

N° Série: 2015/2016

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de forage et mécanique de chantier pétrolier

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Forage

Présenté Par :

MANSOURI SALEM, BLAID BADREDDIN

-THEME-

**CONTRIBUTION A L'ETUDE DE
COINCEMENT 8^{"1/2} DANS LE CHAMP DE "HASSI
MESSAOUD"**

Soutenue le 22/05/2016

Jury:

Président: DOBBI ABDELMADID

Univ. Ouargla

Rapporteur: MILOUDI MUSTAPHA

Univ. Ouargla

Examineurs: BOUKASANI MOHAMED

Univ. Ouargla

REMERCIEMENTS

*Nous remercions, en premier lieu, notre encadreur Monsieur
Miloudi mustapha pour sa disponibilité, son sérieux et ses conseils
judicieux.*

*Nous tenons par cette occasion à présenter nos vifs remerciements à
tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce
modeste travail.*

*Nous remercions tous les enseignants du département de
Forage, qui ont assurés notre formation durant tout le cycle d'étude.*

Mansouri & Badreddine



Dédicaces

Je dédie ce travail à :

Mes très chers parents qui ont beaucoup sacrifié

A mon bonheur,

Mes très chers frères et ma sœur,

Mes amis,

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime,

Et tous ceux qui m'ont encouragé durant ma vie

estudiantine,



BADREDDINE.....

Dédicaces

Je dédie ce travail à mes parents qui sont dans la mémoire, et je les promets par des autres réussites .

Ce travail, est aussi dédié à mes frères et sœurs, sans oublier mes neveux et nièces, et exceptionnellement Amine, et tous mes collègues de l'IAP et a mon binôme Badreddine.

Enfin, un spécial dédicace a widad mon épouse qui ma aidée durant cette formation .

Salem



Résumé

Les opérations de forage des puits pétroliers sont souvent confrontées aux divers problèmes liés à la nature des formations traversées, à l'état des équipements utilisés, aux erreurs humaines et au mauvais choix des paramètres de forage .

Pour toutes ces raisons, notre mémoire est une contribution à l'étude de l'un d'important problème au cours de forage ; c'est le coincement .Dans le but de réduire la fréquence de ce problème dans la phase 8^{1/2} à "Hassi Messaoud".

Aussi, cette contribution est basé sur une étude statistique de vingt puits. Il y a cinq puits, y compris ceux où sont survenus des cas de coincement. Nous allons aborder l'influence des paramètres de forage, Il s'agit, en effet de chercher une combinaison des paramètres adéquates afin de minimiser le problème du coincement, tout en respectant les aspects sécuritaires.

Mots-clés :

Coincement , paramètres de forage , puits , problèmes en cours de forage , phase 8^{1/2}

المخلص :

هذه الدراسة تعالج مشكل الانحصار في 5 أبار من أصل 20 في القطر 8^{1/2} و تتطرق لثلاثة محاور

رئيسية :

دراسة ثابتة وتحليل عوامل تنقيب البترولي الابار التي حدث فيها مشكل الانحصار والتي لم يحدث

فيها والمقارنة بينهما في عوامل الحفر المتبعة (الدقة, الدوران بعزم كبير, الفتح , وانحراف البئر) .

مع مراعاة حل المشكلة بأسهل طريقة وأقل تكلفة وأسرع وقت ممكن ومع الحرص على عدم إتلاف البئر.

الكلمات المفتاحية :

الانحصار , الدقة , الفتح , عزم , انحراف , البئر

Nomenclature

| | | |
|-------------------|---|------------------------|
| HSI | Puissance sur le front de taille | hp/pouce ² |
| NPT | Temps non productif | heure |
| P _{ca} | Pertes de charge dans l'espace annulaire | bars |
| P _{co} | Pertes de charge dans à travers les duses de l'outil | bars |
| P _{DC} | Pertes de charge dans l'intérieur des drills collars | bars |
| P _{DP} | Pertes de charge dans l'intérieur des tiges de forage | bars/psi |
| P _f | Pression exercée dur le fond du puits | bars |
| P _h | Pression hydrostatique | bars |
| P _R | Pression de refoulement des pompes | bars |
| P _{sc} | Pertes de charge dans l'installation de surface | bars/psi |
| ROP | Taux de pénétration ou la vitesse d'avancement (Rate of Penetration) | m/h |
| RPM | La vitesse de rotation (rotation per minute) | tr/min |
| V _p | Viscosité plastique | cp |
| WOB | Weight On Bit (poids sur l'outil) | tonne |
| Y _p | Yeld point | lbf/100ft ² |
| d _{boue} | Densité de boue | sg(kg/l) |

Liste des figures

Chapitre I :

| | |
|--|----|
| Fig.01 : Carte des zones de production | 01 |
| Fig.02 : Situation géographique de champ de HMD | 02 |
| Fig.03 : Coupe lithologique | 08 |

Chapitre II :

| | |
|---|----|
| Fig. 01: Principe de collage par pression différentielle | 12 |
| Fig. 02: Key Seat | 14 |
| Fig. 03: Sédimentation des déblais dans les puits fortement inclinés | 15 |
| Fig.04: chute de ferraille dans le puits | 16 |
| Fig.0.5: Les éboulements | 17 |
| Fig. 06: Ciment tendre | 18 |
| Fig. 07: Argiles fluides | 19 |
| Fig. 08: Argiles feuilletées | 20 |
| Fig. 09: Les couches du sel | 21 |
| Fig. 10: Diminution du diamètre nominal du trou | 22 |
| Fig. 11: Formation du Dog leg | 22 |
| Fig .12: Micro Dog-leg | 23 |
| Fig.13: Formation d'escaliers | 23 |

Chapitre III :

| | |
|--|----|
| Fig.0 1: Fraction de coincement sur la durée de la phase $8^{n1/2}$ | 25 |
|--|----|

Liste des tableaux

Chapitre III :

| | |
|---|----|
| Tab.III.1 : NPT par rapport la durée total de la phase 8 ^{n1/2} | 24 |
| Tab.III.2 : les problème rencontrés | 25 |
| Tab.III.3 : le temps non productif | 25 |
| Tab.III.4: représentant valeurs moyennes des paramètres expérimentaux au cours de forage dans les puits coincé de la phase 8 ^{n1/2} | 25 |
| Tab.III.5: Comparaison des paramètres relatifs aux puits avant et après coincement | 26 |
| Tab.III-6 : Valeurs moyennes des paramètres dans les puits sans coincement de phase 8 ^{n1/2} | 28 |
| Tab.III-07 : Comparaison des paramètres relatifs aux puits avec et sans coincement | 30 |

SOMMAIRE

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclature

Introduction

Chapitre I

Présentation du champ HMD

| | |
|--|-----------|
| I-1 Historique du champ de "Hassi Messaoud | 01 |
| I-2 Situation Géographique | 01 |
| I-3 Situation Géologique | 02 |
| I-4 Description lithologique | |
| I.4.1-Cénozoïque | 03 |
| I-4-1-1 Mio-Pliocène (épaisseur moyenne = 240 m) | 03 |
| I-4-1-2 Eocène(épaisseur moyenne = 120 m) | 03 |
| I-4-2 Mésozoïque | 03 |
| I-4-2-1Crétacé | 03 |
| I-4-2-2 Jurassique | 04 |
| I-4-2-3 Trias | 05 |
| I-4-3 Paléozoïque | 06 |
| I-4-3-1 Ordovicien | 06 |
| I-4-3-2 Le Cambrien | 06 |
| I-4-3-3 L'infra-Cambrien | 07 |
| I-4-4 Le Socle | 07 |
| I-5 Représentation lithologique du gisement de HMD | 07 |
| I-6 Problèmes susceptibles à apparaître au champ de HMD | 09 |
| I-6-1 Venue | 09 |
| I-6-2 Coincement | 09 |
| I-6-3 Éboulements et cavages | 09 |
| I-6-4 Risques de déviation | 09 |
| I-6-5 Le pistonnage | 09 |

| | |
|----------------------------|-----------|
| I-6-6 Perte de circulation | 10 |
| I-7 Conclusion | 10 |

Chapitre II

Généralités sur les coincements

| | |
|--|-----------|
| II.1.Introduction | 11 |
| II.2. Coincement par pression différentielle | 11 |
| ❖ Définition | 12 |
| ❖ Les causes du coincement par pression différentielle | 12 |
| ❖ Prévention | 12 |
| ❖ Traitement du problème | 13 |
| II.3. Coincements mécaniques | 13 |
| II.3.1. Trou de serrure (Key Seat) | 13 |
| ❖ Définition | 13 |
| ❖ Les causes | 13 |
| ❖ Les signes indicateurs | 14 |
| ❖ Méthodes preventives | 14 |
| II.3.2. Sédimentation des déblais dans les puits inclinés | 15 |
| ❖ Causes | 15 |
| ❖ Actions préventives | 15 |
| II.3.3. Chute de ferraille et objets divers | 16 |
| II.3.4. Les éboulements | 17 |
| II.3.5. Ciment tendre | 17 |
| Causes | 17 |
| Actions préventives | 17 |
| II.4. Coincements dûs à l'instabilité des parois du puits | 18 |
| II.4.1 Argiles fluentes | 18 |
| ❖ Signes indiquant | 19 |
| ❖ Mesures préventives | 19 |
| II.4.2. Argiles feuilletées | 20 |
| ❖ Signes précurseurs | 20 |
| ❖ Mesures préventives | 20 |
| II.4.3. Les couches du sel | 20 |

| | |
|---|-----------|
| ❖ Signes précurseurs | 21 |
| ❖ Mesures préventives | 21 |
| II.4.4. Diminution du diamètre nominal du trou | 21 |
| II.4.5. Trajectoire | 21 |
| ❖ Les dog leg | 22 |
| ❖ Les Ledges | 23 |

Chapitre III

Analyses et discussion

| | |
|---|-----------|
| III.1.Introduction | 24 |
| III.2.Etude statistique | 24 |
| III.3.Analyse des paramètres de forage pétrolier | 24 |
| III.3.1. Analyse des paramètres de forage des puits coincé | 26 |
| ❖ Remarque | 27 |
| ❖ Commentaires | 27 |
| III.3.1.1- Pression dynamique de fond | 28 |
| III.3.2-Analyse des paramètres de forage des puits sans coincement | 30 |
| III.3.3- Comparaison entre les paramètres relatifs aux puits avant et après coincement | 31 |
| ❖ Commentaires | 30 |
| III.4-Conclusion-et-recommandations | 31 |
| Résumé | |
| Bibliographie | |
| Remerciement | |
| Dédicace | |

Introduction

INTRODUCTION GENERALE

Le pétrole est devenu la première source d'énergie exploitée par l'humanité. Il représente la plus lourde balance commerciale de la planète en qualité énergétique et en quantité et joue un rôle considérable dans la politique d'énergie.

La forte demande en hydrocarbures à l'échelle mondiale pousse les entreprises pétrolières à des concurrences dans la découverte, le développement de nouvelles réserves de pétrole et l'amélioration des techniques de exploitation pétrolière pour satisfaire la demande croissante en énergie.

Parmi ces techniques ; l'opération de forage, qui a une grande importance dans le domaine d'exploitation pétrolière. L'objectif d'un forage est d'atteindre le réservoir, en un temps très réduit et à moindre cout en tenant compte de l'aspect économique et sécuritaire. Cela nécessite l'utilisation des techniques les plus adaptées mais aussi une bonne connaissance du matériel et des paramètres de forage et la géologie des terrains à forer.

Lors de la réalisation d'un forage et malgré les précautions prises, plusieurs problèmes peuvent survenir. Les coincements sont des problèmes majeurs qui peuvent faire obstacle à la poursuite du forage. Ils conduisent souvent à une perte de temps et d'argent considérable qui n'est pas prise en considération dans le programme prévisionnel.

L'étude du coincement de la garniture du forage dans la phase 8^{1/2} dans le champ de «Hassi Messaoud» est l'objet de notre mémoire .afin de circonscrire le problème de coincement qui peut peuvent affecter le bon déroulement de l'opération de forage par un choix judicieux des paramètres mécaniques et hydrauliques au cours du forage et pour minimiser ce problème. A partir d'une base des données très riches refermant des rapports journaliers de vingt puits situés dans ce champ.

Le présent travail est structuré comme suit :

Chapitre I : Une présentation du champ de "Hassi Messaoud" renfermant les aspects généraux relatifs à la géologie et la géographie.

Chapitre II : Le deuxième chapitre est des généralités sur le coincement de la garniture de forage, leurs classifications, leurs causes et leurs le traitement .

Chapitre III : Le dernier chapitre est consacré à l'analyse des données de forage récoltées sur (20) puits forés dans la région de "Hassi Messaoud" et le choix judicieux des paramètres pour prévenir et éviter de tels coincements, ou le minimiser.

Le travail est clôturé par une conclusion et des recommandations mettant en exergue les résultats obtenus et les réserves constatées.

CHAPITRE

I

Présentation du champ

HMD

I.1- Historique du champ de "Hassi Messaoud":

Le Gisement de "Hassi Messaoud", l'un des plus importants du monde s'étend sur une superficie voisine de 2500 Km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le premier forage HMD en mai 1957, plus exactement à 7 km nord /nord-est de HMD a mis en évidence de l'huile à 3338m de profondeur.[1]

Le champ de "Hassi Messaoud" est subdivisé en 25 zones dites de production, d'extension variable, ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie.

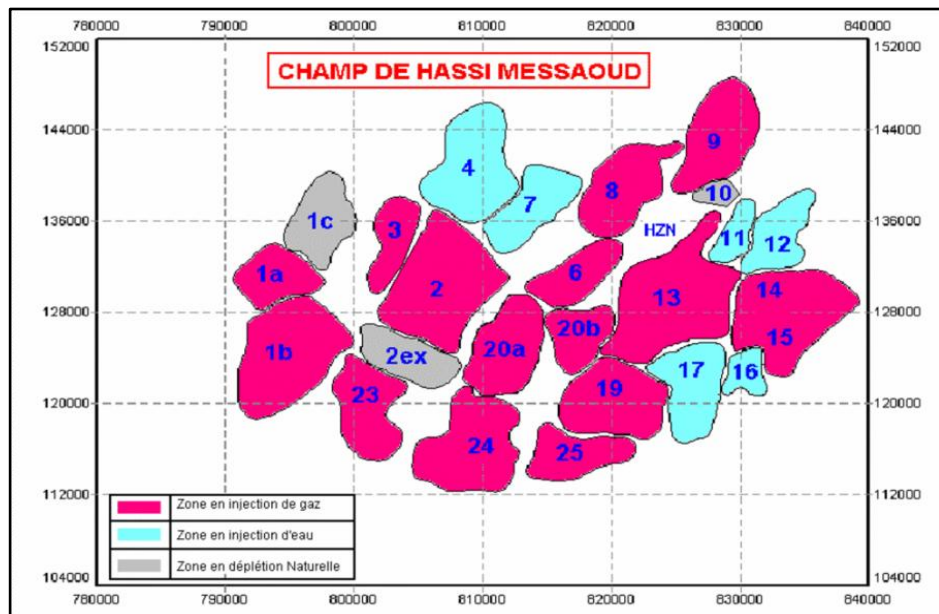


Figure N°I.01 : Carte des zones de production

Le champ de "Hassi Messaoud" est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord et le champ Sud, chacun ayant sa propre numérotation.. [2]

I.2- Situation Géographique:

Le champ de "Hassi Messaoud" se situe à 850km sud / sud-est de l'Algérie et à 350km de la frontière tunisienne, sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :

$$X= 790000 - 840000 \text{ m}$$

$$Y= 110000 - 150000 \text{ m}$$

Il est limité :

- ❖ Au Nord-Ouest par le gisement de Ouargla [Gellala, Benkahla, Hao-Berkaoui].
- ❖ Au Sud-Ouest par les gisements d'[El Gassi, Zotti et El Agreb]
- ❖ Au Sud-est par le gisement de [Rhourd El bagual, Masdar].
- ❖ Au Nord-Est par le gisement de [Rh Chegga] [3]

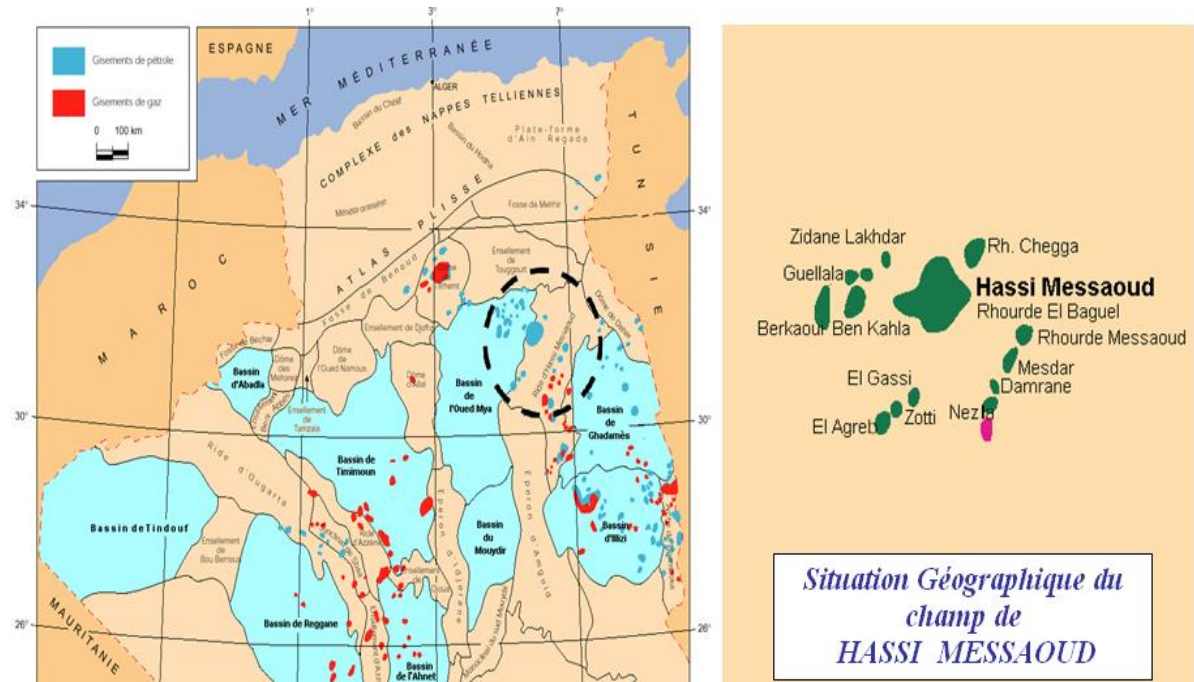


Figure N°I.02 : Situation géographique de champ de HMD

I.3- Situation Géologique:

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves,

Géologiquement, il est délimité par :

- ❖ A l'Ouest par la dépression d'Oude M'ya.
- ❖ Au Sud par le mole d'Amguid El Biad.
- ❖ Au Nord par la structure djamaa, Touggourt.
- ❖ A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Bagual. et Ghadames [1]

I.4- Description lithologique:

La série stratigraphique du champ de "Hassi Messaoud" est représentée de haut en bas par les formations suivantes: [4]

I.4.1- Cénozoïque:

❖ I.4.1.1- Mio-Pliocène (épaisseur moyenne = 240 m)

Constitué de :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse.
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore.
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, forment un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

❖ I.4.1.2- Eocène(épaisseur moyenne = 120 m)

Constitué de :

- a) Argile brun-rouge, fortement sableuse,
- b) Marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- c) Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Le tertiaire renferme un complexe aquifère d'eau potable.

I.4.2- Mésozoïque :

❖ I.4.2.1-Crétacé :

- a) *sénonien* : constitué de deux niveaux :

• carbonaté (épaisseur moyenne = 107 m)

Il est constitué de calcaire dolomitique avec fines passées d'anhydrite.

• lagunaire niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première **anhydritique**, d'une épaisseur moyenne de 219 m, elle est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.

La deuxième **salifère**, d'une épaisseur moyenne de 140 m, elle est constituée de sel massif à traces d'anhydrite.

- **b) turonien** (épaisseur moyenne = 70 m à 120 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection.

- **c) cénomanien** (épaisseur moyenne = 145 m). Constitué par une alternance d'anhydrite et d'argile rouge, de marne grise et de dolomie.
- **d) albien** (épaisseur moyenne = 350 m). Il est représenté par des grès et sables fins avec intercalations d'argile silteuse.

Il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection et les besoins généraux.

- **e) aptien** (épaisseur moyenne = 25 m). Représenté par deux bancs de dolomie cristalline encadrant un niveau argileux.
- **f) barrémien** (épaisseur moyenne = 280 m). Représenté par des grès fins carbonatés alternant avec des niveaux d'argiles et grès dolomitiques.
- **g) néocomien** (épaisseur moyenne = 180 m). Représenté de la dolomie micro-cristalline, des marnes et des argiles avec de fines passées de grès.

❖ I.4.2.2- Jurassique:

- **a) malm** (épaisseur moyenne = 225 m). Représenté par des dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs calcaires et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

Il contient un aquifère d'eau potable.

- **b) dogger** représenté par deux niveaux :

• **Argileux** : Argiles silteuses, marnes dolomitiques à fines passées de grès (épaisseur moyenne = 105m).

• **Lagunaire** : Anhydrite, dolomie argileuse, marne (épaisseur moyenne = 210 m).

- *c) lias* D'une épaisseur de 300 m, il est représenté par cinq niveaux :

- LD1** (épaisseur moyenne = 65 m) : Dolomie grise, dure, anhydrite blanche avec parfois des passées d'argile silteuse .
- LS1** : Bancs de sels et argiles avec des passées d'anhydrite blanche (épaisseur moyenne = 90 m).
- LD2** : Dolomies massives, micro-cristalline à quelques passées marneuses renfermant des eaux.. Chlorurées calciques. (épaisseur moyenne = 55 m)
- LS2** : Sel massif, blanc, translucide avec des intercalations argilo-salifère (épaisseur moyenne = 60 m).
- LD3** (épaisseur moyenne =30 m) : marnes à passées dolomitiques.

❖ **I-4-2-3 Trias:** Représenté par quatre niveaux :

- *a) salifère* subdivisé en trois horizons

- TS1** : d'une épaisseur de 46 m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.
- TS2** (épaisseur moyenne = 189 m): Sel massif à intercalations d'anhydrite blanche et d'argile gypsifère silteuse.
- TS3** (épaisseur moyenne = 202m) : Sel massif à traces d'argile silteuse, tendre.

Il faut noter que les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluentes.

- *b) argileux* Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet (épaisseur moyenne = 113m).
- *c) gréseux* Grès fin à ciment argileux (épaisseur moyenne = 35m).
- *d) éruptif* Andésite altérées alternant avec des argiles (0 < épaisseur moyenne < 92 m) reposant par l'intermédiaire d'une discordance (hercynienne) sur les terrains du Primaire.

Les terrains du Trias argilo- gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position ou l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

I.4.3- Paléozoïque:**❖ I.4.3.1- Ordovicien:**

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes:

- *a) les quartzites d'hamra* (épaisseur moyenne de 12 à 75 m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
- *b) les grès d'el atchane* (épaisseur moyenne = 25m) grès fin à ciment argileux, bitumineux.
- *c) les argiles d'el gassi* (épaisseur moyenne = 50 m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires.
- *d) zone des alternances* (épaisseur moyenne = 20 m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grès moyens à fins.

Remarque :

La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure, du fait de l'érosion

Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le Trias repose directement sur le Cambrien.

❖ I.4.3.2- Le Cambrien:

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés, ces matériaux dites grès de Messaoud. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

- *a) litho-zone R1 :*

- Litho-zone Ri : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là , où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion. (épaisseur moyenne = 50 m)
- Litho-zone Ra : représente le réservoir principal.

Dans sa partie supérieure et moyenne (épaisseur moyenne de 20 à 60 m) il est formé de grès quartzites, en isométriques, moyens à grossiers, à ciment silico - argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches.

Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux.

L'épaisseur moyenne totale du Ra est de 100 à 120 m.

- **b) litho-zone R2** : est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, en isométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite) . On note des intercalations millimétriques de silt. (épaisseur moyenne = 100 m)
- **c) litho-zone R3** :Litho-zone R3 : repose sur l’Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c’est une série de comblement d’une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à micro conglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d’argiles silteuses. Le “R3”ne présente aucun intérêt pétrolier.

❖ I.4.3.3- L’infra-Cambrien:

Unité géologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grès argileux de couleur rouge. (épaisseur moyenne = 45 m)

I.4.4- Le Socle:

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000 m, il est constitué de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

I.5- Représentation lithologique du gisement de HMD:

Le réservoir de "Hassi Messaoud" se situe dans le Cambrio-Ordovicien vers 3300m, il est de forme anticlinale. La roche couverte est constituée par le complexe argilo-gréseux et salifère du trias. La structure développée suit une direction générale nord et sud est. Ce sont des sédiments cambrien saturés en huile, constitués essentiellement de grès hétérogènes fin à très grossiers argentés. Le réservoir est constitué de 4 zones superposées R1 (Ri+Ra), R2 et R3.[4]

Ayant des différences physique et pétrographiques fondamentales.

| Ere/Sy | ETAGES | LITHO | Ep(m) | DESCRIPTION | |
|--------------------|-----------------------|--------------|--------------|------------------------------|----------------------------|
| CZ | MIO PLIOCENE | | 239 | SABLE, CALCAIRE | |
| | EOCENE | | 122 | CALCAIRE | |
| MESOZOIQUE | SENONIENNE | CARBONATE | 107 | CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE | |
| | | ANHYDRITIQUE | 209 | ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE | |
| | | SALIFERE | 149 | SEL MASSIF | |
| | TURONIEN | | 112 | CALCAIRE | |
| | CENOMANIEN | | 147 | MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE | |
| | ALBIEN | | 362 | GRES, ARGILE | |
| | APTIEN | | 24 | DOLOMIE | |
| | BARREMIEN | | 276 | ARGILE, SABLE | |
| | NEOCOMIEN | | 182 | DOLOMIE, MARNE, ARGILE | |
| | D | MALM | ARGILEUX | 226 | ARGILE, MARNE, CALCAIRE |
| | | | LAGUNAIRE | 107 | ARGILE, MARNE |
| | LI | S | LD1 | 211 | ANHYDRITE, DOLOMIE |
| | | | LD2 | 66 | DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE |
| LD3 | | | 90 | SEL, ANHYDRITE | |
| LD4 | | | 55 | DOLOMIE, MARNE | |
| LD5 | | | 58 | SEL MASSIF | |
| T | S | TS1 | 31 | DOLOMIE, MARNE | |
| | | TS2 | 46 | ANHYDRITE, ARGILE | |
| | | TS3 | 189 | SEL, ARGILE, ANHYDRITE | |
| | ARGILEUX | 202 | SEL MASSIF | | |
| | GRESEUX | 113 | ARGILE | | |
| | ERUPTIF | 0 à 35 | GRES, ARGILE | | |
| PALEOZOIQUE | Quartzites de Hamra | | 0 à 92 | ANDESITE | |
| | Grès d'El-Atchane | | 75 | Grès très fins | |
| | Argiles d'El-Gassi | | 25 | Grès fins glauconieux | |
| | Zones des Alternances | | 50 | Argile verte ou noire | |
| | R Isométriques | | 18 | Alternances grès et argiles | |
| | R Anisométriques | | 42 | GRES Isométriques, Silts | |
| | R 2 | | 125 | GRES Anisométriques, Silts | |
| | R 3 | | 100 | GRES Grossiers, Argile | |
| PROTE RO- | Infra Cambrien | | 370 | GRES Grossiers, Argiles | |
| | SOCLE | | 45 | GRES Argileux rouge | |
| | | | | Granite porphyroïde rose | |

Figure N°I.03 : Coupe lithologique

I.6- Problèmes susceptibles à apparaître au champ de HMD:

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'incidents peuvent survenir en entravant la poursuite normale de l'opération dans le champ de "Hassi Messaoud". Parmi ces effets nuisibles on cite :

I.6.1- Venue :

Il y a une venue quand les fluides en place dans un réservoir débitent dans le puits. Ces fluides peuvent être soit de l'eau, soit du gaz ou de l'huile, soit un mélange. Au niveau du LD2, il y'a risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2.[4]

I.6.2- Coincement :

En général on peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt du forage dont la durée est difficilement prévisible, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations.[4]

I.6.3- Éboulements et cavages :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Moi Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs et solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire. [4]

I.6.4- Risques de déviation :

Des risques de déviation peuvent exister dans le Moi Pliocène car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés.[4]

I.6.5- Le pistonnage :

Le pistonnage vers le haut (Swabbing) ou vers le bas (Surging) est un phénomène qui se manifeste lors remontée ou la descente de la garniture entraînant une dépression au fond du puits.[4]

I.6.6- Perte de circulation:

La perte de circulation (perte de la boue) peut se produire à n'importe quelle profondeur pendant n'importe quelle opération, elle peut être totale ou partielle. Elle est localisée dans 4 étages :

- Mio-pliocène : les pertes par absorption ont souvent lieu dans l'ensemble des formations sableuses la barre calcaire occasionné est très souvent totale accompagnée d'éboulement de sables ;
- Sénonien : pertes totales au niveau des calcaires, les carbonates supérieurs entraînent souvent l'éboulement des sables de mio- pliocène ;
- Turonien : les calcaires fissurés peuvent donner lieu à des pertes ;
- Trais argileux gréseux : craquage de la formation sous l'effet des densités de boue nécessaire pour résister à l'éruption des eaux chlorurées calciques du lias le fluage de argiles du trias argileux peut provoquer le craquage des formations gréseuses entraînant des pertes totales et des coincements (plus de détaille voir Ch IV).[5]
-

I.7- Conclusion :

L'étude du champ de "Hassi Messaoud" du côté géographique, géologique et la description lithologique avec l'étude des problèmes qui peuvent se présenter durant le forage, nous a permis de conclure l'importance de ce champ. Cette importance est la cause de notre choix de ce champ pour être la scène de notre mémoire.

CHAPITRE

II

*Généralités sur
le coincements*

II.1.Introduction :

Durant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'incidents peuvent causer l'interdiction de la poursuite normale de l'opération de forage.

On énumère parmi ces problèmes en cours de forage :

La perte de circulation du fluide de forage (lost) ;

- Venue d'eau ou de gaz (Inflow water, gas) ;
- (Fishing);
- Attente matériel (Wait) ;
- Temps exclusif (Exclusive time) ;
- Pannes des équipements (Equipments) ;
- Coincement de l'outil (stuc) ;

Ces derniers sont la cause la plus fréquente , et sont à l'origine des instrumentations les plus graves, et les plus couteuses , qui généralement se compliquent avec le temps.

La vigilance est demandée pour éviter ce problème. Les risques de coincement sont considérablement accrus lorsque des formations, techniquement très défavorables (fluentes, gonflantes, éboulant es...), sont rencontrées durant la réalisation du puits. Plusieurs types de coincements peuvent apparaître au cours d'un forage, voici leurs types:

- Le coincement dus a une pression différentielle trop élevée en face des zones poreuses et perméables.
- Les coincements mécaniques
- Les coincements dus à la formation

II.2.Coincement par pression différentielle:

❖ Définition:

Ce type de coincement est très fréquent car il est consécutif à la technique des contrôles des venues de fluides qui consiste à maintenir une pression hydrostatique plus forte dans le trou que la pression des fluides ,c'est cette pression différentielle qui est active au droit des

formations poreuses et perméables pour coller la garniture contre les parois.

La force de collage est directement proportionnelle à ΔP et à la surface de contact entre la masse tige et la paroi du trou, cette surface n'est importante que si le cake est épais car très perméable. Le coincement par collage ne peut donc survenir qu'après une immobilisation totale de la garniture.

❖ **Les causes du coincement par pression différentielle:**

- Immobilisation de la garniture en face aux zones perméables.
- Pression hydrostatique de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation.
- Filtration élevée et surtout cake épais et de résistance médiocre.
- Garniture constituée d'éléments lisses de diamètre extérieur voisin du trou.
- Inclinaison du puits \Rightarrow la garniture repose sur la génératrice inférieure.

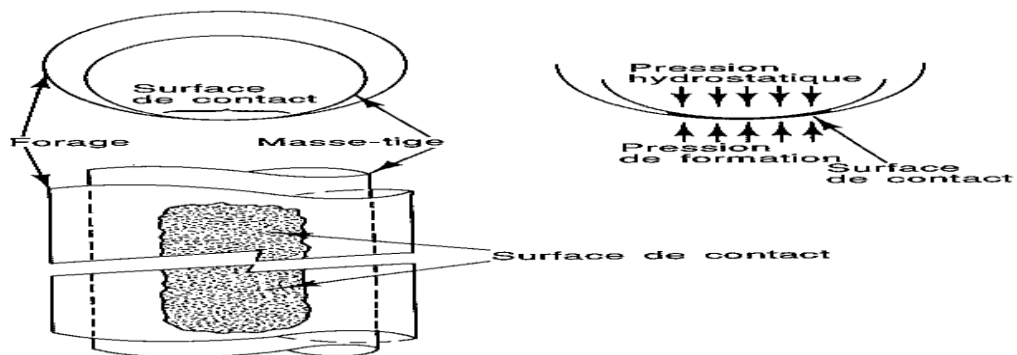


Figure N°II. 01: Principe de collage par pression différentielle

❖ **Prévention:**

- réduire au maximum l'over balance.
- améliorer les propriétés de filtration de la boue.
- réduire le temps d'immobilité de la garniture.
- minimiser la surface de contact avec les parois en utilisant des heavy-weight & drill-collars spiralés.
- Améliorer la qualité du mud-cake.
- réduire de frottement en employant des produits lubrifiants.

❖ **Traitement du problème:**

Les grands principes sont d'agir directement sur les causes des coincements c'est-à-dire le ΔP , la surface de contact et le coefficient de friction acier /cacke:

- Une fois la côte de coincement connue on peut tenter d'injecter par circulation d'un produit lubrifiant.
- Reduire de la pression hydrostatique de façon à ne pas déclencher une venue. [6]

II.3.Coincements mécaniques:

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

II.3.1.Trou de serrure (Key Seat) (Fig .2):

❖ **Définition:**

Les terrains mal consolidés provoquent des frottements importants pouvant aller jusqu'au

Coincement totale de la garniture. Le forage rotary effectué dans les trous non rectilignes creuse par rotation des tiges le terrain en forme de trou de serrure (key seat).

Donc le Key Seat est une Gouttière creusée dans le terrain par le frottement des tiges.

❖ **Les causes:**

Se développent au niveau des dog legs, d'autant plus profonds que :

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

A la remontée, passage libre des tiges mais pas des masses-tige sels Key Seat ne sont pas spécifiques aux forages dirigés Peuvent se développer sur le point bas de certains trous très inclinés

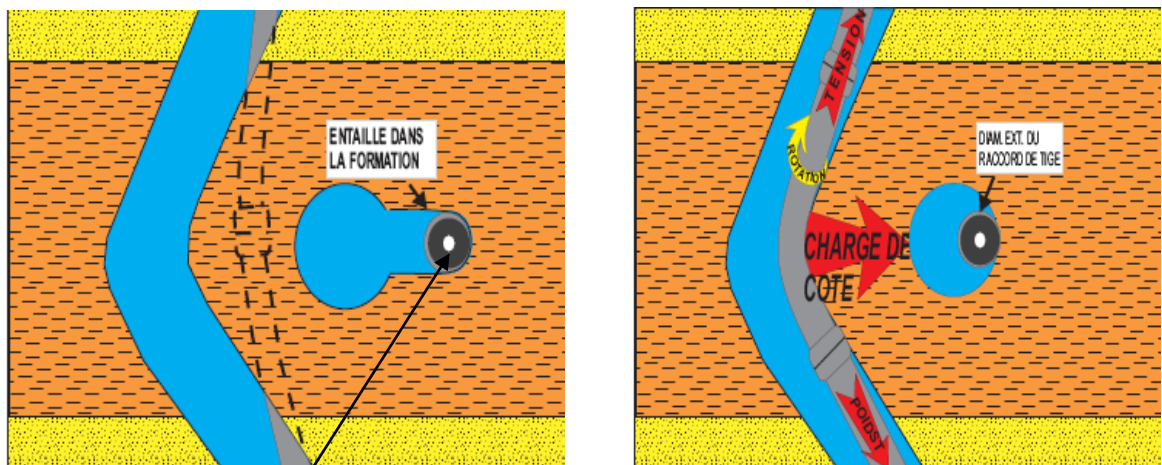
❖ **Les signes indicateurs:**

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

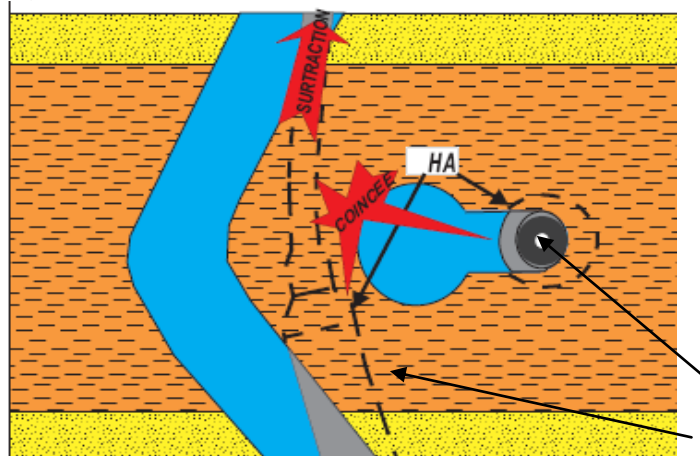
❖ **Méthodes préventives:**

- Éviter les dog legs sévères.
- Faire travailler un aléuseur en tension à son niveau.
- Incorporer au sommet des masses-tiges un **Key seatwiper** ou un stabilisateur et une Coulisse pour battre vers le bas.

- Éviter les tractions importantes à la remontée.[8]



Formation d'une Gouttière



COINCEMENT des masses-tiges

Figure N°II.02: Key Seat

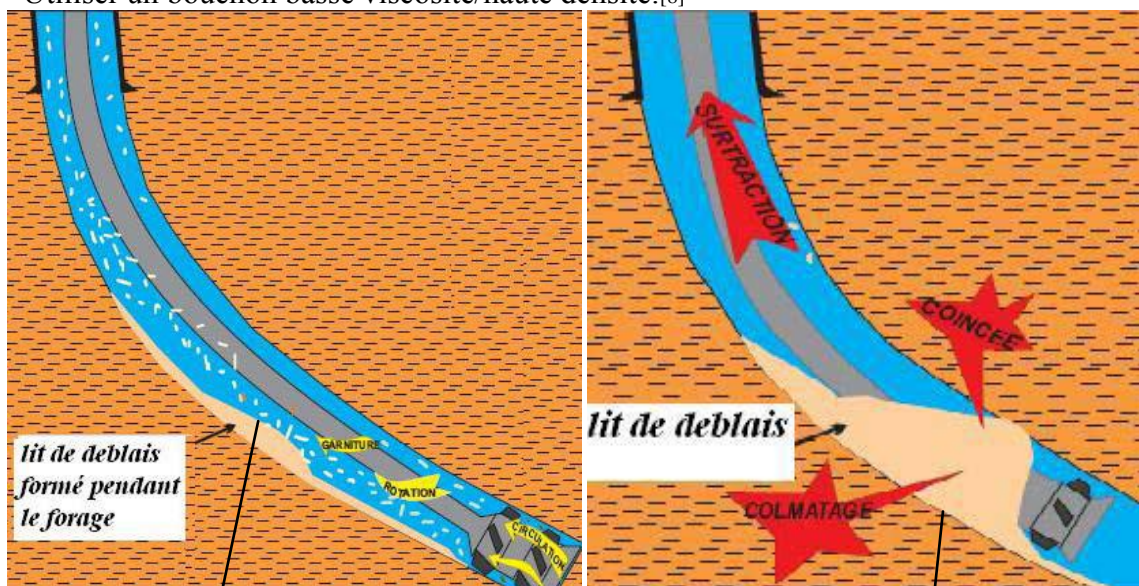
II.3.2.Sédimentation des déblais dans les puits inclinés:

❖ Causes

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

❖ Actions préventives :

- Contrôler la vitesse d'avancement.
- Maintenir les bonnes caractéristiques de la boue.
- Circuler à un débit maximum (en fonction du diamètre du trou).
- Maximiser la rotation de la garniture.
- Utiliser un bouchon basse viscosité/haute densité.[8]



Le lit de déblais s'épaissit puis glisse au fond du trou obstruant l'espace annulaire autour de la garniture de forage.

Pendant la manoeuvre de remontée, le lit de déblais est entraîné vers le haut avec la BHA et finit par former un bouchon entravant le passage de la garniture.

Figure N°II. 03: Sédimentation des déblais dans les puits fortement inclinés

II.3.3.Chute de ferraille et objets divers :

Bien qu'il s'agisse d'un problème tout à fait différent, la présence accidentelle d'objets étrangers dans le puits peut créer des difficultés dont les symptômes ressemblent à ceux d'une anomalie de trajectoire. Il peut s'agir ici d'outils tombés dans le trou ou de matériels détruits en cours de forage.

Dans le cas de chute accidentelle, la présence de ces objets n'est pas forcément identifiée immédiatement. Dans d'autres cas, cette présence peut avoir été "oubliée", par exemple lorsque des molettes ont été rebroyées et partiellement repêchées : il peut rester piégé dans la paroi ou dans une cave, un morceau important de ferraille qui retombera de façon aléatoire plusieurs jours après.[7]



Figure N°II.04: chute de ferraille dans le puits.

II.3.4. Les éboulements :

Les argiles schisteuses et feuilletées, les roches fracturées,

le charbon ainsi que les terrains de surface non consolidés sont des formations à risque d'éboulement.

Pour limiter ces risques, la tenue des parois est essentielle a cette fin, il faut éviter les débits élevés, les annulaires restreints, les manœuvres inutiles dans le découvert et augmenter la viscosité de la boue.

La première manœuvre consiste donc à faire vibrer la garniture tout en la soumettant à une force contraire à celle qui a provoqué le coincement, un battage bien orienté aidé par la mise en place d'un bouchon lubrifiant permet de résoudre la plupart des coincements de ce type.

Quand la garniture ne comporte pas de coulisse, on peut induire une sorte de battages

II.3.5. Ciment tendre :

❖ Causes :

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

❖ Actions préventives :

- Connaître le temps de prise du ciment;
- Si le poids de pose est observé à la descente retirer rapidement deux longueurs avant de circuler.
- Commencer la circulation 2 longueurs au dessus du sommet du ciment.
- Contrôler la vitesse de pénétration lors de reforage du ciment.[8]

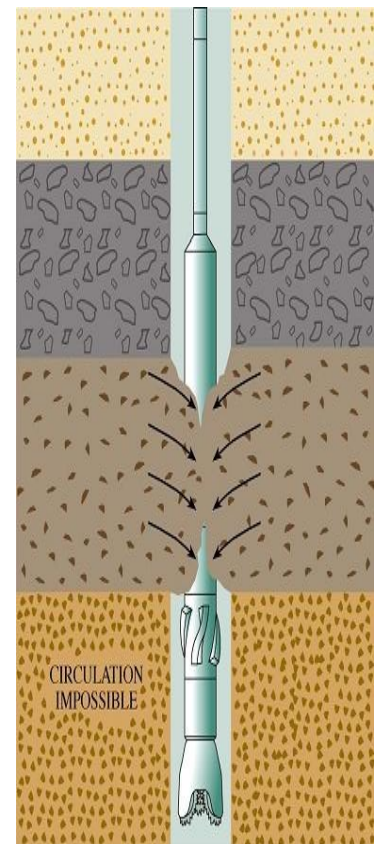


Figure N°II.05: Les éboulements

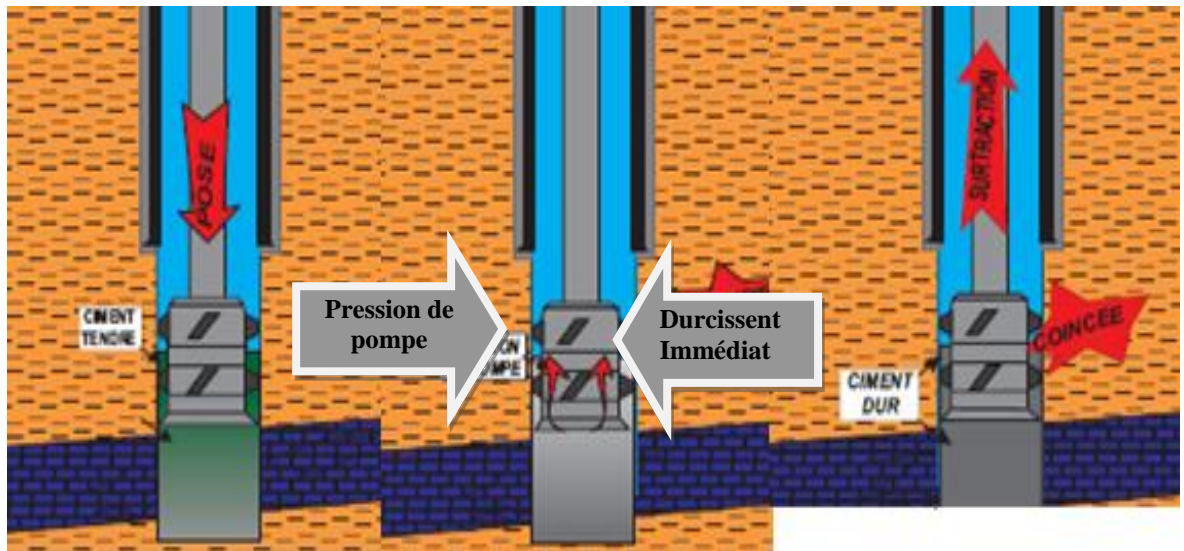


Figure N°II.06: Ciment tendre

II.4. Coincements dus à l'instabilité des parois du puits :

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

II.4.1 Argiles fluentes :

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

❖ Signes indiquant :

Une augmentation du couple de rotation en forage.

Des accrochages lorsque l'on dégage du fond.

Des montées de pression allant jusqu'à impossibilité de circuler.

Une augmentation de la teneur en solides dans la boue.

Une modification des caractéristiques rhéologiques de la boue (une augmentation de la teneur en solides).

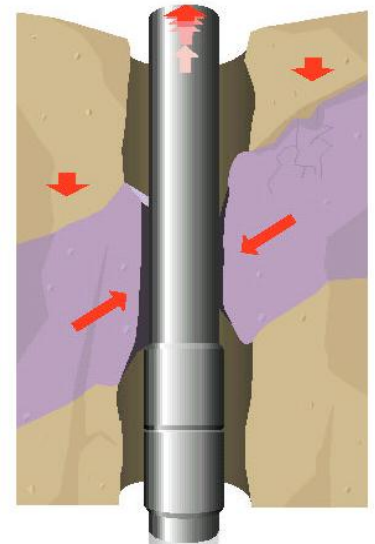


Figure N°II.07:Argiles fluentes.

❖ Mesures préventives :

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

Augmenter la densité de la boue.

Réduire la filtration (améliorer la qualité du cake et réduire son épaisseur).

Ajouter un lubrifiant approprié dans la boue.

Augmenter le débit de circulation.

Choix de type de boue (au gypse, à l'huile...etc.).

II.4.2. Argiles feuilletées :

Ces argiles sont moins dangereuses que les précédentes et les coincements qu'elles provoquent sont, généralement, plus faciles à résoudre.

Ces argiles ont tendance à s'ébouler dans le puits.

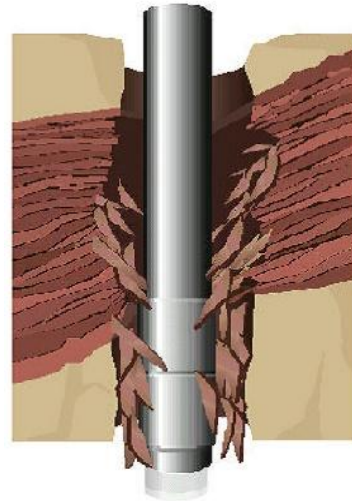


Figure N°II. 08:Argiles feuilletées

❖ Signes précurseurs :

Avancement rapide suivi d'une quantité importante des déblais sur les tamis vibrants.

Accrochages au dégagement du fond et à la remontée.

La pression reste stable à l'exception de quelques à-coups provoqués par des retombées importantes.

❖ Mesures préventives :

Augmenter la viscosité de la boue et réduire le filtrat.

Assurer un bon nettoyage du puits en injectant régulièrement des bouchons visqueux.

Passer la zone avec précaution en reforant et en circulant longuement.

La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais déposés dans l'espace annulaire.[8]

II.4.3. Les couches du sel :

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

❖ Signes précurseurs:

Avancement rapide.

Accrochages en dégageant du fond.

Augmentation de la pression de refoulement allant jusqu'à l'impossibilité de circuler.

Absence des déblais aux tamis vibrants.

Présence de chlorures dans la boue.

Reforage de la zone à la descende

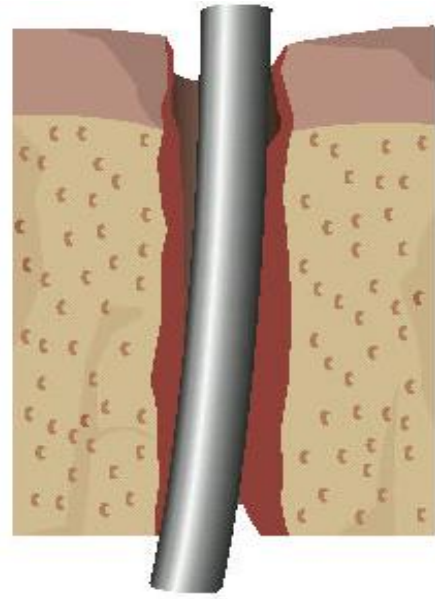


Figure N°II.09:Les couches du sel.

Mesures préventives :

- Utiliser une boue adaptée au forage des couches (boue salée saturée ou boue à base d'huile) ;
- Augmenter la densité de la boue pour maintenir le sel en place.[8]

II.4.4.Diminution du diamètre nominal du trou :

La diminution du diamètre du trou peut provenir du passage de l'outil dans une formation abrasive qui use la protection du diamètre de l'outil, ou un outil non adapté à la dureté de la formation et qui s'use prématurément et principalement sur son diamètre.[7]



Figure N°II.10: Diminution du diamètre nominal du trou

II.4.5. Trajectoire:

- Les dog leg :

Les écarts de trajectoire peuvent être provoqués par une garniture mal choisie, avec des paramètres de forage non adaptés à la garniture et par des anomalies du terrain foré, ceci entraîne une variation d'inclinaison ou d'azimut et les deux en même temps. Si ce coude ou "dog leg" est assez important, il peut provoquer des difficultés au passage de l'outil et des stabilisateurs. [8]



Figure N°II.11 : Formation du Dog leg.

❖ Les Ledges :

Les écarts de trajectoire peuvent aussi se produire à une échelle beaucoup plus petite, à la limite, sur une hauteur correspondant à celle des épaules de l'outil. Le cas le plus typique est le forage d'une "brèche" dans le cap-rock d'un dôme de sel il s'agit d'une accumulation de blocs hétéroclites de forabilité très distincte : sel, dolomie, argile, anhydrite, etc... : L'outil ripe vers la zone la plus tendre et crée des micros dog-legs ou fait un trou en escalier.[7]

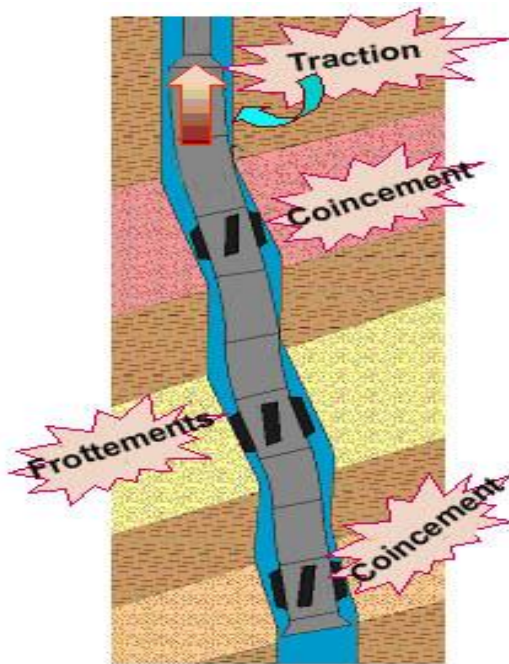


Figure N°II.12: Micro Dog-leg

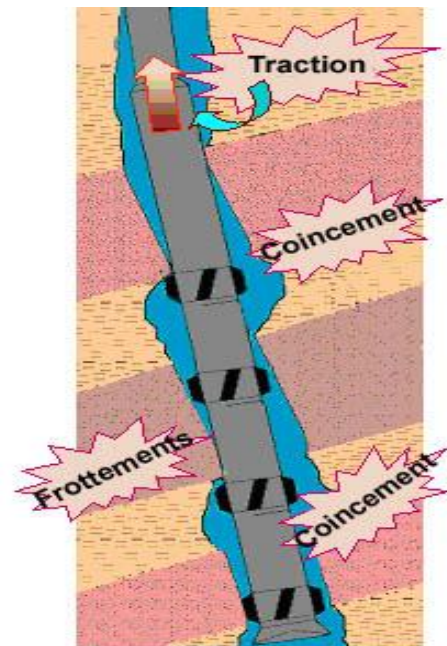


Figure N°II.13: Formation d'escaliers

CHAPITRE

III

*Analyse et
discussion*

III 1-Introduction :

Notre étude est une contribution statistique et technique du problème de coincement dans la phase $8^{n/2}$. Ce chapitre est basé sur une étude statistique de vingt puits. Il y a cinq puits, y compris ceux où sont survenus des cas de coincement. Tous ces puits sont forés dans la région de "Hassi Messaoud"

L'objectif de l'étude est de déterminer les paramètres les plus convenances pour réduire le problème de coincement au niveau de la phase $8^{n/2}$, dans le but de réduire le temps non productif.

III 2-Etude statistique :

Une étude statistique qu'on a faite, durant six ans (2008-2013) sur (20) puits était réalisée dans le champ de HMD à partir des analyses des rapports journaliers de chaque puits, 05 puits ont un problème de coincement aux phases $8^{n/2}$

Le coincement de 05 puits est partagé sur les phases $8^{n/2}$ comme suit :

Tableau N°III-01: NPT par apport la durée total de la phase $8^{n/2}$

| Nember | Le puits | La phase | Le temps de la réalisation la phase (hr) | Le temps perdu (hr) | pourcentage de coincement % |
|--------|--------------|-----------|--|---------------------|-----------------------------|
| 01 | OMPZ36 | $8^{n/2}$ | 443 | 2.25 | 0.50 |
| 02 | OMPZ553 | $8^{n/2}$ | 560 | 3.00 | 0.60 |
| 03 | MD660 | $8^{n/2}$ | 312 | 8.00 | 2.56 |
| 04 | MDZ657 | $8^{n/2}$ | 191 | 0.25 | 0.13 |
| 05 | OMKZ522Bis | $8^{n/2}$ | 730 | 309 | 42.32 |
| | total | $8^{n/2}$ | 2236 | 322.5 | 14.42 |

D'après l'analyse des données on a pu constater que le forage de la phase 8^{n1/2} de (05) puits a duré (2236) heures, le temps non productif a été causé par le coincement représente **14.42%** du temps global de la phase 8^{n1/2} (322.5 heures).

Aussi, on a pu constater que sa fréquence d'apparition est 5/20=25%, il est relativement élevé.

la figure ci-dessous (**Figure N°III-01**) représente graphiquement la fraction du temps non productif causé par le coincement, la figure montre en bleu. La comparaison par temps de forage de la phase 8^{n1/2} sans coincement en rouge dans chaque puits coincé.

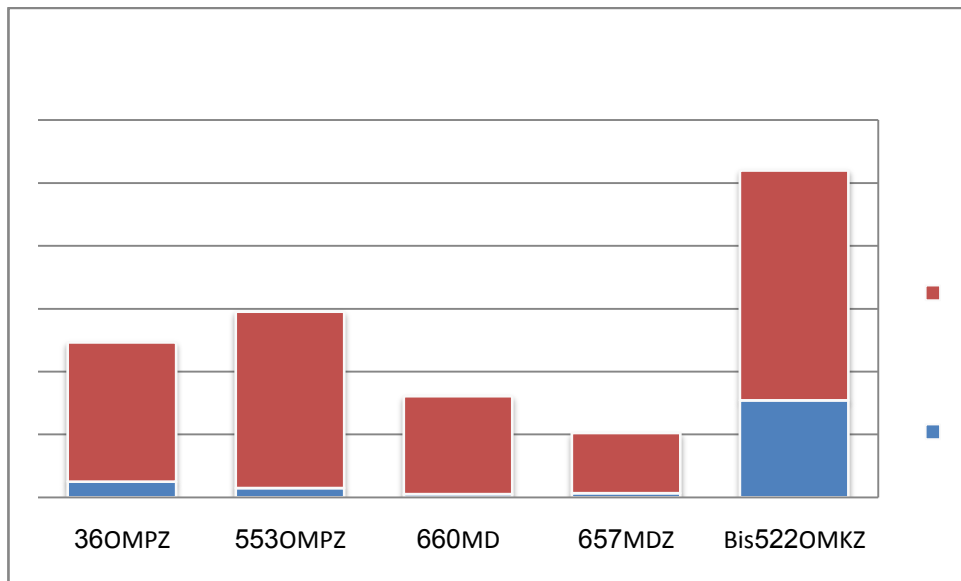


Figure N°III-01 : fraction de coincement sur la durée de la phase 8^{n1/2}

Les principaux problèmes rencontrés au niveau d'un échantillon de 20 puits forés dans la région de Hassi Messaoud sont présentés dans le tableau N°III-2

Tableau N°III-2: les problèmes rencontrés

| Problèmes | Coincement | Pistonnage | Venue | Perte | Totale |
|------------------------|------------|------------|-------|-------|--------|
| Nombre de cas survenus | 5 | 3 | 7 | 5 | 19 |
| Pourcentage % | 25% | 15% | 35% | 25% | 100% |

Ces problèmes représentent un temps non productif qui est engendré par les problèmes recensés dans le Tableau III-2 :

Sont donnés comme suit :

Tableau N°III-3: temps non productif

| Problèmes | Coincement | Pistonnage | Veuve | Perte | Totale |
|-----------------------------|------------|------------|-------|-------|--------|
| temps de cas survenus (hrs) | 14 | 5 | 7 | 22 | 454 |
| Pourcentage % | 45% | 1% | 5% | 49% | 100% |

Remarque : on a pu constater que le phénomène le plus répétitif dans le champ de Hassi Messaoud est celui du coincement, aussi, il y a lieu de noter que la perte de circulation cumule le plus grand nombre d'heures non productif. donc ces résultats montrent l'importance de phénomène de coincement au niveau de pertes de temps et de nbr de répétition et bien sûr en coût

III 3-Analyse des paramètres de forage pétrolier :

Cette étude est réalisée dans le même champ (HMD) et la même phase $8^{n1/2}$, à partir des puits voisins, donc durant cette étude la formation est supposée homogène. C'est à dire on élimine les effets de la formation sur le coincement et on considère beaucoup plus l'influence des variables mécaniques et hydrauliques au cours du forage.

D'après l'analyse des rapports journaliers de vingt puits forés dans la région de l'étude ciblée, uniquement les moyennes des paramètres suivants ont été pris en compte :

Les paramètres hydrauliques (Density : densité, Yield point Y_p : Point de rendement, Flow : Débit, HSI Puissance hydraulique : la puissance hydraulique sur le front de taille, Down hole Pressure P_f : pression dynamique de fond, Plastic Viscosity V_p : viscosité plastique) Les paramètres mécaniques ROP (Rate of Penetration): Taux de pénétration ou la vitesse d'avancement, WOB (Weight On Bit) : Poids sur l'outil, RPM : rotation per minute), sont des valeurs moyennes en cours de forage dont toutes ces données sont récapitulées et regroupées dans les tableaux suivants.

III 3-1-Analyse des paramètres de forage des puits coincés:

Le tableau au-dessous montre les variations des paramètres mécaniques et hydrauliques au cours du forage avant que le coincement ne se produise et après dans les puits qui ont le coincement.

Tableau N°III-04: représentant valeurs moyennes des paramètres expérimentaux au cours de forage dans les puits coincé de la phase 8^{n1/2}

| Nbr | puits paramètres de forage | | ROP (m/h) | WOB (tonne) | RPM (tr/m) | Density (sg) | Yeldpoint Y _p (lb/100ft ²) | FLOW (l/m) | Puissance HSI (hp/pouce ²) | Down hole Pressure P _f (psi) | Plastic Viscosity V _p (cp) |
|-----|----------------------------------|---------------|-----------|-------------|------------|--------------|--|------------|---|--|--|
| | | | | | | | | | | | |
| 01 | OMP Z36 | Avant coin | 1.33 | 6.45 | 117.5 | 1.40 | 9.45 | 2815 | 2.07 | 6975.47 | 16.36 |
| | | Après coin | 0.60 | 5.33 | 48.66 | 1.40 | 10 | 3960 | 0.97 | 7242.47 | 16 |
| 02 | OMP Z553 | Avant coin | 1.80 | 6.04 | 93 | 1.40 | 11.8 | 3200 | 3.28 | 6977.45 | 23.4 |
| | | Après coin | 1.30 | 5.75 | 54 | 1.40 | 12 | 3200 | 3.99 | 7060.83 | 24 |
| 03 | MD66 0 | Avant coin | 7.21 | 8.5 | 80 | 1.60 | 11 | 3400 | 6.51 | 7622.20 | 21 |
| | | Après coin | 4.94 | 10.5 | 100 | 1.64 | 10 | 2000 | 5.63 | 8016.95 | 21 |
| 04 | MDZ6 57 | Avant coin | 2.99 | 6.87 | 195 | 1.64 | 10 | 2000 | 2.85 | 8272.72 | 18.5 |
| | | Après coin | 1.42 | 2.5 | 605 | 1.33 | 10 | 1000 | 0.27 | 8256.77 | 14 |
| 05 | OMK Z522 | Avant coin | 2.64 | 10 | 248.62 | 1.45 | 10 | 3672 | 2.32 | 7139.57 | 15 |
| | | Après coin | 1.37 | 9.91 | 239 | 1.45 | 10 | 3453 | 0.87 | 7112.74 | 15.25 |
| | Le Moyne | Avant coin | 3.19 | 7.57 | 146.82 | 1.49 | 10.5 | 3017 | 3.40 | 7397.48 | 18.82 |
| | | Après coin | 1.92 | 6.79 | 209.32 | 1.44 | 10.4 | 2723 | 2.34 | 7537.95 | 18.05 |

Remarque : Il y a lieu de signaler que les valeurs de la pression du fond mentionnées dans le tableau ci-dessus ont été calculées par des relations théoriques dont le titre : pression de fond.

On utilise une valeur moyenne pour tous les puits dans le cas où le coincement s'est produit et une autre valeur quand le forage s'effectue sans problème comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau N° III-05 : Comparaison des paramètres relatifs aux puits avant et après coincement

| Puits / paramètres de forage | ROP (m/h) | WOB (tonne) | RPM (tr/m) | Density (sg) | Y _p (lbf/100ft ²) | FLOW (l/m) | HSI (hp/pouce ²) | P _r (psi) | V _p (cp) |
|------------------------------|-----------|-------------|------------|--------------|--|------------|------------------------------|----------------------|---------------------|
| Avant coincement | 3.19 | 7.57 | 146.82 | 1.49 | 10.45 | 3017.4 | 3.40 | 7397.48 | 18.82 |
| Après coincement | 1.92 | 6.79 | 209.32 | 1.44 | 10.40 | 2722.6 | 2.34 | 7537,95 | 18.05 |

Commentaire :

Les résultats obtenus dans cette phase montrent clairement que les valeurs au cours de forage avant l'observation de coincement sont plus élevées que les valeurs obtenus dans le forage continue sans coincement sauf le RPM et la pression de fond où on remarque une augmentation a ces valeurs après la production de ce problème

Il y a lieu de signaler que l'augmentation de ces paramètres (ROP, WOB, densité, Y_p, débit, puissance hydraulique, viscosité) peut produire un coincement.

III-3-1-1 Pression dynamique de fond :

Les pertes de charge dans une conduite représentent la résistance totale du fluide à l'écoulement, cette résistance est due essentiellement aux forces de frottement internes et externes au de fluide.

La répartition des pertes de charge dans le circuit de forage est comme suit :

- L'installation de surface (P_{sc}) ;
- L'intérieur des tiges de forage (P_{DP}) ;
- L'intérieur des drills collars (P_{DC}) ;
- A travers les duses de l'outil (P_{co}) ;
- Dans l'espace (P_{ca}).

La pression de refoulement des pompes (P_R) est la somme de toutes les pertes de charge dans le circuit de circulation.

$$P_R = P_{sc} + P_{DP} + P_{DC} + P_{co} + P_{ca}$$

Donc :

$$P_{ca} = P_R - (P_{sc} + P_{DP} + P_{DC} + P_{CO})$$

D'autre part et d'après Formulaire du Foreur : [9]

$$P_{ca} = (L_4 N_4 + L_5 N_5) B$$

$$P_{sc} = N_1 \times B$$

$$P_{DP} = N_2 \times B$$

$$P_{DC} = N_3 \times B$$

$$P_{CO} = Q^2 d / 2959.41 \times (0.95)^2 A^2$$

Avec :

N et B sont des coefficients à partir de Formulaire du Foreur ;

$L_4 L_5$: longueur des tiges et les masse tiges (m) ;

Q : débit de la boue (l/min) ;

D : densité (sg (kg/l)).

La pression exercée sur le fond du puits (Pf) est la somme des pressions dans l'annulaire et la pression hydrostatique

$$P_f = P_{ha} + P_{ca}$$

Avec :

La pression hydrostatique est définie comme étant le poids d'une colonne verticale de fluide par unité de surface. [9]

Pression hydrostatique = densité de fluide x profondeur verticale. [9]

$$P_h = \frac{Z \times d}{10.2}$$

Où :

P_h : pression hydrostatique (bars) ;

d : densité du fluide (kg/L) ;

Z : hauteur verticale du fluide (m) ;

P_R : après les rapports journaliers.

III 3-2-Analyse des paramètres de forage des puits sans coincement:

Le tableau au-dessous représente les paramètres au cours de forage dans les puits non coincé .

Tableau N°III-6: Valeurs moyennes des paramètres dans les puits sans coincement de phase

g^{n1/2}

| Nombre | paramètres de forage | ROP (m/h) | WOB (tonne) | RPM (tr/m) | Density (sg) | Yeldpoint Y _p (lbf/100ft ²) | FLOW (l/m) | Puissance HSI (hp/pouce ²) | Down hole Pressure P _r (psi) | Plastic Viscosity V _p (cp) |
|--------|----------------------|-----------|-------------|------------|--------------|--|------------|--|---|---------------------------------------|
| 01 | MD636 | 2.67 | 12.5 | 176 | 1.45 | 11.33 | 1200 | 4.433 | 7109,71 | 13.66 |
| 02 | MDZ605 | 5.40 | 8.25 | 30.25 | 1.40 | 10.5 | 3600 | 3.20 | 7027,54 | 15 |
| 03 | MDZ618 | 3.86 | 7.5 | 35 | 1.40 | 9 | 3916 | 2.59 | 6839,86 | 13 |
| 04 | MDZ 625 | 1.18 | 8.11 | 270 | 1.40 | 9.33 | 3566 | 3.75 | 4733,20 | 14 |
| 05 | MDZ622 | 2.30 | 5.7 | 125.6 | 1.50 | 10 | 3580 | 2.44 | 6685,18 | 20 |
| 06 | OMJ661 | 3.30 | 5 | 257.5 | 1.45 | 8 | 3770 | 2.55 | 7230,19 | 14 |
| 07 | MDZ642 | 1.73 | 9.87 | 257 | 1.45 | 11 | 4340 | 1.78 | 7046,75 | 20 |
| 08 | OMIE323 | 2.68 | 8.83 | 248 | 1.40 | 10 | 3733 | 1.9 | 7104,56 | 16 |
| 09 | OMJZ201 | 4.96 | 4.37 | 141.25 | 1.41 | 7.85 | 2943.33 | 2.28 | 6942.02 | 13.42 |
| 10 | OMKZ601 | 1.72 | 6.25 | 30 | 1.40 | 10.37 | 3575 | 2.59 | 6863.43 | 20.38 |
| 11 | OMLZ 432 | 1.97 | 7.59 | 422.41 | 1.45 | 10.35 | 3511 | 2.51 | 7365.42 | 15 |
| 12 | OMPZ 462 | 2.85 | 6.77 | 44.16 | 1.31 | 10.06 | 1714 | 3.17 | 6557.63 | 18 |
| 13 | OMM733 | 3.36 | 10.8 | 109.5 | 1.33 | 10.85 | 2344.44 | 1.26 | 6479.18 | 18.64 |
| 14 | OMJZ311 | 3.60 | 5.5 | 42.5 | 1.35 | 10 | 3060 | 2.58 | 6838.06 | 16.67 |
| 15 | ONMZ27 | 2.30 | 5.08 | 114.6 | 1.5 | 9.88 | 3123 | 2.44 | 7824.35 | 20.44 |
| | Le Moyne | 2.92 | 7.47 | 153.58 | 1.32 | 9.16 | 3198.38 | 2.63 | 6380.33 | 16.54 |

III-3-3 Comparaison entre les paramètres relatifs aux puits avec et sans coincement :

Le tableau au-dessous représente une comparaison entre les paramètres au cours de forage dans les puits coincé et dans les puits non coincé.

Tableau N°III -07 : Comparaison des paramètres relatifs aux puits avec et sans coincement

| Puits \ paramètres de forage | ROP (m/h) | WOB (tonne) | RPM (tr/m) | Density (sg) | Y_p (lbf/100ft ²) | FLOW (l/m) | HSI (hp/pouce ²) | P_f (psi) | V_p (cp) |
|------------------------------|-----------|-------------|------------|--------------|---------------------------------|------------|------------------------------|-------------|------------|
| Avec coincement | 3.19 | 7.57 | 146082 | 1.49 | 10.45 | 3017.4 | 3.40 | 7397.4 | 18.82 |
| sans coincement | 2.92 | 7.47 | 153.58 | 1.32 | 9.16 | 3198.3 | 2.63 | 6380,3 | 16.54 |

Commentaires :

Les puits avec et sans coincement dans la phase 8^{n/2} sont situés dans la même zone (des puits voisins), la formation est supposée homogène horizontalement ce qui donne la possibilité de limiter les causes de coincement à celles des paramètres mécaniques et hydrauliques en analysant les paramètres enregistrés en cours de forage, on a pu constater que ces paramètres sont relativement élevés dans le cas où il y a du coincement par rapport le cas sans coincement sauf le RPM.

On a pu constater que :

- le poids sur l'outil WOB a gardé presque la même valeur relativement avec un changement de 1.33% :
 - puits avec coincement: 7.75 tonnes ;
 - puits sans coincement: 7.47 tonnes ;
- la vitesse d'avancement (ROP) et la vitesse de rotation (RPM) des puits avec coincement est légèrement supérieure à celle des puits sans coincement avec des

valeurs d'échange sont respectivement (8.47%) et (4.41%). Donc plus l'avancement est rapide plus le risque de coincement est important

- Aussi dans les puits avec coincement on note une large augmentation de la densité (11.41%), la viscosité plastique (12.12%) ,Yeld point.(13.1), la pression de fond(13.75%) et la puissance hydraulique sur le front de taille avec une variation de (22.67%),celle-ci par rapport aux puits dont le coincement n'existe pas.
- Ainsi, par contre on remarque une diminution de RPM et le débit dans les puits coincé par rapport aux puits libres.

La vitesse de rotation moyenne RPM:

- puits avec coincement : 146,82 tr/mn ;
- puits sans coincement : 153.58 tr/mn, avec un changement de 4.40%.

Le débit du fluide de forage :

- puits avec coincement : 3017.4 l/min ;
- -puits sans coincement : 3198.38 l/m, avec un changement de 5.66%.

II-4 Conclusion :

L'analyse et les interprétations des résultats de 20 puits pétroliers montre clairement que le problème de coincement perturbe de l'activité forage en terme de perte de temps et le coût élevé dans la phase $8^{1/2}$ dans le champ de "Hassi Messaoud". un taux estimé à **14.42%** comme temps non productif.

Le coincement est fréquent dans la phase $8^{1/2}$ dans le champ de "Hassi Messaoud" à un pourcentage **25%** (5 sur 20 puits).

Aussi les analyses indiquent que plus l'avancement est rapide, le poids sur l'outil est important, la densité, yeild point, la viscosité plastique, la puissance hydraulique et la pression de fond sont importants, plus le risque de coincement est important. Par contre l'augmentation de la vitesse de rotation et le débit ne peut pas causer de coincement.

Conclusion

Conclusion et recommandations :

Le forage des puits pétroliers est souvent perturbé par des arrêts imprévisibles générés par des incidents et des attentes au cours du forage. Le mauvais choix des paramètres de forage influe considérablement sur la vitesse d'avancement sur la poursuite du forage sans problème, par conséquent les coûts de réalisation du puits augmentent

L'objectif de ce travail est d'étudier et analyser le problème le plus fréquent dans la région de "Hassi Messaoud" ;le coincement , afin de déterminer l'influence combinée des paramètres de forage sur ce problème dans la phase 8^{1/2}". pour prévenir et éviter de tels coincements.

L'analyse et les interprétations des résultats de 20 puits pétroliers montrent clairement que le problème de coincement représenté dans la phase 8^{1/2} dans le champ de "Hassi Messaoud". avec un taux estimé de **14.42%** par rapport au temps de la réalisation de cette phase .avec une répétition à égale **25%**(5 sur 20 puits).

Donc le coincement en général est un obstacle qui impose un arrêt de forage dont la durée est difficilement prévisible.

Par ailleurs les analyses indiquent que plus l'avancement est rapide, le poids sur l'outil est lourd, le yield point est élevé, la viscosité plastique, la puissance hydraulique et la pression de fond sont importantes, plus le risque de coincement est important. Par contre la diminution de la vitesse de rotation et le débit peut causer du coincement.

Egalement, pour un forage dans la phase 8^{1/2} plus de sécurité il y a lieu de recommander :

1- Le contrôle de la vitesse d'avancement d'une façon régulière entre [2.92 3.19] m/h (Le contrôle du ROP est important dans la maîtrise de la trajectoire):

2- La réduction du poids sur l'outil jusqu'à 7.47 tonne ; [7.47 7.57] (tonne) et augmenter la vitesse de rotation environ RPM =153 tr/min..

3- Le maintien de la densité de fluide de forage entre [1.32 1.43] (sg)

4- La mise de Yield entre [9.16 10.45] (lbf/100ft²)

5- La réduction de la puissance au front de taille à 2.63 sans devenir à 3.4 hp/pouce²
HSI [2.63 3.40] (hp/pouce²)

6- jamais maintenir la pression de fond à la valeur de 7398 psi et réduire la jusqu'à la meilleure valeur 6380.33 psi ; $P_f [6380.33 \text{ } 7397.48]$ (psi)

7- La mise de la viscosité environ la valeur $V_p=16.54$ cp $V_p [16.54 \text{ } 18.82]$ (cp)

8- Le maintien du le débit toujours supérieure de (3017.4) l/m et presque égale 3198.38) l/min.

Par ailleurs, il y a lieu de noter qu'il serait impératif de compléter ce travail par une optimisation combinée des caractéristiques de la boue (pression et la densité) et caractéristiques rhéologiques (viscosité plastique, yield-value) c'est à dire une combinaison cohérente et compatible entre les paramètres mécaniques et hydrauliques d'une part, et une autre combinaison avec les caractéristiques de la formation, d'autre part.

Aussi, la présente étude nécessite d'être complétée par une banque de données plus riches et validée dans les conditions réelle d'exploitation afin de maîtriser le problème de de coincement d'outil.

Bibliographie

Bibliographie

- [1]: KRARROUBI Ratiba «Problème de coincement au niveau du turonien sur le champ de HMD» Mémoire d'ingénieur. Univ Boumerdes. 2006.
- [2]: A. SID, Y.MAKHLOUF «Critères de choix des paramètres et la minimisation des problèmes au cours de forage, Champs Hassi Messaoud» Mémoire de Master , Univ Ouargla. 2012.
- [3]: Web graphic : www.sonatrach.com/nos-activites.html.
- [4]: D. SAADA «Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud» Mémoire de Magister .Univ. Ouargla 2013.
- [5]: BOUAZA Kheireddine, DJELAILA Brahim et DADI SIDI Ali «Optimisation des paramètres mécaniques du forage horizontal» Mémoire de Master, Univ Ouargla 2013.
- [6]: **Differential stiking** :(*break down and drilling problems*).
- [7]: **Drilling Problemsandsolutions** :(*drill engineering Inc. volume III By J.J. Azar, University of Tulsa*).
- [8]: **Trouble-free drilling** :(*John Michelle et drill engineering Inc. volume I*).
- [9]: **Formulaire de foreur** :(*Edition 1989*).