue à l'eau lui confère certains avantages :

-L'addition d'huile provoque souvent une légère réduction du filtrat mais parfois une augmentation des caractéristiques rhéologiques .

Une boue émulsionnée possède un meilleur pouvoir lubrifiant :

- Elle réduit les frottements de la garniture sur les parois du sondage ce qui a pour conséquence une diminution du couple de torsion et un arrachement moindre du cake lors des manoeuvres
- La présence d'huile dans la boue réduit les coincements par pression différentielle, tout particulièrement si cette huile contient un agent spécifique
- une boue émulsionnée améliorerait la tenue des marnes lors de leur forage ou au cours des manoeuvres .

Utilisation :

Les boues à base d'eau émulsionnées seront utilisées dans les mêmes cas que le type de boues non émulsionnées. L'émulsion au travers des avantages cités permettra de résoudre certaines difficultés particulières sans plus .

II .4.3 BOUES A BASE D'HUILE

Nous distinguons deux catégories :

- Les boues à l'huile.
- Les boues émulsionnées inverses (eau dans huile).

A) Boues à l'huile :

Nous classons dans cette catégorie les fluides de forage ou de complétion constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse, représentant quelques pour cent en volume seulement. Cela par opposition aux boues à émulsion inverse qui elles, peuvent avoir une phase aqueuse dispersée dépassant 50 % en volume.

Propriétés :

Une boue à l'huile cause le minimum de dommages aux formations productrices. Elle possède des caractéristiques rhéologiques permettant l'élimination correcte des déblais et le maintien en suspension des alourdisants.

Les caractéristiques peuvent être contrôlées à la suite d'apports accidentels d'eau dus aux conditions atmosphériques, aux opérations de forage, à de faibles venues dans le puits etc...

La filtration A.P.I. à haute pression et haute température est faible. Le filtrat est exclusivement composé d'huile.

Utilisation :

Les boues à l'huile sont principalement utilisées :

- pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension .
- pour les reprises et entretiens de puits productifs d'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs .
- elles sont également utilisées pour résoudre certaines difficultés de forage (argiles gonflantes, coincement, etc...) .

Composition :

Elles sont constituées d'une phase continue huile, d'une phase aqueuse dispersée représentant quelques pour cent en volume et d'autre part :

- d'agents plastifiants
- d'agents émulsionnants et stabilisants
- d'agents fluidifiants

- d'alourdisants
- d'agents de neutralisation de l'eau
- d'agents augmentant la résistance aux contaminants

B) Boues à émulsion inverse

Ce type de boues du fait que le filtrat est composé exclusivement d'huile, présente tous

les avantages des boues à l'huile et permet de pallier certains inconvénients de ces dernières :

- Sensibilité à l'eau
- Risque d'incendie
- Manipulation salissante
- Prix de revient au m³ élevé

Nous classons dans les boues à émulsion inverse Eau/Huile, les fluides de forage ou de complétion constitués d'une phase continue huile et d'une phase dispersée aqueuse pouvant atteindre 50 % ou plus en volume .

Propriétés :

Une boue à émulsion Eau/Huile satisfait aux conditions suivantes :

- Cause le minimum de dommages aux formations productrices
- Possède des caractéristiques rhéologiques telles que :
 - Les alourdisants sont maintenus en suspension dans les conditions
 - d'utilisation sur chantier
 - Les déblais de forage sont correctement remontés
 - Les caractéristiques peuvent être contrôlées même à la suite d'apports assez importants d'eau dus aux conditions atmosphériques, aux opérations de forage, à des venues dans le puits, etc ...
 - La filtration API à haute pression et haute température est faible. Le filtrat est exclusivement composé d'huile.
- L'entretien et le traitement de la boue sont aussi souples que ceux des boues à base d'eau

Utilisation :

Les boues à émulsion Eau/Huile sont principalement utilisées :

- Pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages de développement ou d'extension
- Pour les reprises et entretiens de puits productifs

- D'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs

C) Boues émulsionnées inverse non toxiques

Pour satisfaire aux réglementations concernant la protection de l'environnement, on est amené à utiliser des "Clean Oil Muds" formulées à partir d'huile minérale non toxique et de constituants spécifiques eux-mêmes non toxiques .

Le choix de l'huile clean est essentiellement basé sur le degré de toxicité et la sécurité (point Eclair) .

Toxicité : Elle est fonction de la teneur en aromatiques. La teneur ne doit pas excéder 5% .

Sécurité : On utilise des huiles ayant un point éclair supérieur à 100°C .

II .4.4 FLUIDES SPECIAUX

Par fluides spéciaux nous désignons :

- les fluides de forage n'entrant pas dans les catégories précédentes. Ce sont les fluides aérés, l'air, la mousse .

- les fluides étudiés pour résoudre des problèmes autres que ceux posés pour le forage proprement dit .

Nous n'aborderons ici que les problèmes des fluides. Les équipements spéciaux permettant leur mise en oeuvre ne sont pas évoqués .

A) Forage à l'air :

Depuis quelques années cette technique s'est développée et a notamment été mise en oeuvre sur certains puits en Algérie, France, Espagne et Iran .

Propriétés :

L'air remplaçant la boue comme fluide de forage doit assurer les diverses fonctions de celle-ci .

Remontée des déblais :

Afin de curer le puits, les vitesses de remontée doivent être élevées ce qui impose un débit d'air important.

La vitesse moyenne de remontée admise dans des conditions atmosphériques normales est de l'ordre de 900 mètres par minute. Ces débits doivent être augmentés lorsque la profondeur s'accroît et que les vitesses d'avancement augmentent .

La section des déblais remontés est très faible, les cuttings ont l'aspect de poussières.

Le nettoyage, le refroidissement et la lubrification de l'outil dans les forages à l'air sec offrent des avantages significatifs, notamment une longévité accrue des outils par rapport aux fluides à base d'eau ou d'huile. De plus, l'absence de pression hydrostatique de la colonne de boue permet d'augmenter les vitesses d'avancement de 100 à 400%. Enfin, les formations forées à l'air sec, à l'exception des terrains plastiques, présentent une bonne stabilité.

Forage des formations suintantes :

1) Symptômes :

- le volume des déblais évacués diminue
- la pression nécessaire au maintien d'un débit d'air constant augmente
- la taille des déblais croît
- le couple de torsion augmente.

2) Traitements

Dans le cas de faibles venues d'eau les problèmes à résoudre sont celui de l'agglomération des déblais.

Deux techniques sont adoptées :

- rendre les déblais insensibles à l'eau
- absorber l'eau fournie par la formation.

Pour cela on est amené à ajouter à l'aspiration d'air des produits remplissant l'une ou l'autre de ces fonctions.

On utilise des produits n'altérant pas l'analyse géologique, n'étant ni inflammables ni toxiques et d'un prix de revient acceptable. Ce sont des stéarates de zinc ou de calcium pour insensibiliser les déblais à l'eau et des silica-gels pour absorber l'eau.

Exemples d'utilisation :

Puits	Poids de déblais en kg/m	Débit d'eau en l/h	Quantité de stéarate en kg/m
5" 5/8	38	50	0,76

8" 3/4	90	100	1,80
12" 1/4	175	200	3,60
1/2	360	400	7,20

Table1 Un exemple d'utilisation du Forage à l'air

Forage de zones à faible débit :

1) Symptômes :

- Arrêt de la remontée des déblais
- Accroissement de la pression d'air
- Diminution de la vitesse de forage

2) Traitements :

La seule technique adoptée à ce jour consiste à évacuer l'eau sous forme de mousse.

Etant donné le coût des produits moussants nécessaires, pour chaque profondeur il existe un débit d'eau maximum au-delà duquel l'opération cesse d'être rentable.

Débit d'eau m ³ /h	Profondeur m .
8	750
6	900
5,5	1200
5	1500
4	2250
3	2700

Table2 La quantité de débit en fonction de la profondeur

Forage de zones à venues importantes :

Pour les venues d'eau supérieures à 30 m³/heure, il est nécessaire de colmater la venue d'eau ou ce qui est le cas le plus fréquent d'abandonner le forage à l'air.

B) Forage à la mousse :

Comme nous venons de le voir, lorsqu'un débit d'eau supérieur à 500 litres/heure se manifeste dans le puits, le forage à l'air sec devient impossible. Il faut faire appel au forage à la mousse.

Cette mousse est obtenue en combinant une injection d'air, de boue et d'un agent moussant.

Composition moyenne de la boue

Eau	1000 l
Bentonite	25 à 30 kg
Carbonate de sodium	3 kg
CMC haute viscosité	1,5 kg

Agents moussants : Ils peuvent être de plusieurs types. CECA-SA préconise le Foramousse D et le Fora mousse S.

- **Fora mousse D :** C'est un complexe de surfactifs anioniques et non-ioniques, biodégradable. C'est un liquide de couleur ambrée. Il est utilisé à raison de 5 à 15 litres par m³ de boue, avant injection.

Le fora mousse D est utilisé lorsque l'eau de la formation est douce.

- **Fora mousse S :** Ce produit se présente comme le Fora mousse D, il s'utilise de la même manière et dans les mêmes proportions; Il est utilisé lorsque l'eau de la formation est salée.

- **Air :** Le débit d'air nécessaire sera fonction du diamètre et de la profondeur du puits.

Il est environ 10 fois moins important que celui nécessité par le forage à l'air.

A titre indicatif nous donnons quelques ordres de grandeurs de débits :

24" jusqu'à	150 m : Air = 10 à 12 m ³ /minute
	Boue + 10l/m ³ moussant = 1,5 à 3m ³ /heure
17" 1/4 jusqu'à	500 m : Air = 15 à 40 m ³ /minute
	Boue + 15l/m ³ moussant = 1,5 à 4m ³ /heure.

c) Forage à la boue aérée :

Lorsque le forage à l'air n'est pas possible et que des niveaux à pertes importantes ou des réservoirs à faible pression doivent être forés, une solution consiste à utiliser une boue à base d'eau aérée. Cette approche permet de conserver certains avantages du forage à l'air, comme la vitesse d'avancement et la faible usure des outils, tout en offrant un meilleur contrôle des venues.

Le mélange boue-air est refoulé dans le circuit de surface selon un rapport d'environ 3 à 5 volumes d'air pour un volume de boue. Cette technique requiert une pression d'injection d'air légèrement supérieure à celle de la boue (0,1 à 0,15 bar) et donc une installation de compression conséquente. De plus, comme pour le forage à l'air, un obturateur rotatif est nécessaire. À la sortie du puits, un déaérateur est installé pour séparer la phase liquide de la phase gazeuse.

II .4.5 BOUES DE COMPLETION ET DE PACKER

Les boues de complétion et de packer sont adaptées en fonction des caractéristiques des réservoirs et des techniques de production utilisées. Pour la complétion, les boues doivent préserver la géométrie du puits près des zones productrices et ne pas altérer les capacités du réservoir. Les boues de packer, quant à elles, sont conçues pour rester dans l'espace annulaire pendant plusieurs années et ont des propriétés différentes de celles utilisées pour le forage. Elles sont placées au-dessus d'un bouchon de ciment ou d'un packer de production pour maintenir une pression hydrostatique suffisante et éviter les fuites de fluide.

Ces boues doivent pouvoir être densifiées sans précipitation et rester pompables dans le temps. Les types courants de boues utilisées sont les boues bentonitiques améliorées à la C.M.C et les boues à base d'huile avec des agents gélifiants.

CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DE COMPLETION

Les fluides de complétion et de Work-Over doivent répondre aux impératifs suivants :

Densité :

- Assurer la stabilité du puits en exerçant une contre-pression au niveau des réservoirs.
- Doit être ajustée facilement.
- Une pression différentielle de 10 kg/cm² entre pression hydrostatique et pression de couche est la valeur adoptée pour minimiser l'envahissement et assurer une certaine sécurité.

Viscosité :

- Permettre un bon nettoyage du trou, maintenir en suspension les solides (déblais ou alourdisant), freiner les venues de gaz.

Filtration :

- Eviter les migrations de fines dans les pores de la formation en utilisant des réducteurs de filtrat temporaires, à la granulométrie adaptée au diamètre des pores du réservoir .

Température :

- Avoir une bonne stabilité dans le temps, c'est à dire pouvoir résister aux Températures du gisement.

Comptabilité :

- Eviter toute action physico-chimique du filtrat vis à vis du réservoir, en adaptant sa composition à l'eau du réservoir et aux éléments sensibles du terrain (argiles en particulier).
- Avoir un prix de revient le plus faible possible.

2 - Mouvement mécanique du fluide de forage

Le mouvement mécanique des fluides dans le champ pétrolier, en particulier dans le contexte du fluide de forage, est un élément clé des opérations de forage pétrolier. Le fluide de forage, également appelé "boue de forage", remplit plusieurs fonctions essentielles. Il aide à stabiliser les parois du puits, à transporter les débris

de forage à la surface, à maintenir la pression dans le puits pour éviter les éruptions de gaz, et à refroidir et lubrifier les outils de forage.

Le mouvement du fluide de forage est contrôlé par des équipements de surface, tels que les pompes de circulation, qui injectent la boue de forage dans le puits à haute pression. Le fluide de forage circule ensuite dans le trou de forage, remontant à la surface chargé de débris de roche et de particules de forage.

La rhéologie du fluide de forage, c'est-à-dire ses propriétés d'écoulement, de viscosité et d'élasticité, est cruciale pour assurer le succès du forage. Une bonne compréhension et maîtrise du mouvement mécanique de ce fluide permettent d'optimiser les opérations de forage, de réduire les temps d'arrêt et d'améliorer la sécurité sur le site.

II.5 - Mouvement mécanique du fluide :

5.1 Ecoulement :

En mécanique des fluides, deux types d'écoulement sont définis :

1. Ecoulement laminaire
2. Ecoulement turbulent

“Plug flow” est un écoulement laminaire .

5.1.1 - Ecoulement laminaire :

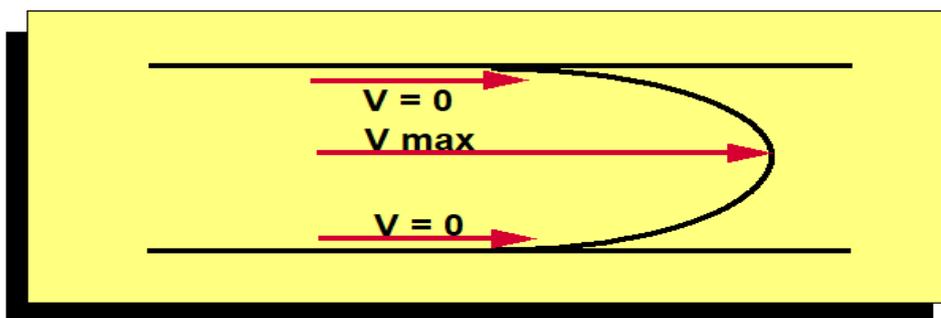


Figure 5 Ecoulement laminaire

Écoulement sous forme de lame

Vitesse à la paroi = 0

Vitesse maximale au centre

$V_{max} = 2 V$

$V =$ Vitesse moyenne des particules

5.1.2 -Ecoulement tourbillonnaire

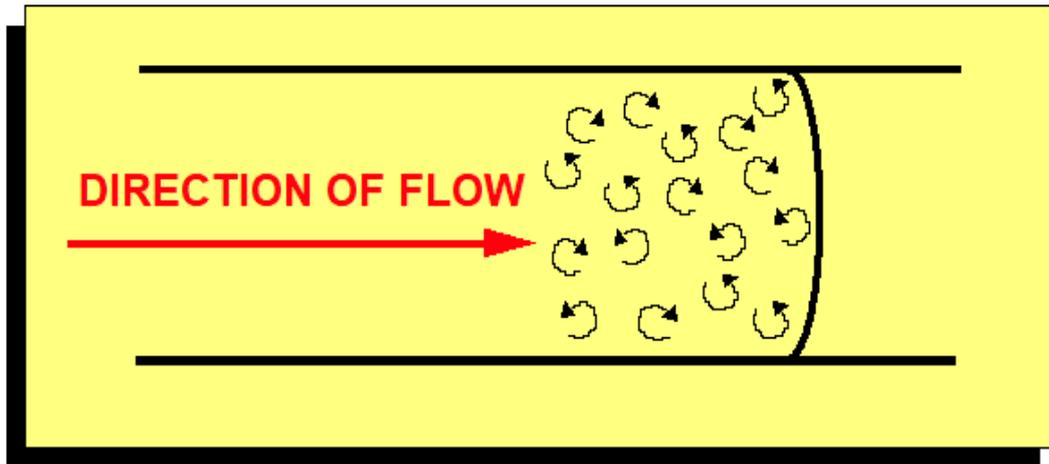


Figure 6 Ecoulement tourbillonnaire

Vitesse

moyenne des particules identique dans tout l'espace

La fonction principale d'un fluide de forage est d'enlever les déblais forés du puits.

Ceci est accompli en coulant le fluide vers le haut dans l'anneau plus rapidement que la vitesse à laquelle les boues tomberaient autrement.

Le débit ou la vitesse annulaire est limité par la sortie de la pompe ainsi que par la pression et la formation.

Cependant, la vitesse à laquelle les boues tombent dans un fluide peut être réduite en augmentant la viscosité et la thixotropie du fluide.

5.2 – cisaillement :

5.2.1 Contrainte de cisaillement (τ)

La contrainte de cisaillement est la force requise pour soutenir un type particulier d'écoulement de fluide.

Dans l'écoulement laminaire, la contrainte de cisaillement est la traînée de frottement existant entre les lamines individuelles, exprimée en lb/100 pi² ou en Dynes/cm².

5.2.2 Taux de cisaillement (γ)

C'est la vitesse relative d'une lame se déplaçant par une lame adjacente, divisée par la distance entre elles.

Ceci est exprimé en sec^{-1} (secondes réciproques).

5.2.3 Viscosité (μ)

La viscosité est la mesure du frottement interne d'un fluide.

Plus le frottement est important, plus la force nécessaire pour provoquer ce mouvement, appelé cisaillement, est grande.

Les fluides très visqueux nécessitent plus de force pour se déplacer que les matériaux moins visqueux.

Deux plans parallèles de fluide de surface égale A sont séparés par une distance dx et se déplacent dans la même direction à différentes vitesses V_1 et V_2 .

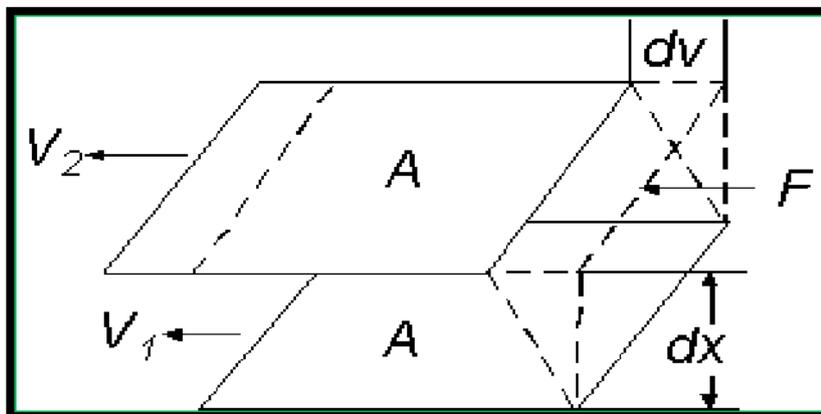


Figure 7 Mouvement d'un fluide visqueux

La force nécessaire pour maintenir cette différence de vitesse était proportionnelle à la différence de vitesse à travers le liquide.

Le gradient de vitesse, dv/dx , est une mesure du changement de vitesse auquel les couches intermédiaires se déplacent les unes par rapport aux autres.

Il décrit le cisaillement des expériences liquides et est ainsi appelé taux de cisaillement.

Cela sera symbolisé par S dans les discussions ultérieures.

Son unité de mesure est appelée la seconde réciproque (sec-1).

Le terme F/A indique la force par unité de surface nécessaire pour produire l'action de cisaillement.

Son unité de mesure est le nombre de dynes par centimètre carré (dynes/cm²).

La viscosité peut être définie mathématiquement par cette formule :

$$\mu = \text{Viscosité} = \frac{F'}{S} = \frac{\text{contrainte de cisaillement } (\tau)}{\text{taux de cisaillement } (\dot{\gamma})}$$

Un matériau nécessitant une contrainte de cisaillement d'un dyne par centimètre carré pour produire un taux de cisaillement d'une seconde réciproque a une viscosité d'un poise, ou 100 centipoise.

5.3 Modèles fluides

La plupart des fluides de forage sont considérés comme non newtoniens en ce sens que leur viscosité change avec des taux de cisaillement variables.

Ils présentent également des caractéristiques d'écoulement similaires à 2 modèles de fluides non newtoniens utilisés pour prédire et évaluer leur comportement; Bingham Plastic et Power Law (Pseudoplastic).

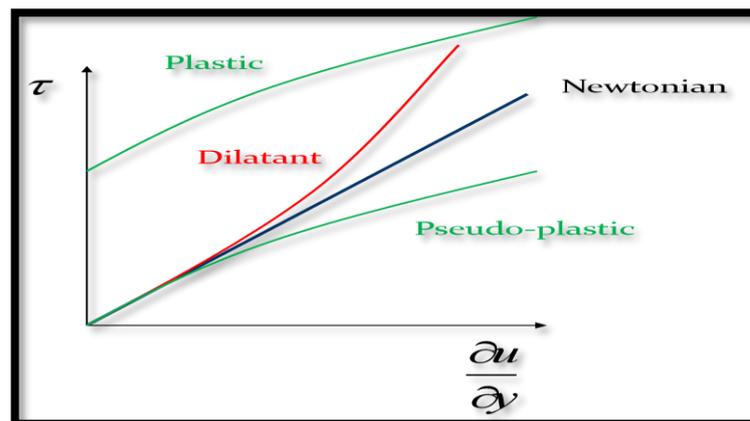


Figure 8 Modèles pour certains types de fluides de forage

A – fluides newtoniens :

Le graphique montre que la relation entre la contrainte de cisaillement (τ) et le taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$) est une ligne droite.

Le graphique B montre que la viscosité du fluide reste constante lorsque le taux de cisaillement est varié.

Les fluides newtoniens typiques comprennent l'eau et les huiles moteur minces.

En pratique, cela signifie qu'à une température donnée, la viscosité d'un fluide newtonien restera constante quel que soit le modèle de viscosimètre, la broche ou la vitesse que vous utilisez pour le mesurer.

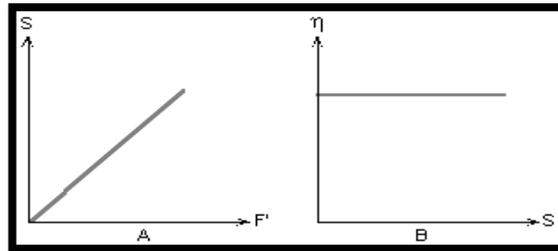


Figure 9 la relation entre la contrainte de cisaillement et le taux de cisaillement

B - Fluides non**newtoniens**

Un fluide non newtonien est largement défini comme celui pour lequel la relation [contrainte de cisaillement (τ) / taux de cisaillement ($\dot{\gamma}$)] n'est pas une constante.

En d'autres termes, lorsque le taux de cisaillement est varié, la contrainte de cisaillement ne varie pas dans la même proportion (ou même nécessairement dans la même direction).

La viscosité de ces fluides changera donc à mesure que le taux de cisaillement est varié.

Il existe plusieurs types de comportement d'écoulement non newtonien, caractérisé par la façon dont la viscosité d'un fluide change en réponse aux variations du taux de cisaillement.

Les types les plus courants de fluides non newtoniens que vous pouvez rencontrer comprennent :

1 - Psuedoplastique :

Ce type de fluide affichera une viscosité décroissante avec un taux de cisaillement croissant.

Probablement le plus commun des fluides non newtoniens, les pseudo-plastiques comprennent les peintures, les émulsions et les dispersions de nombreux types.

Ce type de comportement d'écoulement est parfois appelé cisaillement-amincissement.

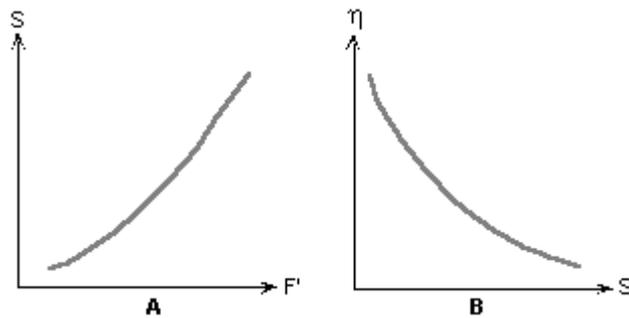


Figure 10 cisaillement-amincissement

2 - Dilatant :

La viscosité croissante avec une augmentation du taux de cisaillement caractérise le fluide dilatant.

Plus rare que la pseudoplasticité, la dilatation est fréquemment observée dans les fluides contenant des niveaux élevés de solides déflagrés, tels que les boues d'argile, l'amidon de maïs dans l'eau et les mélanges sable / eau.

La dilatation est également appelée comportement de l'écoulement de cisaillement-épaississement.

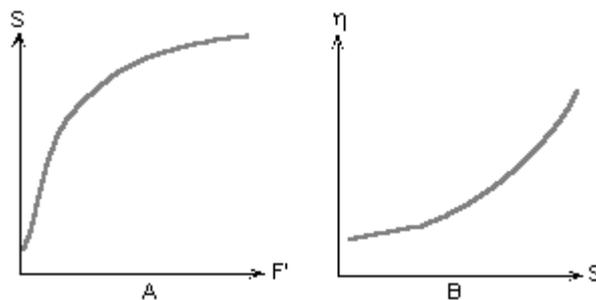


Figure 11 cisaillement-épaississement.

3 - Plastique :

Une certaine force doit être appliquée au fluide avant qu'un écoulement ne soit induit; cette force est appelée la valeur de rendement.

Le catsup de tomate est un bon exemple de ce type de fluide; sa valeur de rendement le fera souvent refuser de verser de la bouteille jusqu'à ce que la bouteille soit secouée permettant au catsup de jaillir librement.

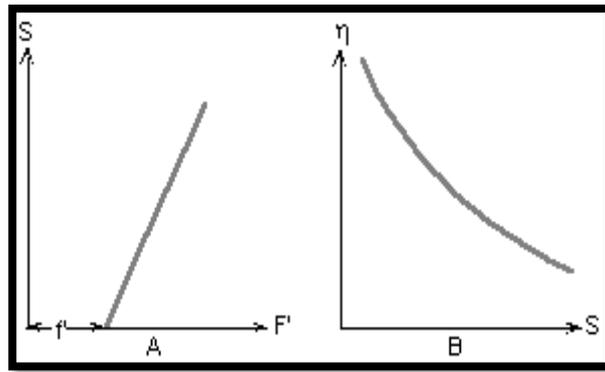


Figure 12 la valeur de rendement.

4 - Thixotropie :

Comme le montre la figure ci-dessous, un fluide thixotrope subit une diminution de viscosité avec le temps, alors qu'il est soumis à un cisaillement constant.

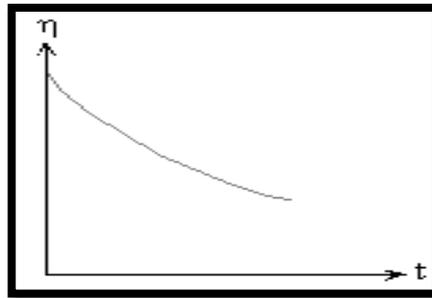


Figure 13 Thixotropie

5 - Rhéopexie :

C'est essentiellement le contraire du comportement thixotrope, en ce que la viscosité du fluide augmente avec le temps car il est cisailé à un taux constant. Voir la figure ci-dessous.

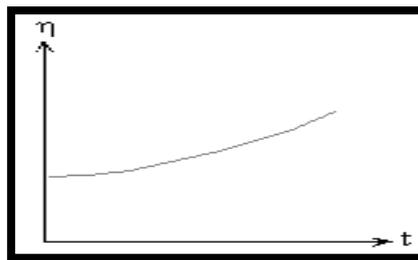


Figure 14 Rhéopexie

6 -Thixotropie et rhéopexie :

Que se passe-t-il lorsque l'élément temps est pris en compte?

Cette question nous amène à examiner deux autres types de flux non newtoniens :

- Thixotrope

- Rhéopectique.

Certains fluides afficheront un changement de viscosité avec le temps dans des conditions de taux de cisaillement constant.

Il y a deux catégories à considérer :

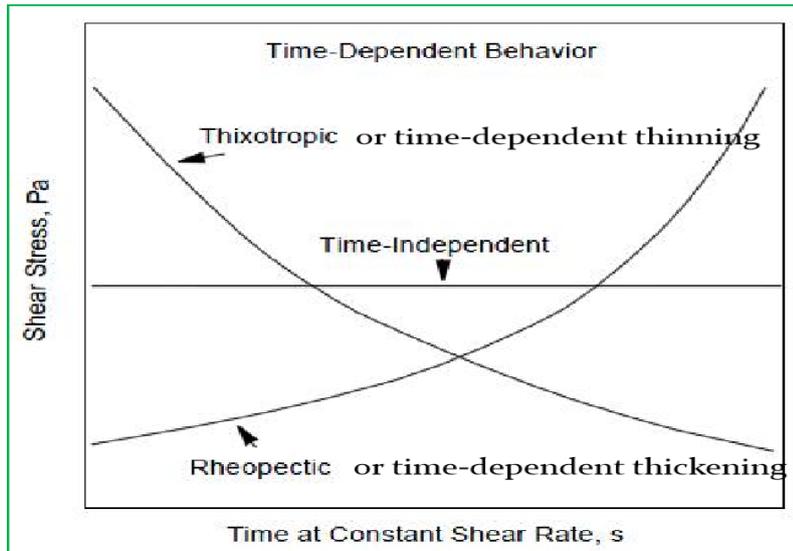


Figure 15 Thixotropie et rhéopexie

CHAPITER III

TESTS DE SYSTÈMES DE

FORAGE

INTRODUCTION :

Pour garantir un contrôle efficace du nettoyage, de la suspension et des propriétés de filtration du fluide de forage, des tests des propriétés du fluide sont effectués quotidiennement. La plupart des tests sont réalisés sur le site de forage, et les procédures sont définies dans les spécifications API RPB13B. Les tests des fluides à base d'eau et des fluides non aqueux peuvent être similaires, mais des variations de procédures se produisent en raison de la nature du fluide testé.

III.1 Test des propriétés physiques du fluide de forage :

L'essai de densité de boue est conduit en utilisant un équilibre de boue, qui se compose d'un bas et d'un bras d'équilibre avec la tasse, le couvercle, le bord de couteau, le cavalier, le verre de niveau, et le contrepoids.

La tasse est attachée à une extrémité du bras d'équilibre et le contrepoids est à l'extrémité opposée.



Figure 16 Appareil de mesure de densité et de gravité

Le poids de la boue peut être déclaré comme suit :

livres par gallon (ppg); (lb/gal)

livres par pied cube (lbm/pi³);

densité (sg).

Enregistrer le gradient de boue en livres par pouce carré par pied de profondeur (psi/ft)

(Poids de la boue en ppg x 0,052 = gradient de boue en psi/pi)

(Poids de la boue en lb/pi cu)/(144) = gradient de boue en psi/pi)

III.1.1 Étalonnage de l'équilibre de boue (équilibre de boue non pressurisé) :

Avant de commencer, vérifier l'étalonnage (marque d'étalonnage fournie sur la balance pour l'eau douce, 8,33 lb/gal ou 1,0 sg, et s'assurer que la tasse est propre et sèche).

1- Retirer le couvercle de la coupe de boue et remplir la coupe jusqu'à ce qu'elle déborde de boue à tester.

Si des bulles d'air ont été piégées dans la boue, tapotez vivement la tasse sur le côté jusqu'à ce que des bulles d'air éclatent.

2 - Remplacez le couvercle de la tasse et faites-le pivoter jusqu'à ce qu'il soit bien en place. Ne couvrez pas le trou d'aération avec votre doigt. Assurez-vous qu'il y a de la boue dans le couvercle.

3 - Laver et essuyer l'excès de boue de l'extérieur de l'équilibre de boue, en couvrant le trou d'aération, puis sécher l'équilibre.

4 - Placer la balance dans sa base avec les bords du couteau sur le point d'appui.

5 - Déplacer le cavalier jusqu'à ce que la poutre soit équilibrée. La bulle de niveau à bulle doit être sur la ligne centrale.

6 - Lire le poids de boue au bord du cavalier le plus près du point d'appui.

7 - Nettoyer et remplacer l'instrument.



Figure 17 Mud Balance Calibration

III.1.2 Procédure d'essai (Tru-Wate Pressurized Mud Balance)

1- Remplir la tasse d'échantillon avec de la boue de forage à un niveau qui se trouve à environ 10 mm sous le bord supérieur de la tasse.

2-Placez le couvercle sur la tasse avec le clapet anti-retour fixé en position basse (ouverte). Poussez le couvercle vers le bas dans la bouche de la tasse jusqu'à ce que la surface soit en contact entre la jupe extérieure du couvercle et le bord supérieur de la tasse permettant à tout excès de boue d'être expulsé par le clapet anti-retour ouvert.

3. Tirez le clapet anti-retour vers le haut en position fermée, rincez la tasse et les filets et vissez le bouchon fileté sur la tasse.

4. Avec le piston plongeur à la main, pousser sa poignée en place dans le piston intérieur jusqu'à sa position la plus basse. Remplissez le piston en immergeant son nez dans la boue à tester et en tirant la poignée jusqu'à ce que le piston interne soit dans sa position la plus haute.

5. Placer le nez du piston sur la surface du joint torique de la valve sur le bouchon. La tasse d'échantillon est pressurisée en maintenant une force vers le bas sur le cylindre afin de maintenir le clapet anti-retour vers le bas (ouvert), et en même temps forçant le piston vers l'intérieur.

6. Le clapet anti-retour dans le couvercle est actionné par pression et se ferme (se déplace vers le haut) sous l'influence de la pression dans la tasse d'échantillon. Par conséquent, la vanne est fermée en se détendant progressivement sur le cylindre du plongeur tout en maintenant la pression sur le piston.

Lorsque le clapet anti-retour se ferme, déconnectez le piston du couvercle, rincez la tasse à l'eau et essuyez-la.

7. Placer la balance pressurisée avec le bord du couteau sur le point d'appui de la balance.

Régler le poids glissant sur le balancier jusqu'à ce que la bulle oscille également à gauche et à droite du repère de centrage au-dessus du flacon à bulles.

8. Notez la valeur de la densité à ce point.



Figure 18 Procédure d'essai (Tru-Wate
Pressurized Mud Balance)

III .2 Viscosité de l'entonnoir du marsh :

Le viscosimètre à entonnoir Marsh et la tasse graduée sont couramment utilisés pour mesurer la viscosité.

L'orifice de l'entonnoir est un tube de 50,8 mm de longueur et de 4,76 mm de diamètre intérieur.

L'orifice peut être nettoyé en passant une perceuse de 4,76 mm (3/16 po) à la main.

Un tamis à 10 mailles a été installé sur la moitié des filtres supérieurs pour filtrer les corps étrangers et les débris provenant de la boue à tester.

La capacité de l'entonnoir au bas de l'écran de fil est 1500 cc.

Ses dimensions sont telles qu'un litre d'eau douce à une température de 70 °F (15 °F) s'écoule dans l'entonnoir en 26 secondes (0,5 °F).

Présentation des résultats

Noter la viscosité de l'entonnoir dans le rapport sur les boues de forage standard de l'API comme suit :

Secondes par litre à X °F (norme API); ou

Secondes par 1000 cc à X °F.

III .2.1 : Étalonnage de l'entonnoir Marsh :

Avec l'entonnoir en position verticale, le remplir d'eau douce (à 20 °C) jusqu'au niveau de l'écran avec un doigt placé sur l'orifice.

À l'aide de la tasse de mesure (tasse de viscosité), le temps nécessaire pour qu'un litre d'eau traverse le tube d'orifice de l'entonnoir doit être de 27,5 secondes (0,5 sec).

La viscosité de l'entonnoir Marsh peut être corrigée à l'aide de la formule suivante :

$$\frac{27,5 \text{ sed/l}}{\text{Débit d'eau mesuré (sec/L)}} = \frac{X}{\text{Débit de boue mesuré (sec/L)}}$$

X = Viscosité réelle de l'entonnoir de marais

III . 2.2 :Viscosimètre indicateur direct (rhéologie) :

La boue est contenue dans l'espace annulaire entre deux cylindres. Le cylindre extérieur ou le manchon du rotor est entraîné à une vitesse de rotation constante; sa rotation dans la boue produit un couple sur le cylindre intérieur ou le bob.

Un ressort de torsion retient le mouvement du bob.

Un cadran attaché au bob indique son déplacement sur une échelle de lecture directe.

La viscosité plastique (PV) en centipoise est égale à la lecture du cadran de 600 rpm moins la lecture du cadran de 300 rpm.

La viscosité apparente du centipoise est égale à la mesure de 600 tours par minute, divisée par 2.



Figure 19 Rhéologie



Figure 20 Déviation du bob

III.3 - Teneur en liquides et en solides

Un autoclave à boue est utilisé pour déterminer la teneur en liquides et en solides d'un fluide de forage.

La boue est placée dans un récipient en acier et chauffée à haute température jusqu'à ce que les composants liquides aient été distillés et vaporisés.

Les vapeurs sont passées à travers un condenseur et collectées dans un cylindre gradué.

Le volume de liquides (eau et huile) est ensuite mesuré. Les solides, en suspension et dissous, sont déterminés par le volume comme une différence entre la boue dans le récipient et le distillat dans le cylindre gradué.

Les autoclaves à fluide de forage sont généralement conçues pour distiller des volumes d'échantillons de 10, 20 ou 50 ml .

CHAPITER IV

Les prolèmes de fluide de forage

Introduction :

Le plan de travail dans ce puits de pétrole (TP198 MDZ801 ST2) était en deux étapes Forage vertical et forage horizontal pour augmenter son débit .

Tout en travaillant sur les deux étapes une série de problèmes se sont produits sur la formation due au fluide de forage .

IV.1 Au niveau du forage vertical :

Les deux problèmes les plus importants sont survenus à cette étape du forage : LES COINCEMENTS et LE CAVAGE.

IV.1.1 - Les coincements:

Le coincement en général, est un obstacle qui impose un arrêt de forage ,peuvent être causés par le fluage ou le gonflement des argiles, les éboulements, la pression différentielle ou le « trou de serrure » .

La raison trouvée dans ce cas était le gonflement de l'argile.

- Les argiles gonflantes :

Le gonflement des argiles peut être causé par des processus d'hydratation ou par le potentiel osmotique qui se développe entre le fluide interstitiel d'argile et la salinité du fluide de forage .

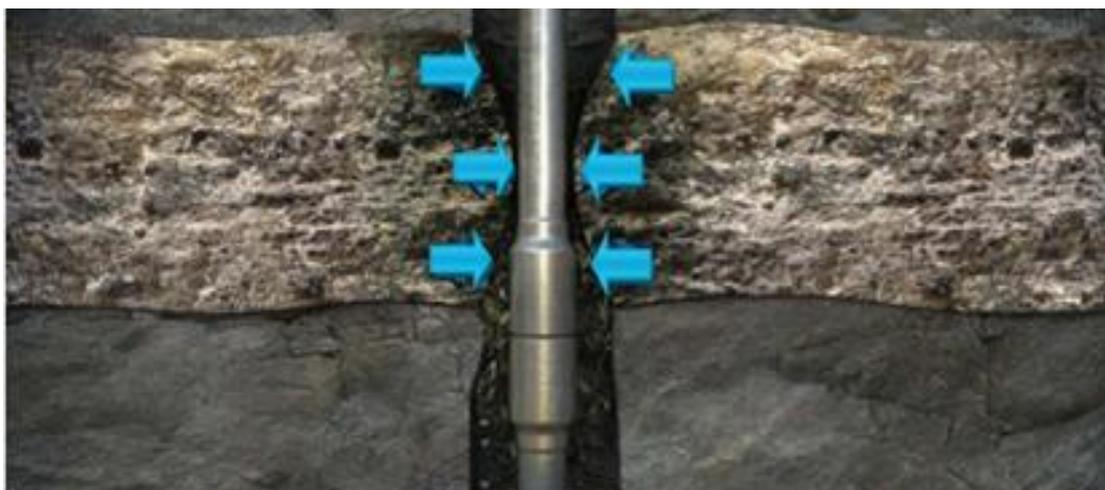


Figure 21 Argiles gonflantes.

1 - Phénomène du gonflement :

Le gonflement des argiles a fait l'objet de très nombreuses études qui font apparaître des domaines d'intérêt particuliers, parmi les principales préoccupations des chercheurs dans l'étude des sols expansifs, c'est de comprendre et de déterminer les facteurs responsables de ce phénomène.

a) Mécanisme du gonflement :

Le gonflement représente l'extension des doubles couches entourant les particules argileuses. Les principaux facteurs régissant le gonflement des argiles peuvent être classés en deux catégories, les facteurs mécaniques et les facteurs physico-chimiques (Seed et al 1961 ; Mitchell, 1973).

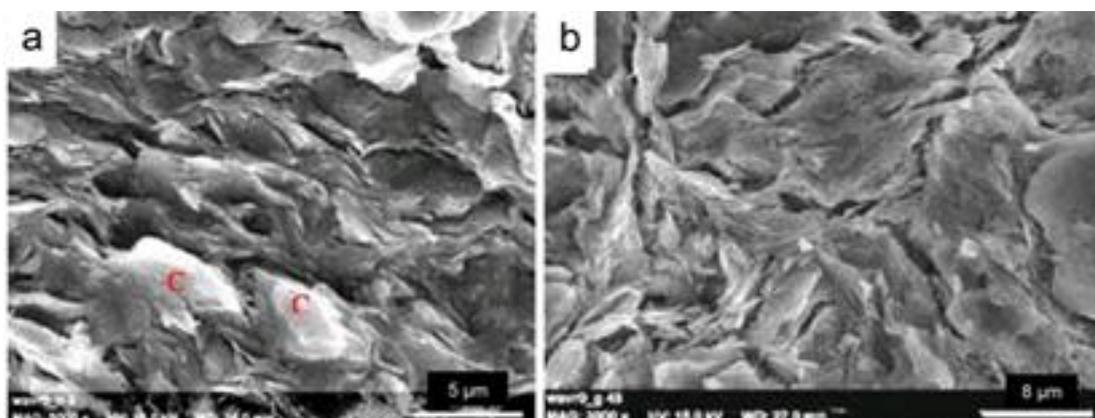


Figure 22 L'argile avant et après le gonflement.

B) Composantes mécaniques du gonflement :

Dans la masse du sol gonflant, sous l'action d'un chargement, certaines particules se trouvent déformées selon deux chemins de déformations :

- La compression volumétrique des particules solides, souvent négligeables.
- La courbure des particules a un effet sur le changement de volume souvent appréciable.

C) Composantes physico-chimiques du gonflement :

L'approche physico-chimique est basée sur la théorie de la double couche de Gouy-Chapman, 1910, cette approche tient compte des forces inter-particulaires qui sont en fonction :

- Des forces électriques.
- De la texture de la surface des particules
- De la composition du fluide interstitiel.

2 - Le Problème De Coincements au Cours du Forage:

problème posé par le gonflement des argiles lors du forage dans les formations argileuses semble étroitement lié aux phénomènes d'interactions argile -fluide de forage.

L'instabilité des formations argileuses varie selon la nature (eau, autre solvant) et l'état physique de ces fluides .

Lors du contact (argile-eau) Malgré de nombreuses études fondamentales sur l'hydratation des argiles, il reste encore beaucoup à comprendre sur les mécanismes qui en sont à l'origine .

Un fluide de forage idéal donnant une bonne stabilité est obtenu :

- En évitant l'augmentation de la pression de pore due à l'altération du fluide .
- En réduisant l'effet osmotique causé par l'ajout de sel au fluide .
- En utilisant des fluides émulsionnés inverses.

A) Degré d'hydratation :

Le degré d'hydratation varie d'une famille argileuse à une autre. Certains minéraux argileux ont la capacité d'incorporer dans leur structure des molécules d'eau. Cette eau modifie la dimension de la couche en provoquant son gonflement. Ces argiles sont appelées argiles gonflantes .

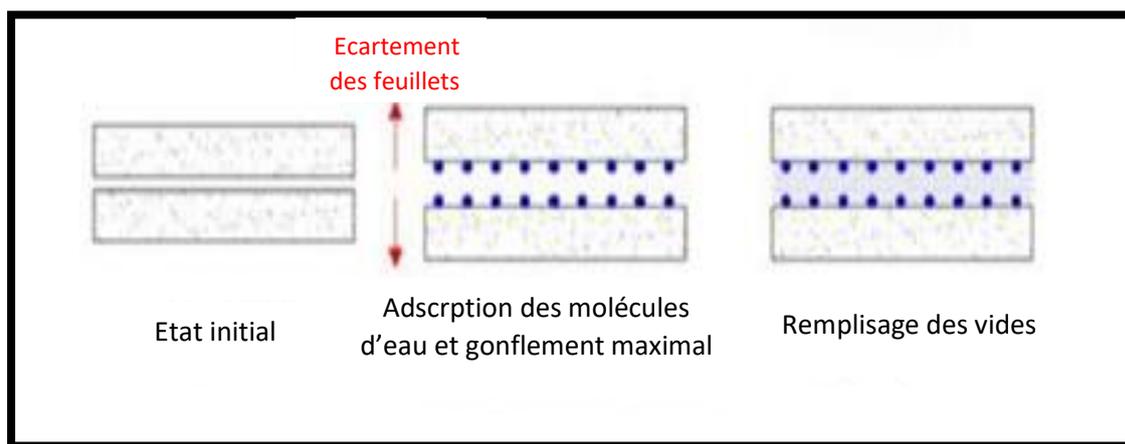


Figure 23 Le gonflement et l'hydratation de matériaux argileux.

B) L'interaction eau-argile :

Selon la force des liens unissant les feuillets d'argiles, ceux-ci autorisent ou non l'arrivée d'eau dans l'espace inter foliaire. Chez certaines argiles (kaolinites, illites) l'eau ne peut s'engager entre les feuillets. Ces argiles sont faiblement gonflantes. En revanche, dans les smectites, la faible liaison entre feuillets fait que chaque espace inter feuillet peut s'hydrater ; les smectites font partie des argiles dites « gonflantes ». L'amplitude du gonflement dépend de l'état initial, bien sûr, et des contraintes appliquées, néanmoins la prise d'eau peut être telle que le matériau voit son volume multiplié par vingt .

Le deuxième fait essentiel du gonflement est que l'interaction eau-argile est liée aux ions présents dans l'eau. Les cations présents en solution sont attirés vers les surfaces des feuillets d'argiles chargées négativement, ils sont par ailleurs repoussés de ces surfaces par la force osmotique qui tend à uniformiser la concentration en cations dans la solution. Il résulte de ces deux effets opposés une certaine distribution des cations au voisinage des feuillets .

3- Indications :

- Boutures molles, hydratées ou pâteuses.
- Boules d'argile dans la flow line.
- Fluctuations de couple et de traînée.
- Augmentation ou fluctuations de la pression de la pompe.
- La circulation est restreinte ou parfois impossible.
- Augmentation de torque et de frottement.

4- Prévention et guérison :

- Utiliser un système de boue inhibée ou déplacer vers un système OBM si possible.
- Maintenir les propriétés de la boue comme prévu.
- L'addition de divers sels (potassium, sodium, calcium) réduira le produit chimique Inter-traction entre l'argile et l'eau
- Ajoutez des quantités de sable pour le mélanger avec de la argile .

IV.1.2 Le cavage:

C'est un effondrement qui affecte les parois internes du puits, créant des interstices et des grottes dus à l'influence du fluide de forage lors de son mouvement et de sa rotation dans le puits et d'autres facteurs .

1 - Phénomène du cavage :

Ce phénomène peut se produire dans deux cas :

A) Modifications de l'état chimique et physique de la structure de la formation rocheuse

Ce phénomène se produit lorsqu'un fluide de forage entre en contact direct avec la formation interne du puits du fait que le puits n'est pas recouvert de cire ou d'un emballage inapproprié, ce qui entraîne des réactions chimiques entre le fluide de forage quelle que soit sa base, avec la formation rocheuse.

À la suite de cette réaction chimique, la décomposition et la dispersion de la formation rocheuse se produisent puis les trous et les lacunes apparaissent .

B) Effet de l'action mécanique:

L'action mécanique forte et continue sur le garniture par levage et mise en place entraîne des vibrations verticales et transversales qui affectent directement la formation du puits et provoquent des fissures et les lacunes apparaissent

IV.2) Au niveau du forage horizontal :

Le problème le plus important à ce stade du forage était un problème technique, en raison de l'étude et des lecteurs inadéquats du plan de forage de ce puit.

1) programme de forage horizontal:

Ce puits sera foré selon le programme suivant :

- L'interception de la Discordance Hercynienne DH(AEG) – 3248 m TVDSS soit 3407 m TVD.
- Le sabot 7" sera posé à la côte – 3277 m TVDSS (3436 m TVD) soit 3 m sous le D5.
- Forer depuis le sabot 7" jusqu'au toit du D5_inf – 3316 m TVDSS soit 3473 m TVD et Continuer le forage jusqu'à la TD.
- La côte d'arrêt (TD) de ce puits est prévue – 3346 m TVDSS soit 3505 m TVD soit 31 m au-dessus du WOC.

- La longueur du drain total est de 750 m dont 600 m dans le D5_inf selon un azimut N315°.
- Le ODT est estimé – 3377 m TVDSS soit 3536 m TVD.

2 - Expliquez le problème:

Après avoir terminé le forage vertical de la première étape en profondeur TVD=3505 m (MDZ801) par la société ENTP responsable de ce puits.

La société Ava a été désignée pour entreprendre des forages verticaux directement dans le réservoir de pétrole sur une longueur de 600 m à 750 m (MDZ801 ST)

Au fur et à mesure de l'avancement de ces travaux, l'équipe de la société Ava a commis une erreur en perdant la direction directe du forage vers le réservoir pétrolier.

3 - Procédures et solutions :

- Ce problème a été résolu en cimentation complètement le trou.
- Résiliation du contrat de travail entre les deux sociétés ENTP et AVA.
- Désignation de la société EMEC pour réaliser les travaux (MDZ801 ST2) .

CHAPTER V

Etude De Cas

1 - Rapport Généralités sur Puits horizontal MDZ-801 :

Situation géographique :

Le puits horizontal MDZ-801 est proposé dans l'hors zone Sud, Sud de la zone 25, il s'inscrit dans le cadre du développement du champ Hassi Messaoud .

L'interprétation de la sismique 3D a montré qu'au toit du R2ab, ce puits se trouve dans le flanc sud du champ de Hassi Messaoud. L'érosion Hercynienne dans le secteur du puits a atteint une partie de l'Ordovicien où elle se repose sur les argiles d'El-Gassi (AEG) .

Le puits MDZ-801 est situé dans une zone où la densité des puits est faible, quatre points de contrôle à citer MD-773 , MD-787 , MD-778 et MD-799. (Voir la carte de localisation). Il a pour objectif le drain D5_inf selon un Azimut N315° avec une VS totale de 750 m. Il doit parcourir 600 m dans le D5_inf, la côte d'arrêt sera dans la partie basale du même drain .

Coordonnées	UTM (m)	Z sol (m)	Zt (m)	Appareil de Forage
X	790 630.101	148.158	159	TP198
Y	3 493 880.03			Ht= 10.7 m

Table 3Coordonnées de la plate-forme

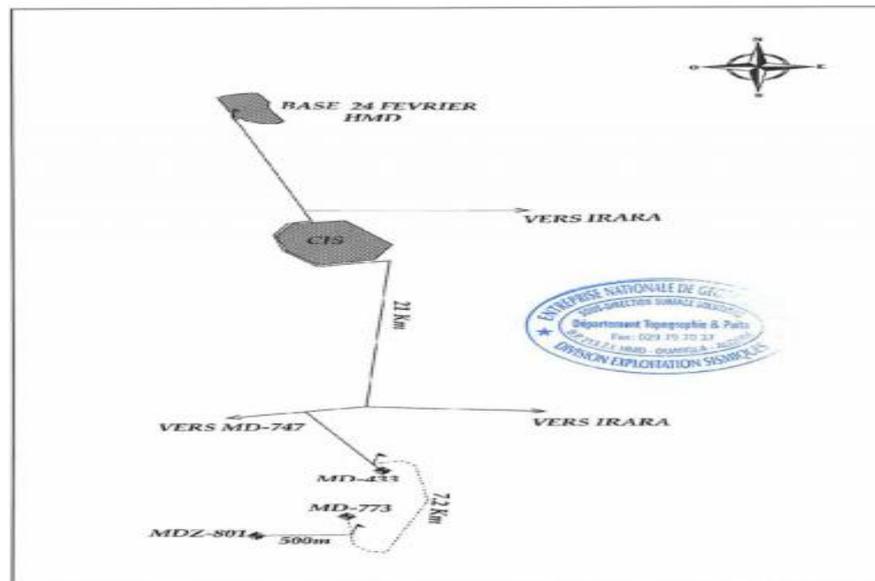


Figure 24 Voie d'accès à la plateforme

Introduction :

nous sommes passés à la phase pratique de la formation où j'ai participé à des opérations de forage réelles. Ce fut une expérience passionnante et stimulante où j'ai appris à manipuler des équipements lourds et à mettre en œuvre les procédures de base pour forer un puits. Nous avons également appris de nombreuses techniques modernes utilisées pour contrôler les opérations de forage et réduire les risques environnementaux.

Cette période de stage a été une excellente occasion d'appliquer les connaissances théoriques acquises dans mes études au travail pratique. C'était aussi une chance de vivre le travail d'équipe et la résolution de problèmes dans un environnement stimulant. Cette expérience a été inoubliable et a beaucoup ajouté à mes compétences et expériences dans le domaine du pétrole et du gaz .

Nous nous sommes également demandés la raison derrière le nom de cet atelier (TP198 MDZ 801 ST2). Le responsable de la cabine de géologie nous a informés qu'il s'appelait auparavant TP198 MDZ 801, où la lettre Z faisait référence au forage horizontal. Avant de commencer le processus de forage horizontal, et lorsque nous avons commencé le forage horizontal, nous avons nommé l'atelier TP198 MDZ ST1. Lorsqu'une défaillance est survenue dans l'utilisation du fluide de forage, et que le forage horizontal ne correspondait pas aux études qui avaient été menées, nous sommes descendus à un point plus profond et les travailleurs ont commencé le forage vertical. Ainsi, cet atelier est devenu connu sous le nom de TP 198 MDZ 801 ST2. À partir de cette réponse donnée par le responsable de la cabine de géologie, nous avons eu une idée sur notre sujet choisi dans notre rapport intitulé "Le rôle du fluide de forage dans l'achèvement des puits de pétrole et l'importance de la surveillance géologique" .

2 - SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

1 – Stratigraphie :

a) Le Mésozoïque :

Les toits des étages du Mésozoïque qui figurent sur la fiche stratigraphique du puits sont déterminés par corrélation avec les puits environnants ; l'examen des cuttings s'impose à l'approche des cotes prévues pour la pose des casings.

La descente d'un tricône est impérative pour l'obtention de cuttings de qualité, lors de la surveillance par le géologue responsable.

Des phases de circulation de boue sont à prévoir jusqu'à remonter des déblais en surface dont l'examen sera déterminant pour la reconnaissance du réservoir afin de palier au problème éventuel des cuttings non représentatifs.

Durant toute la phase de forage du Mésozoïque un log d'avancement détaillé sera établi. La surveillance géologique fera un prélèvement de déblais tous les mètres ceci à partir de **3217 m TVD** de profondeur, soit 50m au-dessus du toit du Trias argileux. Toutefois cet espacement pourrait être réduit par le géologue responsable compte tenu de l'évolution de l'avancement.

A l'approche de la Discordance Hercynienne, prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue afin de mieux apprécier les cuttings. Il décidera également de la possibilité de carottage du passage base Trias - toit du Cambrien.

b) Le Paléozoïque

Un log d'avancement sera réalisé intégralement dès l'entrée dans le réservoir. Il comportera en plus des renseignements géologiques, les paramètres liés au forage et à la boue observée pendant la durée de cette phase.

A l'approche de la Discordance Hercynienne, prévoir un outil tricône qui sera descendu à la demande du superviseur géologue afin de mieux apprécier les cuttings.

2- Les pertes de boue

Les pertes de boue peuvent être totales ou partielles. Elles se produisent souvent dans les sables du Mio-Pliocène, les calcaires de l'Eocène et du Sénonien carbonaté, ainsi que vers la base du Trias argileux et surtout dans le Trias argilo-gréseux .

3- Eau chlorurée calcique et Argiles Fluentes

Les niveaux de dolomie vacuolaire du Lias LD2 renfermant de l'eau saturée en chlorure de calcium sous une pression maximale de 560 Kg/cm², pourraient être traversés à partir de **2645 m**. Les argiles fluentes pourraient être présentes dans les niveaux LS2 et TS2.

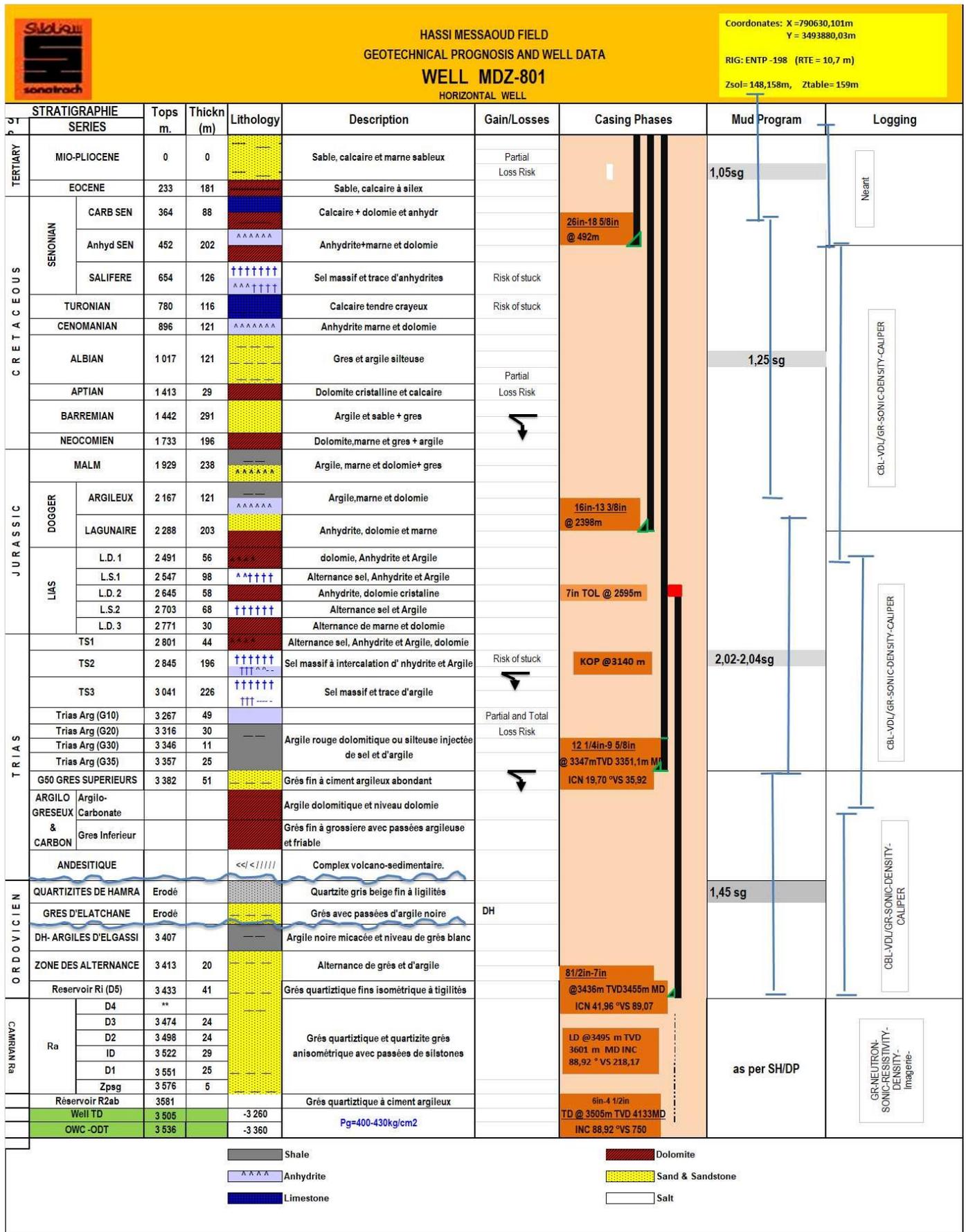


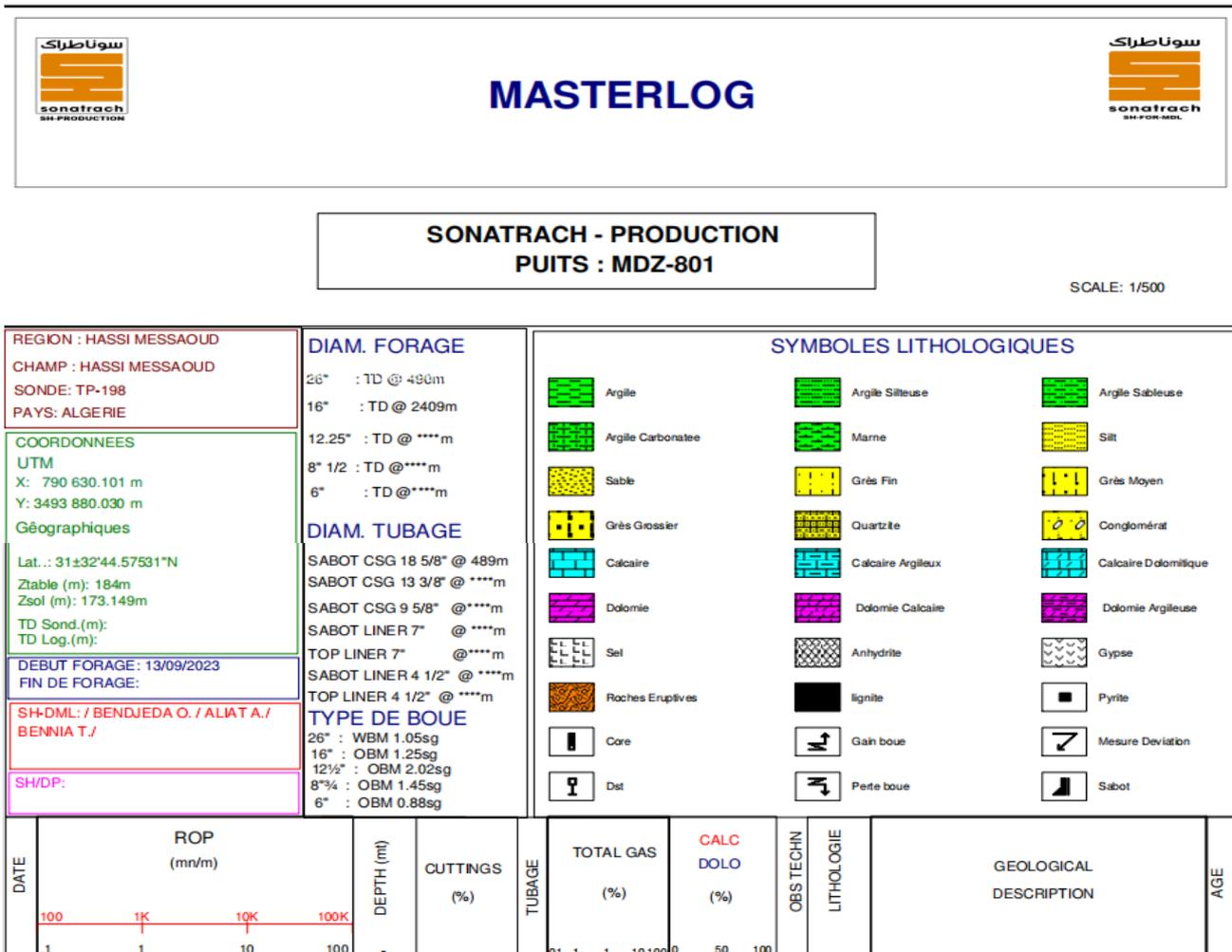
Figure25 pronostics géotechniques et données de puits

4- Étude de cas dans le puits MDZ 801

Les travailleurs du ENTP font face à de nombreux défis pendant les opérations de forage, dont le problème des effondrements dans les parois intérieures du puits. Ce problème est grave et nécessite une action immédiate pour éviter ses effets négatifs sur la sécurité du puits .

4.1 - Description du problème

Dans le MDZ801 à une profondeur comprise entre 665m et 785m, le soi-disant CAVAGE est dû à la fusion de la couche de sel lorsqu’il est mélangé avec le liquide de forage. Il y avait des lacunes le long de la paroi intérieure du puits qui ont entraîné un effondrement partiel du mur .



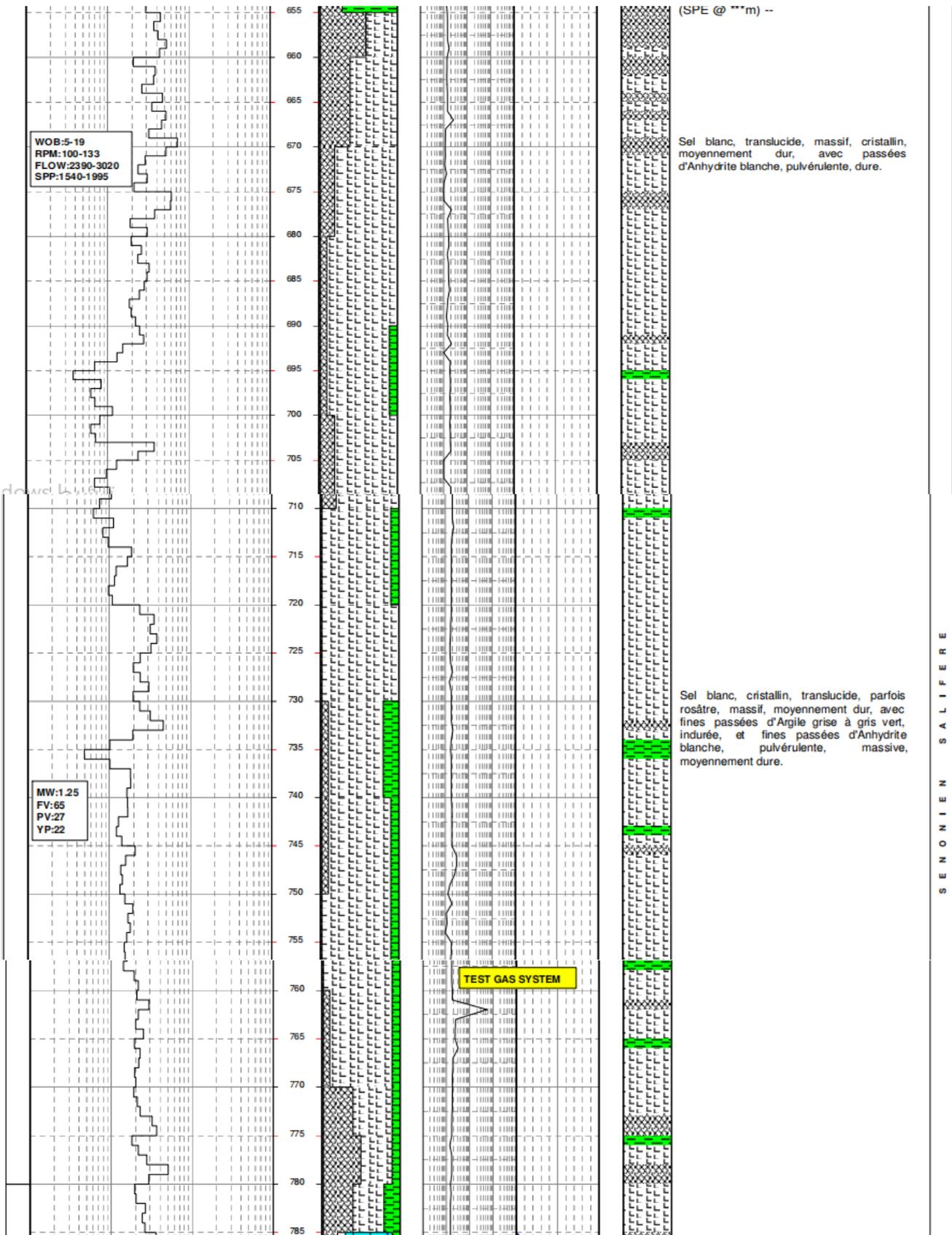


Figure 26 : Image de la couche de sel à travers le programme Master log de Sontrach

Stratégies de solutions :

Afin de maintenir l'intégrité du puits et d'éviter des coûts d'exploitation supplémentaires, les ingénieurs d'EMAC responsables du fluide de forage ont pris des mesures préventives, consistant à placer une substance dans le fluide de forage qui crée une couche comblant les lacunes et réparant les effondrements, appelée Kwick Seal .

Conclusion :

Le problème du cavage est un défi important pour l'industrie pétrolière et nécessite la mise en œuvre de stratégies efficaces, une surveillance géologique de haute précision et la sélection de travailleurs expérimentés dans le domaine des fluides de forage .

Conclusion générale

Conclusion

À la fin de cette thèse, nous concluons que la qualité du fluide de forage, la compétence des opérateurs de forage, ainsi que la composition et les systèmes de la foreuse sont des éléments essentiels pour atteindre une rentabilité maximale dans l'industrie pétrolière. Lorsqu'un fluide de forage est efficace et possède des propriétés physiques telles que la densité et la viscosité, il peut contribuer à réduire la friction avec les parois des puits, diminuant ainsi la consommation d'énergie et augmentant la vitesse de pénétration (ROP).

D'autre part, la surveillance géologique est un élément essentiel pour garantir l'efficacité des opérations de forage. La compétence et l'expérience du géologue des boues (Mudlogger) dans l'exécution des procédures correctes et la compréhension des conditions environnantes peuvent permettre de surmonter les problèmes mentionnés dans notre thèse.

Par conséquent, on peut dire que l'investissement dans la qualité du fluide de forage et la formation adéquate du chef de cabine géologique est un investissement nécessaire pour les entreprises pétrolières, car il peut conduire à une rentabilité plus élevée.

BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES

BIBLIOGRAPHIQUESREFERENCES

- Archives de la division de production /sonatrach hassi messaoud les rapports de fin de sondage coordonnees geographiques de nouveaux forades
- Basseto.d (1960) .etude geomorphologique de la region de hassi messaoud (rapport s.n.repal)
- Beicip-sonatrach (1990) cadre geologique et structural regional du champ de hassi massaoud.
- C.F.P.A.(1962) . champ de hassi messaoud (etude structurale).
- Fiche Puits TP 198 MDZ-801
- SONATRACH DIVISION FORAGE , Auteur Dadou
- RAPPORT DE SEJOUR ,Mudlogging
- SH- DIVISION FORGAGE , diriction Mudlogging
- SH-DF DEPARTEMENT RHU (Auteur Dadou Juill 09)
- SH-FOR-DML , Evaluation des Hydrocarbure Hydrolique et kick control (Sur RIG)
- Fait Par : Service Evaluation
- DML , JUILLET 2012
- MODE OPERETOIRE D´annalyses LABO "AVA" "Drilling "
- rapport d'implantation (puits horizontal) MDZ-801

Résumé

Hassi Messaoud est le plus grand champ pétrolier d'Algérie, riche en huiles légères, situé dans la province triasique. Sa découverte a conduit à des études approfondies, en faisant l'une des régions les mieux connues d'Algérie .

Ce mémoire de fin d'études se concentre sur l'importance du fluide de forage dans le processus de forage des puits de pétrole, ainsi que sur son rôle crucial dans la surveillance géologique pour garantir l'efficacité des opérations de forage .

Le puits MDZ 801 a rencontré des défis lors des opérations de forage, notamment des problèmes d'effondrements dans les parois intérieures du puits. Ce phénomène, appelé "cavage", s'est produit entre 665m et 785m de profondeur en raison de la fusion de la couche de sel avec le liquide de forage, entraînant des lacunes le long de la paroi intérieure et un effondrement partiel du mur. Ces problèmes ont nécessité une action immédiate pour garantir la sécurité et l'efficacité des opérations de forage .

Mots clés : Fluide , Hassi Messaoud, Master Log , surveillance géologique , Cavage , coincement .

Abstract

Hassi Messaoud is the largest oil field in Algeria, rich in light oils, located in the Triassic province. Its discovery led to extensive studies, making it one of the best known regions of Algeria.

This thesis focuses on the importance of drilling fluid in the drilling process of oil wells, as well as its crucial role in geological monitoring to ensure the effectiveness of drilling operations .

The MDZ 801 well encountered challenges during drilling operations, including problems of collapses in the inner walls of the well. This phenomenon, called "digging", occurred between 665m and 785m deep due to the melting of the salt layer with the drilling liquid, resulting in gaps along the inner wall and a partial collapse of the wall. These issues required immediate action to ensure safe and efficient drilling operations.

Keywords: Fluid, Hassi Messaoud, Master Log, geological monitoring, Caving, wedging.

ملخص

حاسي مسعود هو أكبر حقل نفط في الجزائر، غني بالزيوت الخفيفة، ويقع في رواسب ترياسية . أدى اكتشافها إلى دراسات مكثفة، مما جعلها واحدة من أشهر مناطق الجزائر.

تركز هذه الأطروحة على أهمية سائل الحفر في عملية حفر آبار النفط، فضلاً عن دوره الحاسم في الرصد الجيولوجي لضمان فعالية عمليات الحفر.

واجهت MDZ 801 تحديات أثناء عمليات الحفر، بما في ذلك مشاكل الانهيار في الجدران الداخلية للبئر. حدثت هذه الظاهرة، المسماة «الحفر»، بين عمق 665 مترًا و 785 مترًا بسبب ذوبان طبقة الملح بسائل الحفر، مما أدى إلى فجوات على طول الجدار الداخلي وانهيار جزئي للجدار. وتتطلب هذه المسائل اتخاذ إجراءات فورية لضمان سلامة وكفاءة عمليات الحفر.

الكلمات المفتاحية: الموانع، حاسي مسعود، السجل الرئيسي، الرصد الجيولوجي، الإتهيار ، الإنحصار .