

**MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



**FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE ET
SCIENCES DE LA MATIERE**

DEPARTEMENT DE GENIE MECANIQUE

**Mémoire de
MAGISTER**

**Spécialité: Génie pétrolier
Option: Exploitation pétrolière**

THEME

**Etude du phénomène de colmatage des pertes de circulation
dans les forages pétroliers sur le champ de Hassi Messaoud**

**Réalisé par :
CHERIFI Billal**

Soutenu publiquement le 13/12/2015 , devant le jury :

Pr. SETTOU Nouredine	Président	Université de Ouargla
Pr MELLAK Abderrahmane	Rapporteur	Université de Boumerdès
Dr. ZEDDOURI Aziez	Examineur	Université de Ouargla
Dr HADJADJ Ahmed	Examineur	Université de Boumerdès

Année universitaire : 2014/2015

Remercîments

*En achevant ce modeste travail, je remercie
vivement :*

*Les enseignants de l'université de Ouargla particulièrement
le Pr SETTOU pour sa disponibilité et tous les efforts fournis pour mener à son
terme cette formation.*

*Monpromoteur chargé du suivi de ce travail
Pr. MELLAK Abderrahmane
Pour ses conseils et sa disponibilité.*

*Je remercie le personnel de la division forage de SONATRACH
Pourm'avoir accueilli dans leurs services durant le stage pratique, pour leurs
.conseils et l'accès qu'ils m'ont accordé à leurs archives*

*Je tiens aussi à remercier les responsables de l'ENTP
particulièrement le directeur de la direction Work Over
Pour les dispositions qu'ils ont prises pour me faciliter le travail.*

*Je remercie également mes amis et mes camarades de promotion
en particulier Mr MILOUDI pour son aide et sa disponibilité
ainsitoutes les personnes qui m'ont ont aidés
de près ou de loin à la réalisation de ce travail,*

MERCI A TOUS MERCI POUR TOUT

Dédicace

Pour chaque événement dans ma vie, je ne manquerai pas d'avoir une pensée à toutes les personnes qui m'ont donné le courage et l'enthousiasme.

A mes parents qui m'ont toujours poussé vers le meilleur de moi et qui ont tout sacrifié pour assurer ma réussite.

A mes grands-parents à mes oncles et mes tantes qui m'ont soutenue durant toute la durée de mes études.

A mes amis plus particulièrement mes camarades de promotion avec qui j'ai partagé cette aventure.

Liste des Figures

Liste des Figures

Chapitre 1

Figure.1.1 : Les unités géologiques de l'Algérie	3
Figure.1.2 : Subdivision du champ de Hassi Messaoud	4
Figure.1.3 : Zone de production du champ de Hassi Messaoud	4
Figure.1.4 : Série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud	11
Figure.1.5 : Puits type du champ de Hassi Messaoud	20

Chapitre 2

Figure.2.1 : Les fluides Newtoniens	27
Figure.2.2 : Modèle de Bingham	28
Figure.2.3 : Modèle en puissance	28
Figure.2.4 : Modèle d'Herschel-Bulkley	28

Chapitre 3

Figure.3.1 : Les terrains favorables aux pertes	32
Figure.3.2 : Effet de l'accumulation des déblais sur la pression de fond.	33
Figure.3.3 : Structure du cake de filtration	36
Figure.3.4 : Intervalle de variation de la densité de boue	39
Figure.3.5 : Formation de bouchons sur le train de tiges	39
Figure.3.6 : Evolution de la pression de fond lors des différentes opérations de forage	40
Figure.3.7 : Effet de la vitesse de manœuvre et du diamètre sur la pression de fond	40
Figure.3.8 : Effet du gel sur la pression de fond	42
Figure.3.9 : Type de formation mise en cause lors des pertes	46
Figure.3.10 : Choix de la taille des colmatants.	50

Chapitre 4

Figure.4.1 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits sur les différentes zones.	63
Figure.4.2 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes sur les zones.	64
Figure.4.3 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase de surface	67
Figure.4.4 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes en phase de surface	68
Figure.4.5 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase 121/4	71
Figure.4.6 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes en phase 121/4	72
Figure.4.7 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase 6 "	76
Figure.4.8 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes en phase 121/4	77
Figure.4.9 : Répartition des pertes sur les phases	78
Figure.4.10 : Répartition des NPT sur les phases	79
Figure.4.11 : Fréquences des pertes et leur gravité sur les différentes phases	79

Chapitre 5

Figure.5.1 : Répartition des pertes sur les différentes couches	83
Figure.5.2 : Pourcentage des pertes de chaque couche pour toutes les zones répertoriées	83
Figure.5.3 : Répartition des pertes sur les différentes couches	85
Figure.5.4 : Répartition des NPT sur les différentes couches	86
Figure.5.5 : Pourcentage de puits ayant connue des pertes	87
Figure.5.6 : Sévérité des pertes de chaque couche sur les différentes zones	88
Figure.5.7 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur	94
Figure.5.8 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans le mio pliocène	95
Figure.5.9 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans l'éocène.	96
Figure.5.10 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans le sénonien.	96
Figure.5.11 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur sur la zone MD	97
Figure.5.12 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur sur la zone ONI	97
Figure.5.13 : Variation de l'augmentation de densité en fonction du débit et ROP	100

Liste des Tableaux

Chapitre 1

Tableau.1.1 : Propriété de la boue de la phase 26''	15
Tableau.1.2 : Propriété de la boue de la phase 16''	16
Tableau.1.3 : Propriété de la boue de la phase 12 ^{1/4} ''	17
Tableau.1.4 : Propriété de la boue de la phase 83/8''	18
Tableau.1.5 : Propriété de la boue de la phase 6''	19

Chapitre 2

Tableau.2.1 : Classification des produits de boue	23
---	----

Chapitre 3

Tableau.3.1 : Agents colmatant typiques.	23
--	----

Chapitre 4

Tableau.4.1 : Nombre de pertes et de temps non productif enregistré sur le champ de HMD	61
Tableau.4.2 : Statistique des pertes sur le champ de Hassi Messaoud	62
Tableau.4.3 : Statistique des pertes en phase de surface	66
Tableau.4.4 : Statistique des pertes en phase 16''	69
Tableau.4.5 : Statistique des pertes en phase 12 ^{1/4}	70
Tableau.4.6 : Statistique des pertes en phase 8''	73
Tableau.4.7 : Statistique des pertes en phase 6''	75
Tableau.4.8 : Nombre de pertes et de temps non productif enregistré sur chacune des couches	78

Chapitre 5

Tableau.5.1 : Pertes de surfaces enregistré avant 2003	82
Tableau.5.2 : Pertes de surfaces enregistré avant 2003	85
Tableau.5.3 : Conséquences des pertes traitements utilisés	89
Tableau.5.4 : Conséquences de pertes et des traitements utilisés sur le mio pliocène	90
Tableau.5.5 : Conséquences de pertes et des traitements utilisés sur l'éocène	91
Tableau.5.6 : Conséquences de pertes et des traitements utilisés sur le sénonien carbonaté	91
Tableau.5.7 : Comparaison des résultats obtenus avec logiciel et calcule avec la formule	99
Tableau.5.8 : Comparaison des résultats obtenus avec logiciel et calcule avec la formule.	99
Tableau.5.9 : Répartition et conditions des puits analysés	103

Sommaire

Résumé	
Dédicaces	
Remerciements	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction	1
Chapitre 1 : Géologie du champ de Hassi Messaoud .	
1.1.Introduction	2
1.2.Situation du champ de Hassi Messaoud :	2
1.2.1. Situation géographique	2
1.2.2. Situation géologique	2
1.2.3. Subdivision du champs	4
1.2.4. Zones de production	4
1.3.Description de la série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud	5
1.3.1. CÉNOZOÏQUE	5
1.3.2. MÉSOZOÏQUE	6
1.3.3. PALÉOZOÏQUE	10
1.3.4. LE SOCLE	12
1.4.Réservoirs :	14
1.4.1. Le réservoir Ri	14
1.4.2. Le réservoir Ra	14
1.4.3. Le réservoir R2	15
1.4.4. Le R3	15
1.4.5. Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud	15
1.5.Analyse de problèmes géologique attendus a Hassi Messaoud	16
1.5.1. Risques de déviation	16
1.5.2. Pertes de boue	16
1.5.3. Éboulements et cavages	16
1.5.4. Sels fluents	16
1.5.5. Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2	17
1.5.6. Argiles fluantes	17
1.6.programme de puits typ a Hassi Messaoud	17
1.6.1. Phase 26''	17
1.6.2. Phase 16''	18
1.6.3. Phase 12 ^{1/4}	19

Sommaire

1.6.4. Phase 8 ^{3/8}	20
1.6.5. Phase 6''	21

Chapitre 2 : Généralités sur les fluides de forage.

2.1. Définition	23
2.2. Rôle des fluides de forage	23
2.2.1. Les fonctions primaires d'un fluide de forage	24
2.2.2. Les fonctions secondaires d'un fluide de forage	24
2.3. Les différents types de fluide de forage et leur composition	24
2.3.1. Les fluides à base d'eau	25
2.3.2. fluides à base d'huile	25
2.3.3. fluides à base de gaz	26
2.4. Propriété des fluides de forage	26
2.4.1. Propriétés physiques	26
2.4.2. Propriétés rhéologiques des fluides de forage	27
2.4.3. Propriétés électrochimiques:	31

Chapitre 3 : Généralités sur les pertes de circulation

3.1. Définition :	33
3.2 .Type de pertes :	33
3.3. Les causes	34
3.3.1 Les terrains favorables aux pertes	34
3.3.2 Les causes des pertes	36
3.4. Paramètres affectants les pertes	37
3.4.1 La porosité	37
3.4.2 La perméabilité	38
3.4.3 Filtration	38
3.4.4 Endommagement par les fluides de forage	39
3.5. Indices des pertes	40
3.6. Conséquences des pertes	41
3.7. Mesures préventives	41
3.7.1 Mesures préventives à la conception du programme	42
3.7.2 Pratique préventives durant le forage	43

3.8. Traitement des pertes	46
3.8.1. Récolte d'informations	46
3.8.2. Localisation de la zone de perte	51
3.8.3. Les principales techniques utilisées pour le traitement des pertes	53
3.8.4. Les différents types de LCM	58
3.8.5. Choix du traitement en fonction des caractéristiques de la perte	61
3.8.6. Causes de l'échec du traitement de la perte	62
Chapitre 4 : Détermination des phases à pertes.	
4.1. Introduction :	64
4.2. Présentation de l'étude :	64
4.3. Détermination des phases a pertes sur chaque zone du champ de Hassi Messaoud :	65
4.3.1. Présentation de l'échantillon :	65
4.3.2. Analyse des données	66
A. Nombre de pertes sur chaque zone du champ	66
B. Analyse des pertes de chacune des phase séparément	70
C. Récapitulatif	83
4.3.3. Conclusion générale :	86
Chapitre 5 : Analyse des pertes les plus importantes.	
5.1. Etude des pertes de surface sur le champ de Hassi Messaoud	88
5.1.1. Historique	88
a) Statistique des pertes avant 2003	88
b) Statistique des pertes entre 2003 et 2013	90
c) Historique des conséquences de pertes et des traitements utilisés	95
d) Conclusion	99
5.1.2. Analyse des conditions de forage lors de la survenue de la perte	101
a) Détermination des densités de fracturation	101
b) Influence des paramètres de forage	106
5.1.3. Traitement des pertes et de leurs conséquences	110
5.2. Analyse de la gravité des pertes sur la phase 12 ^{1/4}	111
5.2.1. Analyse des pertes	111
5.2.2. Conclusion	112

Sommaire

5.3. Analyse du cas ayant conduit au taux de NPT par cas le plus élevé sur la phase	113
5.3.1. Déroulement des opérations	113
5.3.2. Analyse des évènements	114
Conclusion et recommandations	115

Introduction :

Actuellement, les hydrocarbures (notamment le pétrole) tiennent une place prépondérante dans la consommation énergétique mondiale, particulièrement dans les transports, et ce, malgré les nombreuses recherches visant à réduire la proportion des énergies fossiles. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 %/an entre 2008 et 2035 selon différents scénarios et restera dominée par les énergies fossiles et notamment les hydrocarbures, même si leur part est prévue à la baisse.

Cette augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures pousse les industrielles à exploiter des ressources non-conventionnelles de plus en plus profondes et plus difficiles à extraire en faisant appel à des techniques complexes. L'utilisation de ces technologies augmente très vite les coûts de l'exploitation jusqu'à les rendre économiquement non rentables dans certains cas particulièrement en cas de baisse du cours du baril de brut. C'est pourquoi il est important d'éviter les surcoûts liés aux problèmes d'exploitation.

L'un des problèmes les plus coûteux et les plus récurrent est le problème de pertes de circulation. Sur le champ de Hassi Messaoud, ce problème est l'un des plus anciens et a été rencontré dès les premiers puits forés dans la région. Le traitement de ce problème passe par une connaissance complète des cas de pertes enregistrées, des zones et des couches les plus exposées et des conditions dans lesquelles ces pertes ont été enregistrées. En plus du temps perdu, les pertes de circulation peuvent présenter des risques à la sécurité du personnel, la pollution de l'environnement et des complications lors de la mise en exploitation du puits.

Cette étude vise justement à identifier les phases les plus assujetties aux pertes sur chaque zone du champ de Hassi Messaoud et a analysé leurs caractéristiques, les conditions d'occurrence et les traitements adéquats, ce qui permettrait de prendre les dispositions nécessaires pour éviter plusieurs cas de pertes, ou du moins, limiter leur gravité.

Dans ce but, une recherche bibliographique a été faite dans un premier temps pour connaître la géologie du terrain concerné et les généralités concernant le phénomène et pour définir les mécanismes intervenant lors de la survenue de la perte. En deuxième lieu, on a voulu identifier précisément les zones et les phases concernées par le problème de pertes sur le champ de Hassi Messaoud. Pour cela, nous avons analysé les données de tous les puits réalisés sur le champ durant les 11 dernières années. Enfin, une analyse des conditions et des caractéristiques des pertes les plus fréquentes a été réalisée pour pouvoir proposer des recommandations visant à réduire le problème des pertes de circulation dans le champ pétrolier de Hassi Messaoud.

Chapitre 1 :
Géologie du champ de Hassi
Messaoud

1.1. Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud, situé dans le bassin de Oued Mya au nord-est de la plate-forme saharienne où il occupe sa partie centrale a été découvert en 1956 et mit en exploitation en 1958 par la compagnie française SNRepal, il s'étend sur une superficie de plus de 3000 km² et est considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique.

L'origine du réservoir de Hassi Messaoud remonte au temps paléozoïque du cambrien il y a 570 millions d'années. La mer qui recouvrait un socle en partie granitique, dépose une série détritique de 600 à 700 m, d'épaisseur durant environ 70 millions d'années. Ces dépôts constitueront les grès réservoirs du gisement. Au cours de l'Ordovicien apparaissent les premières argiles (argiles d'El Gassi), mais c'est au Silurien que la mer dépose une série argileuse vraiment épaisse. Toutes ces argiles sont riches en matière organique et parfois bitumineuse. Ce sont elles qui ont vraisemblablement joué le rôle de roche mère et ont produit les hydrocarbures du gisement. La sédimentation se poursuit pendant le reste du Paléozoïque provoquant l'enfouissement des argiles a une profondeur permettant la formation d'hydrocarbures. Des déformations tectoniques permettent de former l'anticlinal ou les argiles imperméables piègent les hydrocarbures qui ont migré dans les roches-réservoirs.

Plusieurs années après la mise en production du champ de Hassi Messaoud, on a pu constater une grande variabilité des propriétés pétrographiques et pétrophysiques de la couche réservoir et que des ensembles de puits se comportent de manière indépendante les uns par rapport aux autres, d'où la définition de différents réservoirs et des zones dont les pressions moyennes évoluent de manières différentes.

1.2. Situation du champs de Hassi Messaoud :

1.2.1. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 km Sud / Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante:

$$\begin{aligned} X &= [790.000 - 840.000] \quad \text{Est,} \\ Y &= [110.000 - 150.000] \quad \text{Nord,} \end{aligned}$$

1.2.2. Situation géologique :

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

- au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ;
- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- au Nord par la structure Djammâa-Tougourt ;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

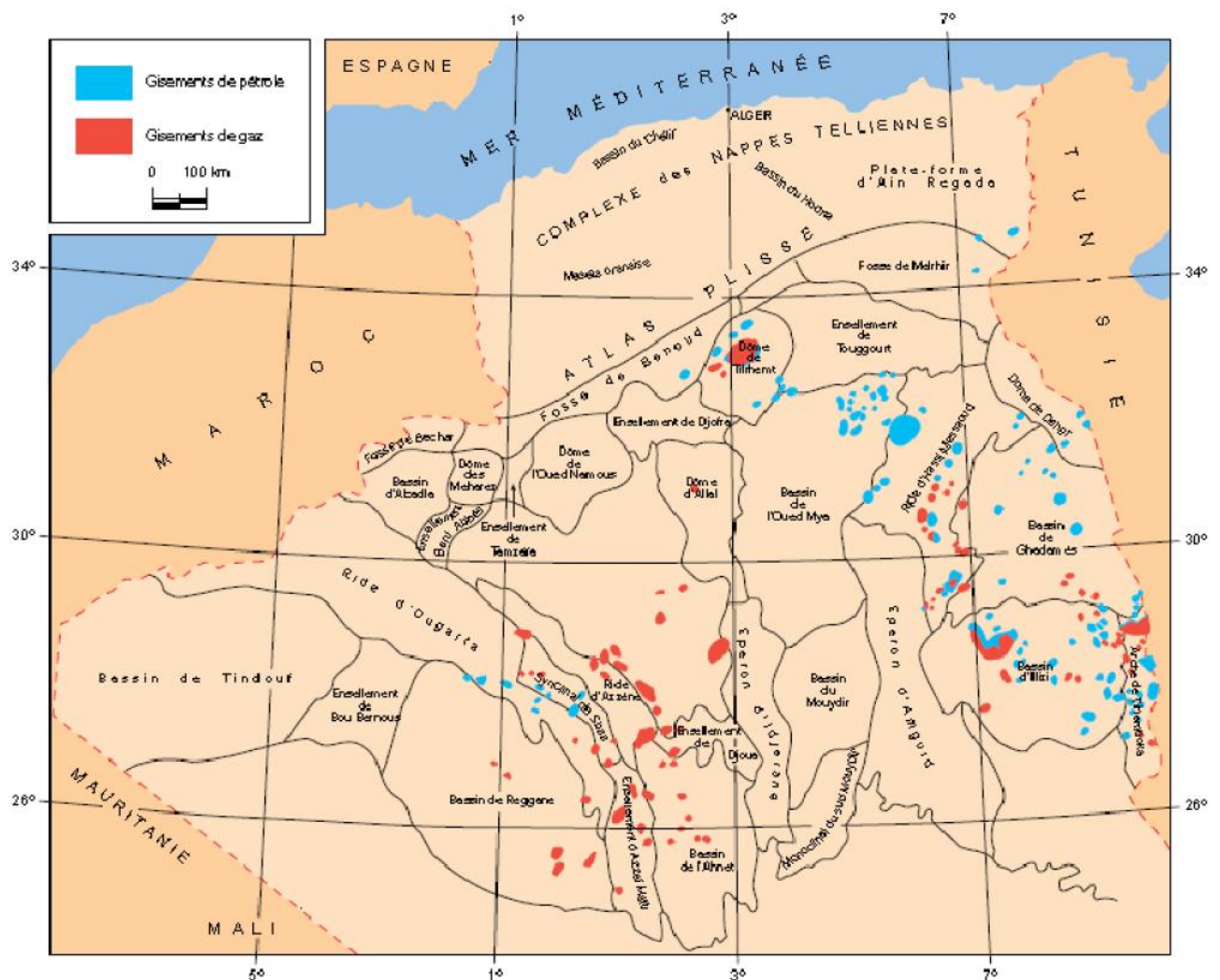


Figure. 1.1 :Les unités geologique de l'Algerie(Sonatrach Division Exploration 2005).

1.2.3. Subdivision du champs :

À sa découverte, le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions accordées aux deux entreprises de l'époque la CFPA au nord et la SN-REPAL au sud. Cette division a donné naissance à deux secteurs dont les puits sont numérotés différemment :

- **Secteur Nord:** Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.
- **Secteur Sud :** Il est principalement chronologique complété par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

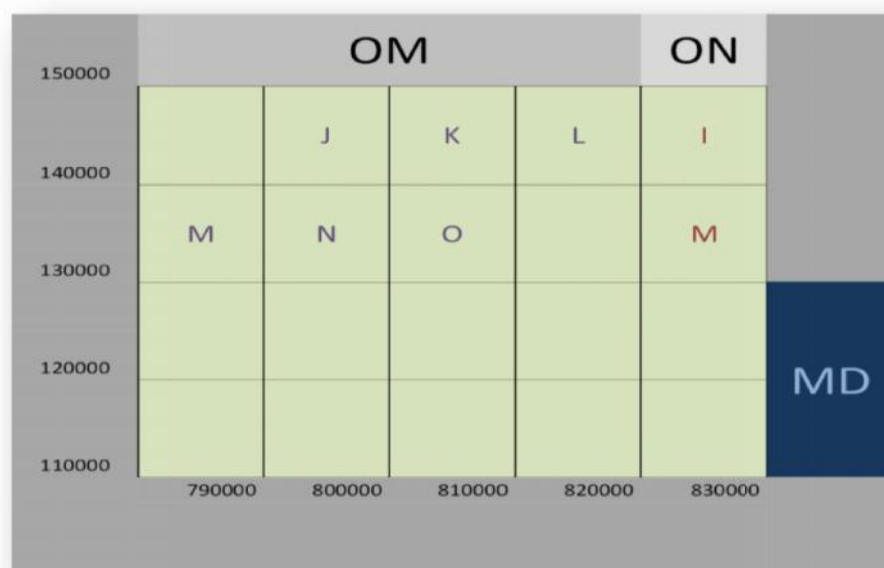


Figure. 1.2 : Subdivision du champ de Hassi Messaoud

1.2.4. Zones de production :

Lors de l'exploitation du champ, on a constaté que la pression de gisement évoluait différemment d'un endroit à l'autre, ce qui a permis de définir 25 zones de production indépendante et dont les puits de l'une n'influent pas sur la pression des puits des autres zones.

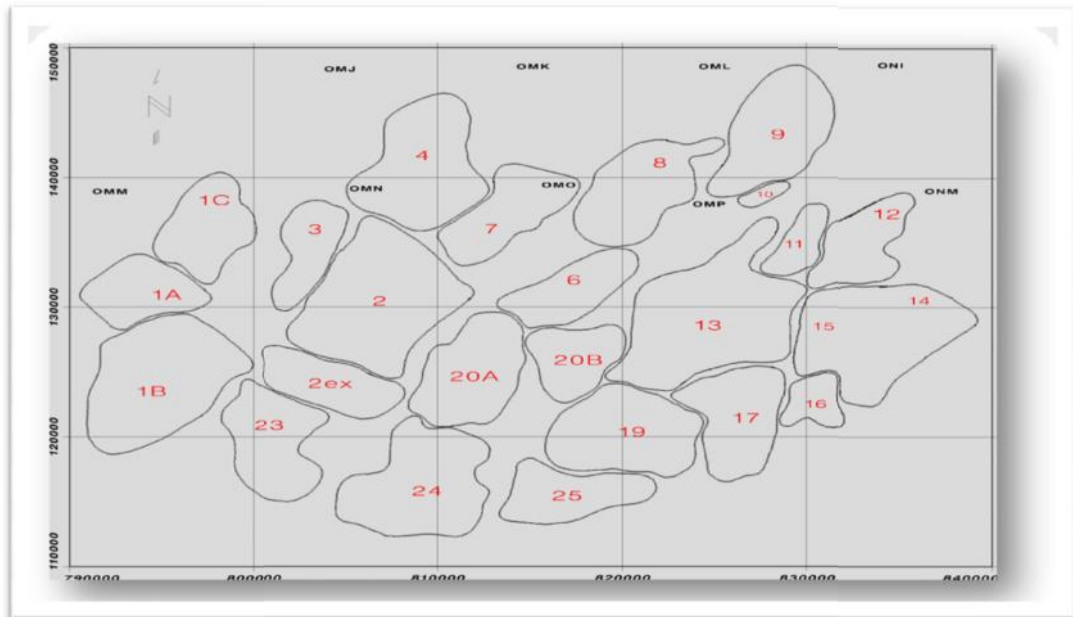


Figure. 1.3 : Zone de production du champs de Hassi Messaoud.

1.3. Description de la série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud :

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes (**Sonatrach .Service Surveillance Géologique. Procédure Du Geologue. 2008**)(e = épaisseur moyenne) :

1.3.1. CÉNOZOÏQUE :

1.3.1.1. MIO-PLIOCÈNE : (e = 240 m)

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

- sable blanc avec fines passées d'argile brune rouge, tendre à pâteuse,
- Calcaire blanc, crayeux, tendre
- passées d'argile versicolore,
- marne gris brun, fortement sableux.

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.

1.3.1.2. ÉOCÈNE (e = 120m)

Elle est topé suite apparition de la dolomie blanche. Constitué de :

- argile brune rouge, fortement sableuse,
- marne et fines passées d'anhydrite blanche,
- calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

NOTA : Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

1.3.2. MÉSOZOÏQUE :

1.3.2.1. CRÉTACÉ :

i- SÉNONIEN : constitué de deux niveaux A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite :

➤ **SENONIEN CARBONATÉ (e = 107m) :**

Il est constitué de calcaires blancs à blanc beige, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris clair, parfois cristallines et dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et parfois massives.

➤ **SENONIEN LAGUNAIRE** : niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première ANHYDRITIQUE, d'une épaisseur moyenne de 219m, 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 140m, est constituée de sel massif blanc transparents à translucides à traces d'anhydrite.

ii- TURONIEN : (e = 90m)

Ce sont des formations carbonatées, constituées principalement de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux. Il est topé par l'apparition des calcaire blanc.

NOTA : Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

iii- CÉNOMANIEN : (e = 145m)

Il est topé suite a l'apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 3 à 5m d'épaisseur. Constitué par des bancs d'anhydrites blanches, transparentes, microcristalline et dures, de marnes argileux gris à gris verdâtre et carbonatées par

endroits, de dolomies grises à gris brun, crypto cristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre, microcristallin.

iv- ALBIEN : (e = 350m)

l'Albien est topé suite apparition du premier banc de sable (5 m d'épaisseur). (Top du Vraconien qui est constitué essentiellement d'argile). Il est représenté par des grès et sables fins avec intercalations d'argile siliceuse. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

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

v- APTIEN : (e = 25m)

l'Aptien est topé suite apparition de la dolomie microcristalline beige. Il est représenté par deux bancs dolomitiques, constitué par des calcaires blancs à gris blanc, parfois beiges, microcristallins et durs et de dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux. L'avancement est caractéristiquement très lent.

vi- BARRÉMIEN : (e = 280m)

Le Barrémien est topé suite apparition de l'argile et disparition de dolomie. Représenté par des grès blancs à beiges, parfois gris blanc, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux et d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

vii- NÉOCOMIEN : (e = 180m)

le Néocomien est topé suite apparition des argiles grises et vertes gypseuses. Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

1.3.2.2. JURASSIQUE :

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).

i- MALM : (e = 225m)

Constitué d'anhydrites blanches, beiges, pulvérulentes, rarement micro-cristallines et dures, d'argiles rouge-brique à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blanc à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à grises blanches, micro-cristallines et dures.

NOTA : Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

ii- DOGGER

Représenté par deux niveaux :

➤ **Argileux: (e = 105m)**

Argiles brunes rouges, grises à grises vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux.

➤ **Lagunaire: (e = 210m)**

Anhydrites blanches, pulvérulentes, massives et dures à moyennement dures, de calcaires gris à gris-blanc, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles grises claires à grises foncées, parfois brunes rouges, tendres et indurées, de silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à gris, tendres.

iii-LIAS :

D'une épaisseur de 300m, il est représenté par cinq niveaux :

➤ **LD1: (e = 65m)**

argiles grises claires à grises vertes, parfois brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et cristallines.

➤ **LS1 :(e = 90m)**

sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massives, blanches, pulvérulentes, tendres à dures, d'argiles brunes rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris-beige, microcristallins et tendres.

➤ **LD2 :(e = 55m)**

Argiles brunes rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures.

Nota : ce niveau renferme des eaux chlorurées calciques.

➤ **LS2 : (e = 60m)**

Sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brunes rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées.

➤ **LD3 :(e = 30m)**

Argiles grises claires, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, microcristallins, argileux et durs.

a) TRIAS :

Représenté par quatre niveaux :

i- SALIFÈRE :

subdivisé en trois horizons

➤ **TS1 : (e = 46m)**

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

➤ **TS2 :(e = 189m)**

sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles grises à grises foncées ou brunes rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blanches à grises beiges, massives et pulvérulentes.

➤ **TS3 : (e = 202m)**

sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées.

Nota : Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluantes.

ii- ARGILEUX : (e = 113m)

Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

iii- GRÉSEUX : (e = 35m)

grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brunes rouges, rarement grises, silteuses, tendres à indurées et quelques traces de glauconie. Il se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leur réponses diagraphiques.

iv- ÉRUPTIF : (0 < e < 92m)

andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartziques ainsi que des argiles brunes rouges à gris sombre indurées et silteuses.

Nota : 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.

1.3.3. PALÉOZOÏQUE :

1.3.3.1. ORDOVICIEN :

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

i- LES QUARTZITES D'HAMRA : (e = 12 à 75m)

Cette formation est constituée de quartzites compacts dur à la partie sommetale et de grès fin à moyen à la partie basale avec des passés d'argiles gris noire à brun.

ii- LES GRES D'EL ATCHANE : (e = 25m)

Cette formation est constituée de grès fin à très fin , de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieu admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses .

iii- LES ARGILES D'EL GASSI : (e = 50m)

argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

iv- ZONE DES ALTERNANCES : (e = 20m)

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.

Elle commence par un banc de grés propre appelé les grés de Md28.

Remarques : 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.

1.3.3.2. LE CAMBRIEN :

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à trèsgrossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. On y distingue trois lithozones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

i- Litho-zone R1 :

➤ **Ri : (e = 50m)**

correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grés quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion.

➤ **Ra : (e=100:120m)**

Il représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e= 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (5 % de kaolinite + illite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux.

ii- Litho-zone R2 :(e = 100m)

Elle est constituée de grés quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt.

iii- Litho-zone R3 :

Il 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 grés grossiers à micro-conglomératsfeldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grés ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier.

1.3.3.3. L'INFRA-CAMBRIEN : (e = 45m).

Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMG 47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grés argileux de couleur rouge .

1.3.4. LE SOCLE :

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

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

Figure. 1.4 : Série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud :

1.4. Réservoirs :

Le champ de Hassi Messaoud est composé de quatre réservoirs (R3, R2, Ra, et Ri), dont les dépôts quartzitiques d'âge Cambro-Ordovicien se développent sur plusieurs centaines de mètres d'épaisseur, à une profondeur variant de 3200 à 3500 m (Hadj Abbas A. 2011).

1.4.1. Le réservoir Ri :

Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

Il se compose de grès quartzitique isométrique, fin, bien classé, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

Il est subdivisé en 3 zones :

- partie sommetale propre, épaisseur 15 m, non productive.
- partie médiane, épaisseur 18 m non productive.
- partie basale épaisseur 15 m fait l'objet de la production (les grés basaux du D5).

1.4.2. Le réservoir Ra :

Il est le réservoir principal du champ. Il se compose de grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

La formation a été subdivisée verticalement en intervalles avec des propriétés différentes qui sont appelées des drains. De bas en haut en distingue :

1.4.2.1. Le drain D1

Son épaisseur moyenne est de 28 m il est subdivisé en 2 zones

- partie sommitale silteuse d'épaisseur moyenne : 13 m, production faible selon la densité de silt
- partie basale propre d'épaisseur 15 m, productive.
- Zone de passage constituée de grés moyen, silt et argile brun rouge d'épaisseur moyenne de 5 m et non productive.

1.4.2.2. Le drain ID :

d'épaisseur moyenne de 29 m Il est subdivisé en 2 zones

- partie sommetale silteuse d'épaisseur moyenne de 15 m a production faible selon la densité de silt
- partie basale propre d'épaisseur de 14 m, productive.

1.4.2.3. Le drain D2

De 25m d'épaisseur moyenne, c'est le drain le plus propre dans le réservoir. Compacte et abrasif. Productif.

1.4.2.4. Drain D3

Epaisseur moyenne : 22 m le drain le plus silteux dans le réservoir, Production nulle. Il n'a jamais été un objectif.

1.4.2.5. Drain D4

Epaisseur de 0 à 40 m. drain propre et productif.

Les drains supérieurs (Ri-D5, D4, D3) sont partiellement à totalement érodés dans les parties centrales et nord du champ. Où la porosité est moins de 5%, et la perméabilité horizontale inférieure à 1 mD.

D2, ID, D1 sont les principaux producteurs, la porosité varie de 5% à 12%, et la perméabilité de 0.1 mD à 200 mD.

1.4.3. Le reservoir R2

Il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques. Et a une épaisseur moyenne de 100m. il a des bonnes qualités dans le nord, mais il est près du contact eau-huile dans les autres parties du champ. Seul la partie appeler R2ab d'une épaisseur de 35m fait l'objet de production. La porosité est 6%, la perméabilité horizontale 1 mD.

1.4.4. Le R3 :

Il est une nappe aquifère son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

Il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

Les données pétrophysiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable.

Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes telles que les argiles, anhydrite, pyrite, et bitume. Dans quelques cas elles sont ouvertes et participent à l'amélioration de taux de récupération.

1.4.5. Caractéristiques du réservoir de Hassi Messaoud :

Le réservoir de HMD se caractérise par son huile légère, sous saturé. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables d'une zone à une autre.

En général :

- La densité API varie entre 43,7 à 45 °.
- La pression de point de la bulle varie entre 155 kg/cm² (Ouest) à 200 kg/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température de réservoir: 240 °F.
- Initial Oil Water Contact: 3380 m.

1.5. Analyse de problèmes géologiques attendus à Hassi Messaoud :

Plusieurs problèmes rencontrés lors du forage à Hassi Messaoud (**Djarir maâmar & Zekkour Othman. 2006**) sont généralement liés à :

- la nature des terrains traversés ;
- le régime de pression ;
- les caractéristiques et types de boues utilisées.

On peut résumer les problèmes en six types courants :

1.5.1. Risques de déviation :

Des risques de déviation peuvent exister dans différentes couches du champ de Hassi Messaoud en raison de formations très friables ou sur des forages dirigés où le contrôle de la trajectoire peut être compliqué par la rencontre de l'obstacle inattendu. Des problèmes de descente du tubage de surface et des coincements sont souvent rencontrés.

1.5.2. Pertes de boue :

Elles peuvent être totales ou partielles durant les différentes phases de forage. Elles sont localisées dans les sables du Mio-Pliocène, car ce sont des terrains non consolidés, perméables et très poreux, dans les calcaires du Turonien, au niveau du Trias Argilo Gréseux (TAG) et dans le réservoir en raison de fissures.

1.5.3. Éboulements et cavités :

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses, dans les sels massifs et solubles dans l'eau.

1.5.4. Sels fluents :

Des coincements de la garniture de forage sont observés dans le Sénonien Lagunaire Salifère. Des sels fluents resserrent les parois du trou et provoquent des coincements et des frottements lors de la descente des tubages.

1.5.5. Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 :

Au niveau du LD2, il y a risque de venue des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression de 560 kgf/cm² (549 bar). Cette zone doit donc être isolée du réservoir d'eau de l'Albien. Les venues d'eau sont fréquentes, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde, mais cette boue lourde favorise le craquage du TAG.

1.5.6. Argiles fluentes :

Des argiles fluentes sont rencontrées au niveau du Trias Salifère TS2 (sels massifs avec intercalations d'anhydrites et d'argiles). Le fluage de ces argiles peut causer des problèmes de coincement et affecter le calibrage du puits. Ces argiles sont forées avec une boue lourde (densité de l'ordre de 2.02). Le Trias Argilo gréseux, qui se trouve 75 m plus bas, ne résiste pas à cette densité élevée de la boue. Des pertes sont alors observées au niveau du Trias Argilo gréseux.

1.6. Programme de puits typ a Hassi Messaoud :

Initialement, deux types de programme coexistaient à Hassi Messaoud un programme léger prévu pour les puits verticaux composé de quatre phases et un programme lourd composé de cinq phases initialement prévu pour les puits horizontaux, mais ce dernier a été généralisé à tous les types puits pour résoudre un certain nombre de problèmes et pour répondre à des obligations de protection de l'environnement imposé par la nouvelle législation sur la protection des aquifères.

Le programme utilisé actuellement a Hassi Messaoud se compose donc des cinq phases suivantes(**SH FOR . Procédures de forage horizontal champ de hassi messaoud. 2003**) :

1.6.1. Phase 26'' :

C'est une phase de forage vertical avec un outil tricône 26" depuis la surface jusqu'à 30 à 40m dans le Sénonien anhydritique dont le but est d'isoler les aquifère de surface. Elle est tubée avec un tubage 18^{5/8} cimenté jusque en surface.

1.6.1.1. Fluide de forage :

C'est une boue bentonitique simple rependant aux caractéristiques présentées dans le tableau suivant:

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	API FL	LGS	PH	MF	MBT
sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	%	-	-	Kg/cc
1.05<1.08	60-80	40 - 60	20 / 40	± 20	< 4	9.5-11	1,2-1,4	80-110

Tableau. 1.1 : Propriété de la boue de la phase 26''

1.6.1.2. Parametre de forage :

Débit: de la surface à la dalle calcaire, forer avec un débit réduit 2500 à 3000l/mn, ensuite passer au débit normal de 3500 à 4000 l/mn.

Poids: 0 à 25 tonnes, limité selon l'avancement qui doit permettre un bon maintien de la densité de la boue.

Rotation: 80 à 120 tours/mn

1.6.1.3. Problèmes particulier prevue :

Les principaux problèmes rencontrés dans cette phase sont la difficulté à grader une trajectoire verticale en raison de la friabilité des terrains et les pertes de boue. Les pertes de boues dans les sables du Mio-pliocène et les niveaux calcaires dolomitiques du Sénonien carbonaté et Sénonien anhydritique ; les pertes de boues parfois virulentes sont dues à la présence de fissuration assez développée. En plus des pertes de boues, le foreur est confronté à la dissolution de ses niveaux carbonatés et la formation de Karst, ce qui peut provoquer des dégâts irréversibles graves.

1.6.2. Phase 16''

Le forage est vertical et s'étant du sabot de 18^{5/8} jusqu'à 110m dans le doger lagunaire avec un outil PDC. L'objectif de cette phase intermédiaire est de protéger les formations du Crétacé et une partie du Jurassique (l'Argileux et le Lagunaire). Ces formations ne supporteraient pas la densité requise pour continuer dans le Lias juste en dessous. Le tubage utilisé est un 13^{3/8} cimenté avec 3 laitiers différents jusqu'à couvrir 200m du tubage précédant.

1.6.2.1. Fluide de forage :

La boue utilisée est une boue a émulsion inverse avec phase eau saturée au Na Cl, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	HPHT FL	ES	LGS	NaCl	OWR
Sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	Volts	%	%	-
1.20-1.25	50 - 55	18 - 24	12 / 18	< 10	> 600	< 5	26	70/30

Tableau. 1.2 : Propriété de la boue de la phase 16''

1.6.2.2. Parametre de forage :

Une fois tous les stabilisateurs en dehors du tubage, on applique les paramètres optimaux suivant :

Debit : de 2800 a 3600l/min

Poids : 10 a 25 tonnes

Rotation : 80 a 150

Ces paramètres de forage seront optimisés afin de rechercher et d'obtenir toujours les meilleurs avancements. C'est une phase longue aux alentours de 1850 mètres la plupart du temps. Forer avec un seul outil PDC reste l'objectif principal, C'est pourquoi le suivi des paramètres reste à l'appréciation du représentant du fournisseur.

1.6.2.3. Problèmes particulier prevue :

À la fin de la section, on est souvent confronté à des coincements de garniture pendant les manœuvres en raison des sels fluents causant énormément de complication, l'injection de bouchon d'acide reste la meilleure solution pour se dégager et assuré la descente libre du casing 13^{3/8}.

1.6.3. Phase 12^{1/4}

Elle s'étant du sabot du 13^{3/8} dans le dogger lagunaire jusqu'à environ 20m avant le repère G35. Le principal but de cette phase est d'isoler les terrains du Jurassique (du Dogger lagunaire au Trias argileux) où une boue de densité 2,00 à 2,07 est nécessaire pour tenir les bancs d'argile fluentes du TS2.

Dans le cas des puits horizontaux, elle se compose de deux sections une section verticale allant jusqu'au KOP situer généralement dans le TS3 suivis d'une section buld up jusqu'à la fin de la phase.

Le tubage est fait avec du 9^{5/8} cimenté avec un seul laitier jusqu'à 300m au-dessus du sabot de 13^{3/8}.

1.6.3.1. Fluide de forage :

C'est une boue à émulsion inverse (85/15). Densité initiale 1,90-2,00, augmentée à 2,02-2,07 avant le LD2. Elle doit avoir les propriétés suivantes:

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	HPHT FL	ES	LGS	NaCl	OWR
Sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	Volts	%	%	
1.90 - 2.06	50 - 55	10 - 14	12 / 16	< 10	>1000	< 5	26	85/15

Tableau. 1.3 : Propriété de la boue de la phase 12^{1/4},

1.6.3.2. Parametre de forage :

Pour la partie verticale, les paramètres sont généralement les suivant :

Debit : 2600l/min

Poid : 15-20 tonnes

Rotation 110-180tr/min

Dans la partie dévier le choix des paramètres dépend des équipements de déviation et reviens au déviateur de les choisir.

1.6.3.3. Problèmes particulier prevue :

Trois problèmes doivent être principalement prévus lors de cette phase à savoir: les risques de venue d'eaux dans les niveaux du Lias Dolomitique (LD2), les coincements à cause des argiles fluentes dans le Lias salifère (LS2) et le Trias Salifère (TS2) qui nécessitent parfois une augmentation de la densité à plus de 2.05 , et des pertes dans le TAG lors des cimentations des casings 9^{5/8} ,bien que ces couches soient normalement plus bas que la cote de pose du sabot, il arrive que des fractures soient provoquées par la densité élevée des boues utilisées sur cette phase comme peu le maître en évidence les teste FIT effectué avant chaque cimentation de casing 9^{5/8}.

1.6.4. Phase 8^{3/8}

L'objectif de cette phase est de poser le liner 7" dans le réservoir du cambrien en traversant le TAG, Trias Argileux Gréseux avec une boue de densité 1,50 à 1,52. Dans le cas des puits horizontaux, cette phase est une partie importante de la section build up du puits.

Elle est forée avec des outils PDC et tubé avec un liner 7" dont le top est positionné 50m au dessus du niveau du LD2.

1.6.4.1. Fluide de forage :

La boue de la phase précédente est récupérée et allégée pour avoir une densité inférieure à 1.5 ces propriétés sont aussi ajustés pour correspondre aux exigences présentées dans le tableau suivant.

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	HPHT FL	ES	LGS	NaCl	OWR
sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	Volts	%	%	
1.45	50 - 55	10 - 12	12 / 18	< 10	>1000	< 5	26	90/10

Tableau. 1.4 : Propriété de la boue de la phase 8^{3/8},

1.6.4.2. Parametre de forage :

Dans le cas des puits horizontaux, les paramètres de forage varient selon le suivi de la trajectoire prévue.

1.6.4.3. Problèmes particulier prevue :

La principale difficulté dans cette phase est liée au contrôle de la trajectoire lors des forages horizontaux en raison de la rencontre de l'éruptif ou du réservoir à des cotes différentes de ce qui a été prévu. Dans ces cas des changements du profil du puits sont nécessaires.

1.6.5. Phase 6''

Il s'agit de la phase du réservoir, c'est donc la phase du drain horizontal dans les puits horizontaux. Son objectif est de traverser le réservoir et de maître en place la complétion qui permettra son exploitation. Cette complétion est choisie en général d'après les diagraphies et le DST effectuer à la fin du forage.

Elle peut être forée par des outils tricône ou imprégnés. En raison de la longueur du drain, la préférence va aux outils imprégnés dans les puits horizontaux..

1.6.5.1. Fluide de forage :

Boue à émulsion inverse, avec phase eau saturée au Na Cl. Sa densité est déterminée d'après la pression de réservoir attendue et l'alourdissement si nécessaire doit se faire avec du CaCO₃ (pas de baryte qui pourrait endommager le réservoir). À titre indicatif, les caractéristiques peuvent être tel que présentées ci dessous.

Densité	Fun viscosité	Yield point	Gels	HPHT FL	ES	LGS	NaCl	OWR
sg	Sec/qt	Ib/100ft ²	10sec/10mn	cc/30mn	Volts	%	%	
Minimum	40 - 45	10 - 12	08 / 12	< 4	>1000	< 3	26	95/05

Tableau. 1.5 : Propriété de la boue de la phase 6''

1.6.5.2. Parametre de forage :

Les paramètres de forage varient selon le type d'outil utilisé et le maintien de la trajectoire dans le cas des puits horizontaux.

1.6.5.3. Problèmes particulier prevue :

Les pertes de boue dans le réservoir occupent une partie importante des incidents qui surviennent pendant la phase 6'', une difficulté subsiste dans la façon de contrôler ses pertes sans endommager le réservoir, elles sont liées à des zones de fissuration dont l'extension et l'intensité est variable.

Aussi, quelque coincement par pression différentielle et des problèmes de maintien des paroispeuvent survenir.

Dans le cas des puits horizontaux, le maintien de la trajectoire doit être suivi de près pour éviter les problèmes de deviation « sid track ».

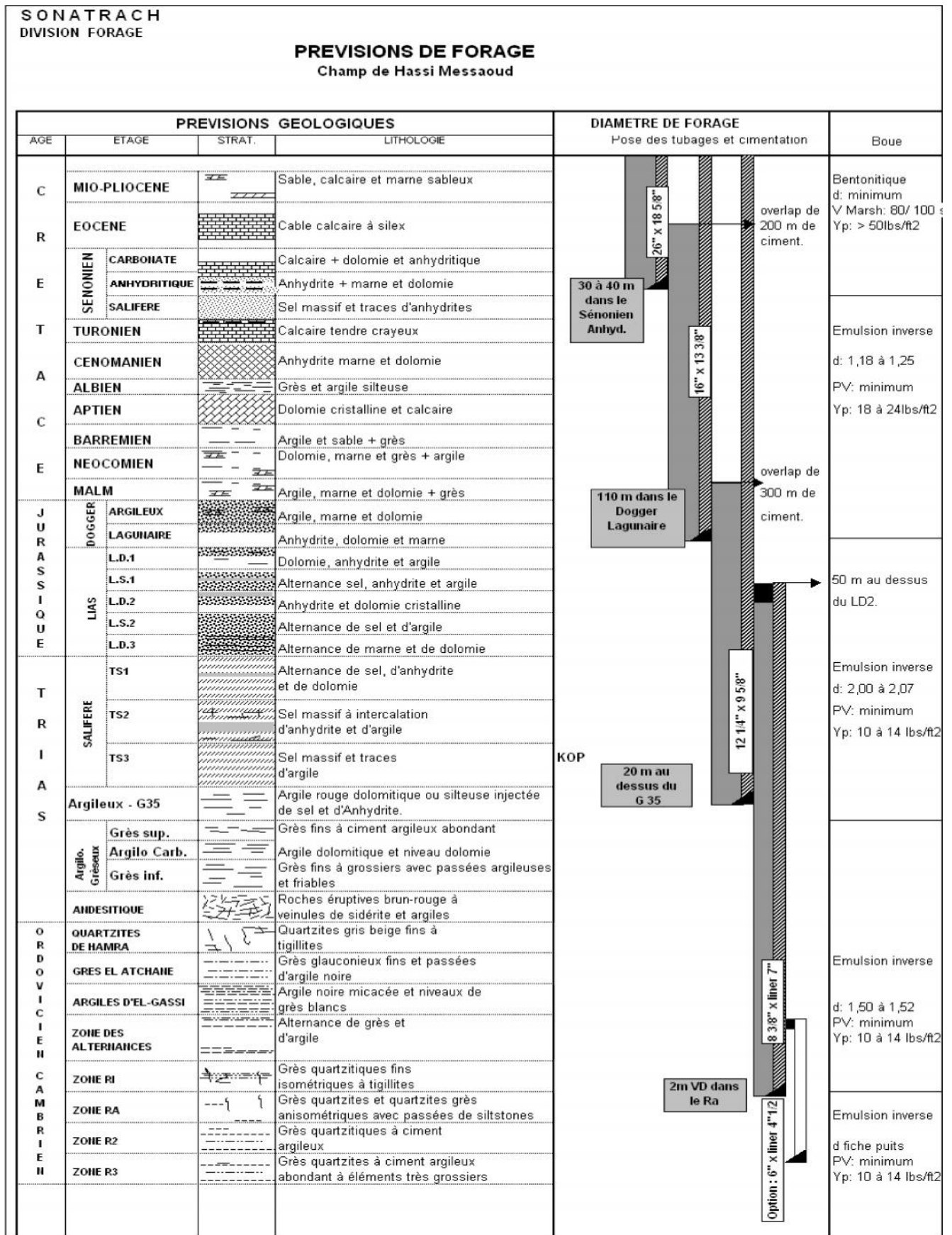


Figure. 1.5 : Puits type du champ de Hassi Messaoud

Chapitre 2 :
Généralités sur les fluides de
forage

2.1. Définition :

Le fluide de forage communément appelé boue de forage est un mélange de différents constituants liquides, gazeux et solides en suspension ou dissous, ajouté volontairement pour donner au fluide les caractéristiques et les propriétés recherchées. Lors de la traversée des différentes couches géologiques le fluide se charge aussi d'éléments de la formation, souvent indésirés, le fluide est traité en continu mécaniquement et chimiquement pour s'en débarrasser en surface et maintenir ses caractéristiques physicochimiques au point initial.

L'American Petroleum Institute (API) définit, en 1979, le fluide de forage comme un fluide en circulation continue durant toute la durée du forage, aussi bien dans le sondage qu'en surface. Le circuit de boue commence effectivement en surface par les bacs à boue ou le fluide est aspiré par les pompes qui l'injectent à l'intérieur de la garniture pour ressortir au fond au niveau de l'outil de forage puis remonte à la surface à travers l'espace annulaire (**KHODJA Mohamed 2008**). Une fois en surface le fluide passe par les différents éléments de traitement avant d'être remis dans les bacs de circulation.

2.2. Rôle des fluides de forage :

L'expérience a démontré que la vitesse d'avancement est étroitement liée à la puissance hydraulique parvenant à l'outil qui elle-même dépend des caractéristiques du fluide de forage ce qui fait de ce dernier un élément aussi important que tous les autres paramètres de forage dans la réduction des coups et peut être même le plus important de tous étant donné que le fluide de forage peut éviter ou au contraire être la cause de graves complications pouvant avoir des conséquences économiques et écologiques désastreuses. C'est pourquoi les fluides de forage doivent assurer un certain nombre de fonctions et répondre à certaines exigences indispensables (**Amoco production, 1994**).

2.2.1. Les fonctions primaires d'un fluide de forage :

- i. Contrôle de la pression de fond : le fluide de forage doit exercer au fond du puits une pression hydrostatique suffisante pour à la fois éviter l'intrusion des fluides de formation à l'intérieur du puits et aussi contraindre les contraintes géostatiques qui ont tendance à collapser les parois du puits. Cette pression ne doit pas être trop élevée à fin d'éviter l'endommagement des roches et des pertes importantes.
- ii. Nettoyage du puits : cette fonction consiste en le dégagement des cutings résultant du broyage de la roche du front de taille leur transport jusqu'en surface mais aussi leur maintien en suspension durant l'arrêt de la circulation. Le fluide de forage doit aussi permettre de se débarrasser de ces cutings et des composants indésirables lors des traitements en surface.

- iii. Consolidation des parois : Une légère surpression permet une légère infiltration du fluide de forage dans les formations perméables et la formation d'un filtre cake qui limite les pertes et participe au maintien des parois. Le fluide de forage doit aussi permettre la stabilité physicochimique des parois et ne doit pas réagir avec les éléments du terrain à fin d'éviter des réactions incontrôlées telle que dissolution des sels ou le gonflement des argiles.

2.2.2. Les fonctions secondaires d'un fluide de forage :

- i. Réduire le poids apparent de la garniture : les éléments de la garniture de forage immergé dans le fluide auront un poids inférieur à son poids dans l'air et ce grâce à la poussée d'Archimède exercée par le fluide de forage. Cette réduction dépend principalement de la densité du fluide et est définie par le facteur de flottabilité.
- ii. Lubrification et refroidissement de l'outil et des différents éléments de la garniture : lors du forage, les frottements de l'outil et de la garniture avec les parois dégagent une quantité considérable de chaleur qui est évacuée par le fluide de forage évitant ainsi l'usure prématurée des équipements.
- iii. Transmission d'informations géologiques en surface : le fluide de forage doit préserver les caractéristiques des cuttings permettant leurs analyses par le géologue et l'analyse du changement des propriétés du fluide constitue aussi une source importante d'information.
- iv. Transmission de la puissance au fond du puits : ce qui est particulièrement important lors de l'utilisation de moteur de fond ou de turbine.

En plus d'assurer ces fonctions les fluides de forage doivent répondre à certaines exigences leur permettant d'éviter des complications :

- i. Minimiser l'endommagement des formations : ce qui est particulièrement important dans les couches productrices ou une contamination par le fluide de forage peut considérablement endommager les caractéristiques et réduire la productivité.
- ii. Éviter la corrosion : le fluide de forage doit avoir des propriétés anti corrosion afin de protéger les équipements et plus particulièrement les éléments du circuit de boue.

- iii. Réduire les pertes de fluide dans la formation.
- iv. Etre non polluant : ce si est d'autant plus important que lors des forages pétroliers on est amené à traverser plusieurs aquifères souvent utiliser pour l'irrigation et les besoins des populations de la régions.
- v. Etre non toxique et ininflammable: au vue du contact permanent qu'a le personnel avec le fluide de forage et les quantités importantes en circulation ce dernier doit être conçu de manière à ne pas nuire a leur santé et sécurité.
- vi. Minimiser les pertes de charge : un bon fluide de forage dois assurer ces fonctions sans augmenté les contraintes sur les équipements et les formations.

2.3. Les différents types de fluide de forage et leurs compositions :

Les fluides de forage ont évolués au fil des années d'un simple mélange d'eau et d'argile à des systèmes très complexes constituer d'une multitude de composants technologiques ayants chacun un rôle précis à jouer dans la détermination des caractéristiques du fluide. Selon leur rôle ces composants peuvent être classés en plusieurs catégories qu'on peut résumer dans le tableau suivant(**Economides et al., 1988, Tableau 2.1**).

1	Viscosifiants	11	Contrôleurs d'alcalinité
2	Alourdissants	12	Floculants
3	Emulsifiants	13	Défloculants
4	Colmatants	14	Anti-calcium
5	Réducteurs de filtrat	15	Anti-mousses
6	Décoiçants (ou dégrippants)	16	Stabilisants haute température
7	Inhibiteur de gonflement d' argile	17	Agents moussants
8	Inhibiteurs de corrosion	18	Bactéricides
9	Produits facilitant la séparation	19	Saumure
10	Lubrifiants	20	Huile minérale ou organique

Tableau. 2.1 : Classification des produits de boue.

Chaque composant quelque sois sa classification a d'autres effets secondaires qui doivent être pris en compte lors de la préparation du fluide afin d'avoir les caractéristiques exacte rechercher.

Les fluides de forage quant à eux sont classés en fonction du fluide principal utiliser dans leur fabrication(**KHODJA Mohamed 2008**) on distingue ainsi :

Les fluides à base d'eau WBM « water based mud »

Les fluides à base d'huile y compris les fluides à émulsion inverse OBM « oil based mud »

Les fluides à base de gaze : air, gaz naturel ou azote.

2.3.1. Les fluides à base d'eau :

Ils sont principalement constitués d'eau douce ou salée mélangée à plusieurs produits pour lui donner les caractéristiques nécessaires à la traverser des formations prévues.

Parmi les additifs on peut trouver

- i. Des viscosifiants: argiles naturelles, polymères synthétiques ou bio polymères
- ii. Des réducteurs de filtrat servant à consolider le cake de filtration pour limiter l'invasion par le fluide: amidons, carboxyméthylcelluloses ou CMC, celluloses polyanioniques (PAC), ou résines
- iii. Des inhibiteurs de gonflement et de dispersion des argiles: KCl, glycérol, silicates ou divers polymères
- iv. Des agents alourdissant comme la barytine et la calcite (carbonate de calcium CaCO_3) qui sont les plus utilisés pour assurer à la boue une densité convenable. La calcite est souvent recommandée pour le forage de la phase réservoir à cause de sa solubilité dans l'acide et de son utilisation selon une granulométrie variable pour réduire les problèmes de pertes et d'endommagement
- v. Des colmatants, ils peuvent être granuleux fibreux ou lamellaires.

2.3.2. Les fluides à base d'huile :

Il s'agit des fluides dont le composant principal est de l'huile. Par définition les fluides de forage à base d'huile contenant plus de 5% d'eau sont appelés boues à émulsion inverse ceux avec moins de 5% d'eau sont des boues à l'huile. Leur 1^{er} utilisation remonte au début de l'industrie pétrolière dans les années 1934-1937 où ils ont été utilisés pour améliorer les performances de forage. Aujourd'hui ces fluides sont principalement utilisés pour forer des couches ayant des problèmes de stabilité des parois ou lors de forage très dévié en raison de leur pouvoir lubrifiant. Ils peuvent aussi être sélectionnés en raison de conditions de forage particulière tel que les hautes températures et les hautes pressions ou en raison de la présence de produits contaminant telle que les H_2S le CO_2 ou des sels.

Le principal inconvénient de ces fluides est leurs coûts élevés plus important que celui des boues à l'eau. L'autre inconvénient important de ces boues sont les problèmes de pollution qu'ils causent que ce soit au niveau de la surface ou sur les

nappes phréatiques. Les traitements nécessaires à ces problèmes de pollutions augmente considérablement le cout de l'utilisation de ces boues.

2.3.3. Les fluides a base de gaz :

Ce sont des fluides dont la phase continue est un gaz mélangé avec d'autres fluides en proportions variables provenant de la formation traversée (inévitablement) ou ajoutée intentionnellement. Le gaz peut être de l'air, de l'azote, du CO₂ ou du gaz naturel, et peut appartenir à une mousse ou à un brouillard. Ces fluides ont l'avantage d'augmenter la vitesse d'avancement de limiter les pertes et d'avoir un cout peu élevé particulièrement pour l'air.

Leur utilisation est limitée par leur faible taux de refroidissement de l'outil l'absence de cake qui consoliderait les parois l'impossibilité d'éviter l'intrusion de fluide de formation dans le puits et appart pour les mousses des problèmes de nettoyage sur des puits de grandes profondeurs peuvent être observés. L'utilisation de ces fluides nécessite d'avoir un équipement spécifique différent, selon qu'on utilise une mousse ou un gaz sec. Cela implique un investissement supplémentaire et augmente le cout d'utilisation de ces fluides.

2.4. Propriété des fluides de forage

2.4.1. Propriété physique

2.4.1.1. La densité :

De manière générale la densité est un nombre sans dimension définis comme étant le rapport entre la masse volumique du corps et celle d'un corp de référence dans des conditions données de température et de pression. Cette référence est l'eau à 4° et 1bar pour les liquides et les solides, et l'aire dans les conditions normales de température et de pression pour les gaz.

La densité est l'un des paramètres les plus importants du fluide de forage puisqu'elle détermine la pression qu'exerce le fluide sur la paroi du puits qui est donné par la formule suivante(**Garcia et Parigot, 1968**).

$$P_h = \frac{h_c d}{10.2} \quad (2.1)$$

P_h : pression hydrostatique en bar.

h_c : hauteur verticale du fluide en mètre.

Cette pression doit être suffisamment élevée pour contrecarrer la pression des fluides de formation et évité les éruptions. Mais elle ne doit pas dépasser la limite de résistances de la roche pour ne pas la fracturé et évité les pertes.

2.4.1.2. Teneur en solide :

Elle représente la quantité de particule solide présente dans le fluide. Elle est généralement exprimée en pourcentage de volume. Il est important de maintenir le taux de solide, provenant de la formation, dans le fluide le plus bas possible. Plus particulièrement celui des sables, qui doivent être maintenus en dessous de 1%, en raison de leur pouvoir abrasif important. Une teneur en solide trop élevée montre une défaillance du système de traitement de boue et modifie les propriétés du fluide ce qui peut provoquer des problèmes divers.

2.4.1.3. Filtration et cake

Lorsque le fluide de forage se trouve au contact d'une paroi poreuse et perméable. La pression dans le puits étant supérieure à celle de la formation, du liquide pénètre dans la formation (filtrat) tandis que les solides présents dans la boue sont déposés (cake). Deux sortes de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration statique, lors de l'arrêt de la circulation du fluide, et la filtration dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé. La boue doit être conçue de telle sorte à offrir un cake le moins perméable que possible dans le but de maintenir stable les parois du puits et de minimiser l'invasion par filtration.

La filtration du fluide de forage au travers des parois du puits peut avoir des conséquences importantes, d'une part sur le déroulement des opérations (stabilité des parois du puits, avancement de l'outil, coincement de la garniture par pression différentielle, en particulier dans les zones inclinées) et d'autre part, lorsque l'on atteint le réservoir, sur l'endommagement des zones productrices.

Les propriétés de filtration des fluides de forage doivent être aussi évaluées et contrôlées par des tests régis par les recommandations de l'API. Ce sont des tests en régime statique utilisant un filtre-presse standardisé. Ces mesures ne donnent qu'un aperçu du phénomène même en utilisant des filtre presse hp-ht.

2.4.2. Propriétés rhéologiques des fluides de forage :

2.4.2.1. Viscosité :

Mathématiquement, elle est donnée par le rapport entre les contraintes de cisaillement et la vitesse de cisaillement. Elle détermine les contraintes de frottements entre de couche de fluide glissant l'une sur l'autre en termes simple elle décrit la résistance à l'écoulement du fluide. La viscosité dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination de solides(KHODJA Mohamed 2008).

Sur le terrain, deux outils sont utilisés pour évaluer la viscosité :

Le viscosimètre marche : qui permet de mesurer le temps d'écoulement d'un volume donné de fluide à travers un entonnoir normalisé. Il donne une indication approximative mais rapide de l'évolution des caractéristiques du fluide.

Le rhéomètre fann :

C'est un rhéomètre de type Couette (cylindres concentriques rotatifs). La substance étudiée est emprisonnée entre deux cylindres de révolutions, coaxiaux, de rayons distants de quelques mm. Le mouvement laminaire de cisaillement est obtenu en communiquant à l'un des cylindres un mouvement de rotation uniforme de vitesse angulaire , l'autre cylindre demeurant immobile. Par suite du mouvement relatif des couches les unes par rapport aux autres, il apparaît en tout point de l'échantillon une vitesse de cisaillement et une contrainte de cisaillement.

Cet outil permet de mesurer deux types de viscosité (exprimées en cP) : une viscosité apparente (V_a) et une viscosité plastique (V_p) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme (**Baker Hughes, 1998**) .

$$V_a = L_{600}/2 \quad (2.2)$$

$$V_p = L_{600} - L_{300} \quad (2.3)$$

V_a : viscosité apparente en centipoise.

V_p : viscosité plastique en centipoise.

L_{600} et L_{300} représentent respectivement les lectures à 600 et 300 tr/mn sur le rhéomètre fann.

Il existe d'autres rhéomètres permettant d'étudier le comportement des fluides a haute température et pression et de connaitre les réactions des différents additifs aux conditions réelles d'utilisation.

2.4.2.2. La contrainte seuil « yeld value » :

Elle représente la résistance initiale à vaincre, pour que le fluide s'écoule. Elle est due aux forces d'attraction entre les particules du fluide causé par la présence de charges positives et négatives à leurs surfaces. Ces forces sont aussi responsables du gel du fluide une fois immobile.

La yeld value est calculé à l'aide des lectures du rhéomètre fann par la formule suivante (**Baker Hughes, 1998**) :

$$Y_v = 2(V_a - V_p) = 2L_{300} - L_{600} \quad (2.4)$$

Y_v : Le seuil de cisaillement ou yeld value en lb/100 ft²

L_{600} et L_{300} représentent respectivement les lectures à 600 et 300 tr/mn sur le rhéomètre fann.

La yield value dépend du type des solides présents et de leurs charges de surfaces respectives, de la concentration de ces solides, et du type et de la concentration des autres ions ou sels éventuellement présents.

2.4.2.3. Gel et thixotropie :

Une boue de forage laissée au repos édifie progressivement une structure qui augmente sa rigidité et qui peut être réduite par agitation. On appelle thixotropie le fait que ce phénomène soit non instantané et réversible.

Le caractère thixotrope d'une boue est évalué en mesurant le "gel 0" et le "gel 10". Le gel 0 représente la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue. Ils sont mesurés à l'aide du viscosimètre Fann35 à une vitesse de 3 tr/min et exprimé en lb/100ft². Le gel 10 représente la résistance du gel après un repos de la boue de 10 minutes.

Le gel 0 varie pratiquement comme la viscosité plastique et le gel 10 comme la yield value avec cependant, pour ce dernier, une sensibilité particulière au traitement chimique.

2.4.2.4. Classification de la rhéologie des fluides de forage :

Les fluides que l'on étudie sont classés en deux grandes catégories :

➤ Les fluides Newtoniens

L'écoulement des fluides newtoniens est le cas le plus simple que l'on puisse rencontrer.

Dans ce cas, la vitesse de cisaillement et la contrainte de cisaillement sont reliées par une loi linéaire, la pente de la droite alors obtenue est la viscosité du fluide.

Le modèle de Newton est représenté par l'équation rhéologique suivante :

$$\tau = \mu \dot{\gamma} \quad (2.5)$$

$\dot{\gamma}$: taux de cisaillement en sec⁻¹

μ : viscosité du fluide en cp, elle ne dépend que de la nature du fluide, de la température et de la pression.

τ : la contrainte de cisaillement en Pa.

➤ Les fluides non-Newtoniens

La majorité des fluides présentent toutefois des comportements non newtoniens qui font appel à l'utilisation de modèles rhéologique plus complexes pour décrire leur comportement en écoulement.

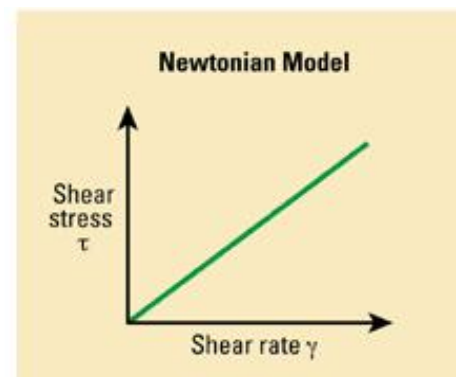


Figure. 2.1 : Les fluides Newtoniens

Dans ce cas la variation de la contrainte de cisaillement en fonction du taux de cisaillement n'est pas linéaire.

Parmi ces modèles on distingue :

- Modèle de Bingham

C'est la forme la plus appliquée en forage car elle rend bien compte des résultats expérimentaux.

Il y'a une tension minimale au dessous de laquelle il n'ya pas d'écoulement.

Ce modèle est représenté par l'équation rhéologique suivante :

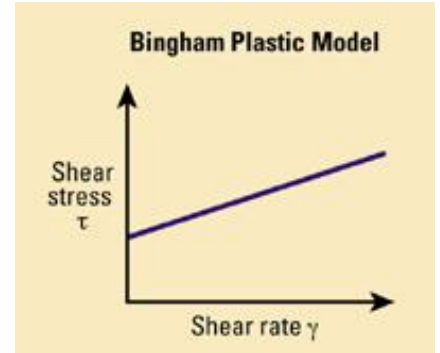


Figure. 2.2 :Modèle de Bingham

$$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma} \quad (2.6)$$

τ_0 : seuil de cisaillement (yield value) en lb/100 ft²

μ : viscosité plastique

- Modèle en puissance (Ostwald Waele)

La loi d'Ostwald est représentée par l'équation rhéologique suivante :

$$\tau = k \dot{\gamma}^n$$

K et n sont des paramètres rhéologiques

K : indice de consistance de fluide

n : indice de comportement du fluide,

il peut être évalué par la relation empirique

suivante :

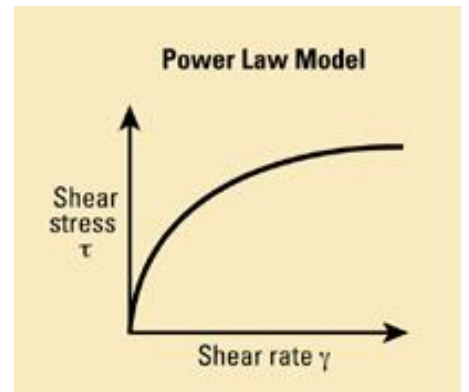


Figure. 2.3 : Modèleen puissance

$$n=3,31 \log \frac{\theta_{600}}{\theta_{300}} \quad (2.7)$$

θ_{600} : La lecture sur le viscosimètre Fann pour une vitesse de rotation de 600 tr/min

θ_{300} : La lecture sur le viscosimètre Fann pour une vitesse de rotation de 300 tr/min

Pour certain type de boue à émulsion inverse, ce modèle en puissance s'applique mieux que celui de Bingham.

- Modèle d'Herschel-Bulkley

Ce modèle permet de décrire la plupart des fluides plastiques, il est représenté par l'équation rhéologique suivante :

$$\tau = \tau_0 + \mu \dot{\gamma}^n \quad (2.8)$$

τ_0 : seuil de cisaillement (yield value)

en lb/100 ft²

μ : viscosité plastique cp

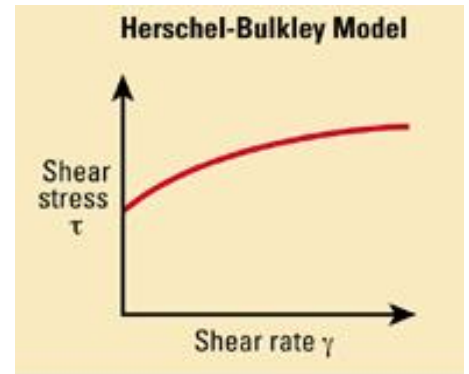


Figure. 2.4 :Modèle d'Herschel-Bulkley

2.4.3. Propriétés électrochimiques:

2.4.3.1. Le pH

L'acidité relative ou l'alcalinité d'un liquide est conventionnellement symbolisée pH, elle est définie comme le négatif logarithmique décimal de la concentration des ions H⁺. Il est inversement proportionnel à la concentration de l'ion d'hydrogène.

Il est habituellement mesuré à l'aide d'un papier ph qui change de couleur suivant la valeur du ph. Si le fluide est trop coloré ou trop salé la mesure au papier ph devient impossible on utilise alors un ph mètre à électrode.

L'utilité de pH réside dans le contrôle d'efficacité de certaines boues, une boue benthonique à titre d'exemple doit avoir un pH de 8 à 9 ; une contamination avec du ciment augmente souvent le pH jusqu'à une valeur de 10 à 11, cela nécessite un traitement par acide pour rendre le milieu approprié. Autre raison, c'est pour la boue traitée à la chaux d'où le phénomène de corrosion persiste et nécessite souvent une dilution.

2.4.3.2. L'alcalinité :

L'alcalinité détermine la concentration en ions OH⁻, HCO₃⁻ et CO₃⁻ par la mesure de la quantité d'acide nécessaire pour réduire le pH. L'alcalinité et le pH sont deux choses distinctes. Néanmoins, ils s'écoulent dans le même sens.

Une base forte telle que la soude caustique ajoutée à l'eau pure illustre la corrélation entre l'alcalinité et le pH.

Dans l'Engineering de boue de forage, l'alcalinité de phénophtaléine (P) est considérée comme étant le volume de H₂SO₄ à 0.02 N nécessaire pour titrer un millimètre de filtrat (Pf), ou de boue (Pm), pour ramener le pH à 8,3.

L'alcalinité de filtrat par le méthyle orange (Mf) mesure la quantité d'acide nécessaire pour ramener le pH à 4.3.

2.4.3.3. Capacité d'échange cationique :

L'essai de bleu de méthyle sert à indiquer la quantité d'argile active dans un système boue, l'essai mesure la capacité totale d'échange cationique des argiles, et est utile en même temps, que la détermination des solides contenus comme indication des caractéristiques colloïdale du minéral d'argile.

Autrement, la phase argileuse peut être caractéristique et quelques estimations peuvent être déduites concernant la stabilité du puits.

2.4.3.4. La conductivité électrique :

La résistivité de l'eau de fabrication de la boue doit être mesurée et contrôlée, pour permettre l'évaluation régulière des caractéristiques de formation en vers les enregistrements électriques.

Un test de stabilité électrique est utilisé comme indication de stabilité des émulsions d'eau dans l'huile (boues à l'huile). L'opération consiste à immerger une sonde adaptée dans l'échantillon en question. En imposant un courant électrique et en mesurant la conductivité du milieu par la suite.

Chapitre 3 :
Généralités sur les pertes de
circulation

Lors du forage de puits, le déséquilibre engendré dans les formations provoque de nombreux problèmes. L'un des problèmes les plus récurrents sont les pertes de circulation. Elles peuvent se produire dans n'importe quelle région et à différentes profondeurs, de manière continue ou brusquement. C'est un problème particulièrement coûteux d'autant plus qu'il peut engendrer plusieurs autres complications.

3.1. Définition :

La perte de circulation est définie par l'infiltration de la totalité ou d'une partie du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations de fortes perméabilités, cavernueuses ou fissurées. Elle est caractérisée par une diminution du retour dans le cas d'une perte partielle ou son absence dans le cas d'une perte totale.

La résolution de ce problème est complexe malgré les nombreuses évolutions techniques et technologiques enregistrées dans ce domaine, car il n'existe aucune solution générale, chaque situation est unique et nécessite une analyse approfondie.

3.2. Type de pertes :

Les pertes de circulation peuvent être classées suivant leur ampleur ou en fonction de la nature de leurs causes (Ait Abdelkoui S. 2008).

3.2.1. En fonction de leur ampleur on distingue :

- a- **Perte partielle** : Une perte est dite partielle, si la circulation se maintient même à une très faible valeur, le trou restant rempli, il y a donc retour de boue. Cette situation indique que le débit provoqué par la différence de pression au niveau de la formation avec le puits rempli dans sa totalité est inférieur au débit d'injection des pompes. À titre indicatif une perte partielle est dite importante si son débit est supérieur à 5m³/h.
- b- **Perte totale** : Une perte est dite totale, si la circulation ne se maintient plus et aucun retour n'est enregistré, le puits se vide alors jusqu'à une cote telle que la pression hydrostatique exercée par la colonne restante dans le puits induit un débit dans la formation qui soit égal au débit d'injection des pompes.

3.2.2. En fonction de leurs origines

- a- **Perte naturelle** : Elle se produit soit dans les vides présents naturellement dans la roche (pores, fissures, fractures), lorsque

$$P_{\text{boue}} > P_{\text{couche}}.$$

Les pertes de circulation (naturelles) sont observées dans :

- Les formations mal consolidées (sable, gravier, etc....),
- Les formations à perméabilité excessive : présence des vacuoles dues à la dissolution et du lessivage provoquant une perte d'une partie des composants de la roche,
- Les formations naturellement fissurées ou cavernueuses,

- Les zones faillées, broyées, au sein desquelles les mouvements tectoniques ont développé des ressauts de fissures qui sont restées ouvertes.
- b- **pertes par craquage**: Elles se produisent dans les vides créés (fractures) lorsque la pression exercée par la boue est supérieure à la pression de fracturation de la roche. Cette situation peut survenir pour différente raison telle qu'une erreur d'estimation des pressions de fracturation des roches, la présence de plans fragiles dans la formation ou une augmentation accidentelle de la densité de la boue.
- c- **Perte par filtration** : Pour prévenir la pénétration des fluides de formation dans le puits durant le forage, la pression hydrostatique de la colonne de boue doit être supérieure à celle de la formation. Une partie des constituants de la boue envahissent les formations perméables sous l'effet de cette pression différentielle. Bien que ces pertes soient peut importante en volume, à cause du dépôt de cake imperméable, mais leurs conséquences sont significatives puisqu'elles peuvent gravement endommager le réservoir, c'est pourquoi plusieurs expériences ont été réalisées pour illustrer les paramètres gouvernant la filtration de fluide de forage dans un puits pétrolier.

3.3. Les causes

Il existe certains types de formation naturellement favorables aux pertes de circulation et dans lesquelles il est difficile de les éviter. En plus de ces terrains favorables des conditions et des pratiques inappropriées aux terrains peuvent causer des pertes de circulation même sur des terrains qui ne sont pas sujets aux pertes initialement.

3.3.1. Les terrains favorables aux pertes :

- a- Formations mal consolidés a forte perméabilité :

Des formations mal consolidées peuvent avoir une porosité et une perméabilité suffisamment élevées pour que tous les constituants de la boue envahissent la formation entraînant ainsi une perte de circulation. Ce type de formation est généralement présent en surface là où la compaction n'a pas eu le temps de faire effet. Le principal danger de ce genre de perte réside dans la dissolution des minéraux de la roche par la boue conduisant à la formation de cavités qui risquent de s'effondrer sous le poids du terrain et des installations de surface.

- b- Formations cavernueuses

De larges vides cavernueux peuvent être rencontrés durant le forage à travers certaines formations de calcaire et de dolomie, sur les sommets des dômes de sel et dans les coulées de magma volcanique. Les pertes dans ce genre de terrains sont soudaines et souvent totales leur importance dépend de l'inter connectivité des caves.

c- Formations fracturées et fissurées :

La perte de boue se produit également dans les fissures et les fractures dans les puits où les formations à forte perméabilité ou cavernueuses n'existent pas. Ces fissures ou ruptures peuvent être naturelles, ou provoquées par des pressions imposées excessives. Les fractures naturelles peuvent exister dans beaucoup de formations, qui restent imperméables dans des conditions équilibrées de pression.

d- Formation déplétée

Une autre zone potentielle de perte est dans des formations déplétées. Les puits producteurs dans le même réservoir ou à proximité, peuvent causer des pressions anormalement basses en raison de l'extraction des fluides de formation. En un tel cas, la densité de boue requise pour contrôler les autres formations adjacentes peut être trop élevée pour la formation déplétée, forçant la boue à l'envahir. Si cette situation existe, des modifications devraient être apportées au programme de forage des puits de la région pour isoler cette formation. Des agents réducteurs de filtrat ou colmatant devraient être employés pour limiter l'endommagement de ces formations et maximiser la récupération des puits producteurs.

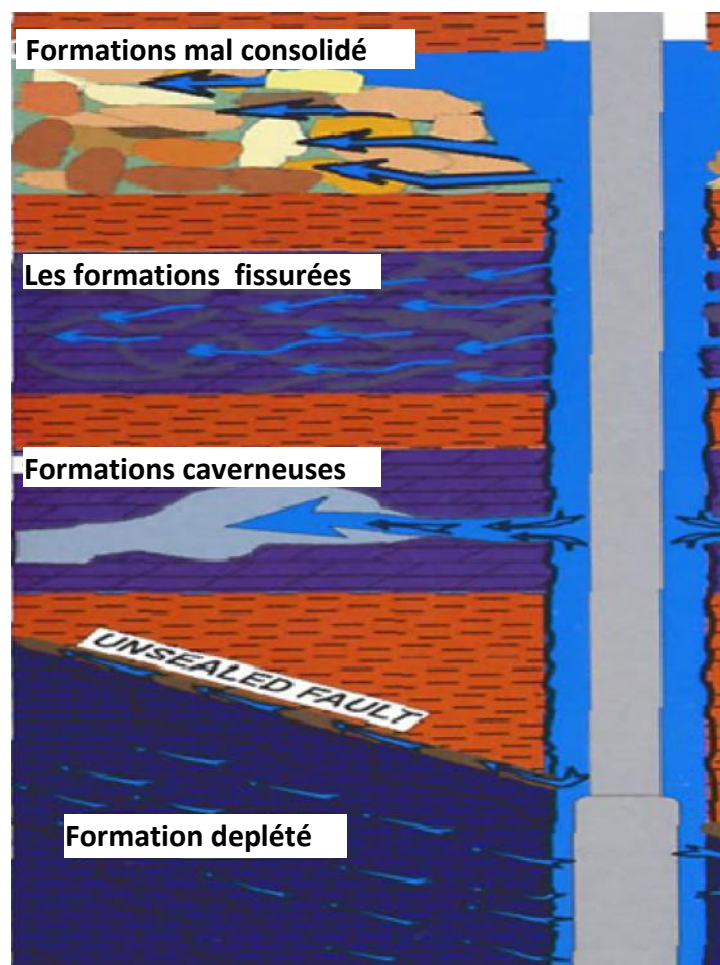


Figure.3.1 : Les terrains favorables aux

3.3.2. Les causes des pertes :

Des pertes peuvent se produire dans des formations initialement imperméables lorsque la pression exercée par le fluide de forage est supérieure à la résistance de la roche, provoquant ainsi des fractures dans lesquelles le fluide s'engouffre. Deux situations peuvent mener à une perte en raison d'une sur pression.

a- Mauvais emplacement du sabot.

L'un des buts du tubage et de la cimentation est de séparer les couches à pression élevée des couches fragiles. Mais si le tubage est posé en dehors de la zone de transition les boues à haute densité nécessaire pour contrôler les zones à pression élevée se retrouvent au contact de roche incapable de résister à la pression exercée.

b- Pression de fond excessive :

Différentes conditions et pratiques peuvent mener à cette situation les plus significatives sont:

i- Pratique de forage inappropriés :

-Paramètre inadaptés : Un débit de circulation trop élevé augmente les pertes de charge et par conséquent la pression de fond. Aussi, un avancement rapide augmente la quantité de déblais dans l'annulaire ce qui alourdit la colonne de boue plus particulièrement pour les grands diamètres.

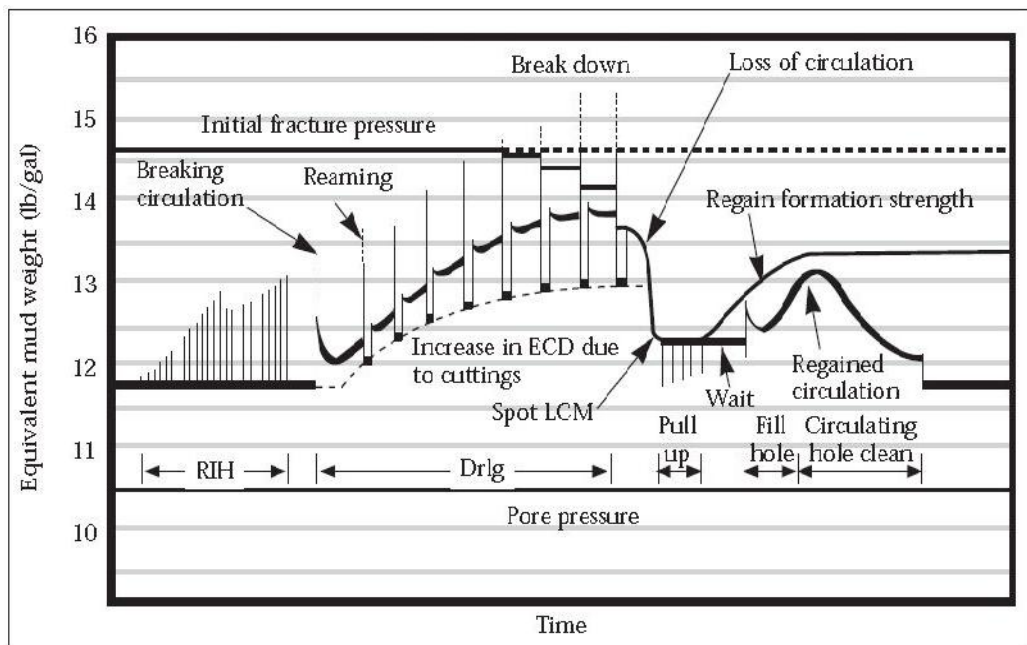


Figure.3.2 : Efet de l'acumulation des deblais sur la pression de fond.

- Vitesses de manœuvre élevées : plusieurs études montrent que la surpression et la dépression causée par les manœuvres de la garniture à

l'intérieur du puits peuvent atteindre des valeurs importantes qui lorsque la pression hydrostatique est proche de la limite de résistances des roches entraîne une perte de circulation qui continue même après la fin de la manœuvre.

- Un démarrage de pompe trop rapide peut aussi provoquer un à-coup de pression bien que bref, il peut avoir des conséquences graves. Le pistonnage est une autre raison de modification soudaine de la pression de fond d'où l'intérêt de limiter la vitesse des manœuvres.

- Procédures de contrôle lors des venues : le contrôle de venue pour dégager le bouchon de gaz entraîne des contraintes supplémentaires sur les fonds.

ii- Conditions de trous défavorables :

- Restriction de l'espace annulaire : le gonflement des argiles ou des sels ou le dépôt des cutings dans les sections horizontales réduit la section de passage dans l'espace annulaire ce qui augmente les pertes de charge et la pression exercée sur le fond lors de la circulation.

- Augmentation des cutings : sur des formations friables, la circulation suffit à arracher des quantités importantes de cutings des parois et augmenté ainsi le poids de la colonne de boue.

iii- Propriétés de boue inadaptées :

- Les propriétés de la boue telle que la viscosité excessive, les forces de gel ou la densité de la boue et leur modification qu'elle soit volontaire ou accidentel détermine largement la pression de fond.

- L'accumulation dans le puits de solides forés ou un filtre cake épais qui réduisent le diamètre du puits de forage augmentant les pertes de charge.

3.4. Paramètres affectant les pertes :

3.4.1. La porosité :

Les particules et les grains qui forment les roches sédimentaires ne s'emboîtent jamais parfaitement en raison de leur forme irrégulière et de leur disposition souvent aléatoire. Les espaces laissés entre ces grains sont appelés pores et se sont ces derniers qui contiennent les fluides. On définit la porosité comme étant le rapport entre le volume des pores et le volume total de la roche, elle est déterminée mathématiquement par la relation ci-dessus (**Djebar Tiab, Erle Donaldson, 2004**) :

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Avec : Φ : porosité en fraction

V_p : volume des pores en (cm³).

V_t : volume total de l'échantillon en (cm³).

Selon cette formule, la porosité peut avoir n'importe quelle valeur, mais en pratique, elle est inférieure à 50 % pour la plupart des roches sédimentaires.

3.4.2. La perméabilité :

La perméabilité est un critère important dans plusieurs domaines de recherche ; elle intéresse les mécaniciens des sols, les hydrogéologues, les géochimistes. Elle mesure la facilité avec laquelle un fluide traverse une roche. C'est probablement le paramètre physique le plus important d'une roche-réservoir.

L'ingénieur français Henry Darcy a développé une équation d'écoulement de fluide définissant la perméabilité qui est devenue l'un des outils mathématiques de base de l'industrie pétrolière. Cette équation est donnée dans sa forme différentielle comme suit(Djebbar Tiab, Erle Donaldson, 2004) :

$$Q = A \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx}$$

Q : Le débit moyen en (cm³/s)

K : Constante de proportionnalité ou perméabilité en (Darcy)

dP/dx : Le gradient de pression par unité de longueur en (atm/cm)

A : La section transversale de l'écoulement en (cm²)

μ:La viscosité de fluide en (cP)

La perméabilité a la dimension d'une surface et est mesuré en darcy dans l'équation précédente. 1darcy est une grandeur relativement élevé, c'est pourquoi on utilise souvent le milli darcy pour mesurer la perméabilité des roches-réservoirs.

3.4.3. Filtration

Lors du forage des formations poreuses et perméables lorsque le fluide de forage se trouve en contact avec une surface nouvellement forée, il y pénètre immédiatement. Certains pores sont alors obstrués par des particules en suspension présentes dans le fluide. Cette obstruction dépend des dimensions relatives du pore et de la particule.

Une fois l'obstruction amorcée, les éléments les plus fins sont à leur tour retenus, seule la phase liquide envahit la formation, tandis que la phase solide se dépose à l'extérieur, le long de la paroi, en constituant le cake externe.

Différentes zones peuvent être distinguées, le cake externe qui tapisse la paroi, le cake interne qui s'étend sur une épaisseur équivalente à quelques diamètres de grain et la zone envahie par les fines particules lors de la pénétration immédiate(Figure 3). L'obstruction du milieu poreux est d'autant plus rapide que la concentration en particules est plus élevée.

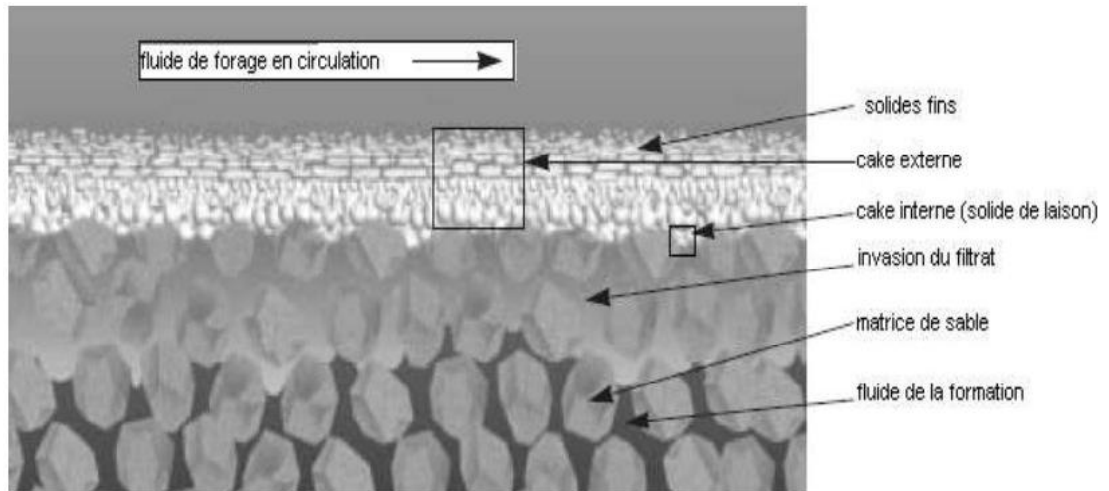


Figure.3. 3 : Structure du cake de filtration.

Deux types de filtration ont lieu pendant le forage: la filtration dynamique lorsque le fluide est en circulation et la filtration statique pendant l'arrêt de la circulation de fluide. La différence essentielle entre le cake formé en régime statique et celui formé en régime dynamique réside dans l'érosion subie par le second. Cette érosion dépend à la fois des conditions de circulation du fluide de forage dans l'annulaire, du régime d'écoulement (laminaire ou turbulent), du taux de cisaillement développé en fonction de la vitesse annulaire et de la géométrie du puits et de la garniture, et de la résistance au cisaillement de la couche supérieure du cake (**Khodja Mohamed, 2008**).

3.4.4. Endommagement par les fluides de forage

L'importance du phénomène de colmatage aux abords du puits par la boue de forage est évidente. La connaissance des causes de ce colmatage doit permettre, dans la mesure du possible, de prévenir l'endommagement catastrophique, par le choix d'un fluide adéquat et de conditions de mise en oeuvre convenables.

Pour rappel concernant le colmatage, les facteurs à prendre en compte sont liés:

- à la roche (nature minéralogique, mouillabilité, perméabilité, type de porosité et répartition des pores),
- aux fluides présents dans la roche (nature, propriétés chimiques, caractéristiques physico-chimiques, pression et température),
- à la boue elle-même (composition et caractère rhéologique),
- et, après filtration, au cake formé (épaisseur, grosseur des particules, perméabilité et résistance mécanique) et au filtrat obtenu.

Les processus fondamentaux causant l'endommagement sont généralement d'ordre physico-chimique, chimique, hydrodynamique, mécanique, thermique et biologique

Ces processus sont souvent classés en deux groupes

- i) interactions fluide-fluide
- ii) interactions fluide-roche.

Les fluides et les solides ont donc un grand effet sur l'endommagement du réservoir et la perméabilité. D'une part, les fluides de forage contiennent des particules solides formant un filtre cake qui réduit le débit du fluide, et d'autre part le filtrat peut réagir avec les argiles de la formation causant un gonflement, une mobilisation et une migration des fines particules bouchant ainsi les pores, ce qui réduit aussi la perméabilité.

De nombreuses études ont été réalisées sur l'endommagement et ces conséquences et ont permis de montrer que

- la filtration dynamique donne un filtrat plus important que la filtration statique, gouvernée par la formation d'un cake externe.
- La pression de filtration, la température et les caractéristiques des fluides et de la roche affectent énormément l'endommagement.
- L'endommagement, provoqué dès les premières dizaines de minutes (30 min), affecte les premiers centimètres de la roche (5 à 10 cm).
- Les fluides OBM sont moins endommageants que les WBM et l'optimisation de leur formulation et de la dimension des solides de la boue permet la réduction de cet endommagement.

3.5. Indices des pertes :

Afin de choisir le meilleur traitement à une perte, il est nécessaire d'analyser la situation et les conditions dans lesquelles, elle s'est produite, ce qui comprend l'opération en cours, le type de la perte, son importance et les zones exposées. Cette analyse aide à déterminer l'emplacement de la zone de perte et ces causes exactes, c'est pourquoi il est important de reconnaître les indices d'une perte dès qu'il survient.

i- Perte partielle :

Dans le cas de perte de circulation partielle, on observe les indices suivants :

- Diminution du débit de retour à la goulotte.
- Diminution progressive du niveau de la boue dans les bacs,
- Si la pompe de forage est en arrêt (cas de manœuvre) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits diminue partiellement.

ii- Perte totale :

Dans le cas de perte de circulation totale, on peut avoir les indices suivants :

- Si la pompe de forage est en marche (en circulation), on observe l'absence de retour de boue à la goulotte,
- Si la pompe de forage est à l'arrêt (cas de manœuvre) le niveau hydrostatique de la boue de forage dans le puits est en diminution brusque.

3.6. Conséquences des pertes :

Les pertes de boue peuvent avoir des conséquences économiques, environnementales et opérationnelles graves. C'est pourquoi il est important de traiter les pertes dès qu'elles sont constatées afin de limiter les temps d'arrêt, le volume de boue perdu et la zone endommagée. Les quantités de boues perdues peuvent être considérables malgré tous les remèdes utilisés. Le colmatage étant par fois impossible. Ces pertes peuvent varier à partir de la baisse du niveau du bac de circulation jusqu'à la perte complète du retour.

Les conséquences majeures de la perte de circulation sont :

- Possibilité de venue d'un niveau éruptif à cause de la baisse du niveau dans le puits.
- Risque de coincement de la garniture à cause de la mauvaise remontée des déblais.
- Risque d'éboulement à cause de la diminution de la pression hydrostatique appliquée sur les parois.
- Mauvaise cimentation en cas de perte du laitier de ciment.
- Risque de fragiliser la plateforme supportant les installations de surface pouvant aller jusqu'à son affaissement lors de pertes en surfaces.
- Endommagements de la formation en raison de l'invasion par le fluide de forage.
- Augmentation du coût de forage en raison du prix des fluides perdus dans le puits des matériaux et des opérations mises en place pour le colmatage de la perte et du temps d'arrêt nécessaire au traitement de la perte.
- Diminution de la production et du taux de récupération en raison de l'endommagement du réservoir pouvant aller jusqu'à la perte du puits.
- Pollution des nappes phréatiques par les produits de boue.
- Risque de créer des communications et des fractures vers des couches de surface sensibles pour l'environnement.

3.7. Mesures préventives

Certaines pertes de circulation sont inévitables en raison de l'état du terrain, mais la plupart des pertes peuvent être évitées ou minimisées par une bonne planification et

quelque pratique préventive particulièrement les pertes de circulation induites. L'ensemble de ces méthodes repose sur le principe de maintenir la pression hydrostatique et dynamique exercée par les fluides de forage sur la formation en dessous de la limite de résistance des roches traversées. Pour cela une prédiction précise de la limite de résistance des terrains et une surveillance continue des propriétés du fluide utilisé est indispensable (Adachi, Bailey, Houwen, Meeten, 2004).

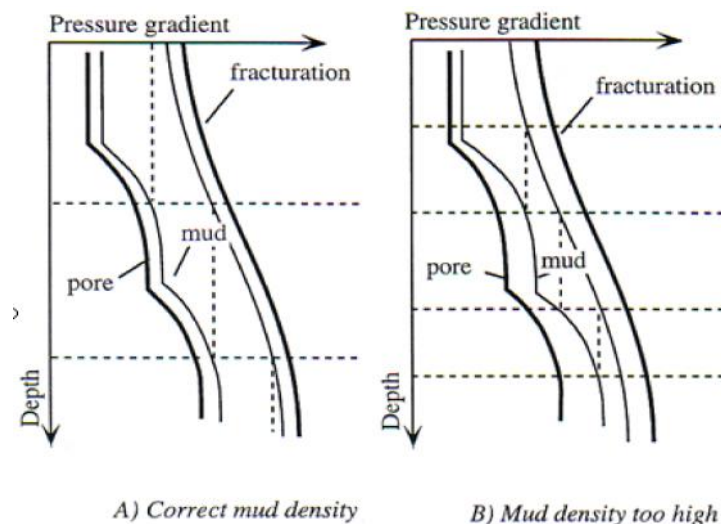


Figure.3.4 : Intervalle de variation de la densité de boue.

3.7.1. Mesures préventives à la conception du programme :

- a- Choix de l'emplacement du sabot : le sabot doit être installé en une formation suffisamment solide pour supporter la pression hydrostatique des boues lourdes nécessaires pour équilibrer les pressions dans les formations suivantes.
- b- Choix des propriétés de boue : la boue utilisée doit assurer une pression de fond inférieure à la limite de résistance de la roche durant toutes les opérations prévues durant le forage.
- c- Au cours de la phase de planification du puits, les casings et le train de tiges doivent être conçus pour un fonctionnement correct et sûr, mais aussi pour optimiser l'hydraulique pour un bon nettoyage du trou et minimiser la densité équivalente de circulation DEC, en particulier dans les zones sensibles tel que les parties horizontales ou les zones fragiles.



Figure.3.5 : Formation de bouchons sur le trainde tiges

3.7.2. Pratique préventives durant le forage :

- a- Contrôle de la vitesse de manœuvre : Lorsque le train de tiges est en mouvement dans le puits, il se crée une surpression due à l'effet de pistonage de l'outil augmentant ainsi la pression exercée sur le fond du trou. Il est important de maintenir ces surpressions en dessous de la pression de fracturation de la formation, durant toutes les opérations de forage, comme le montrent la figure 6 (M.I sawaco 1998).

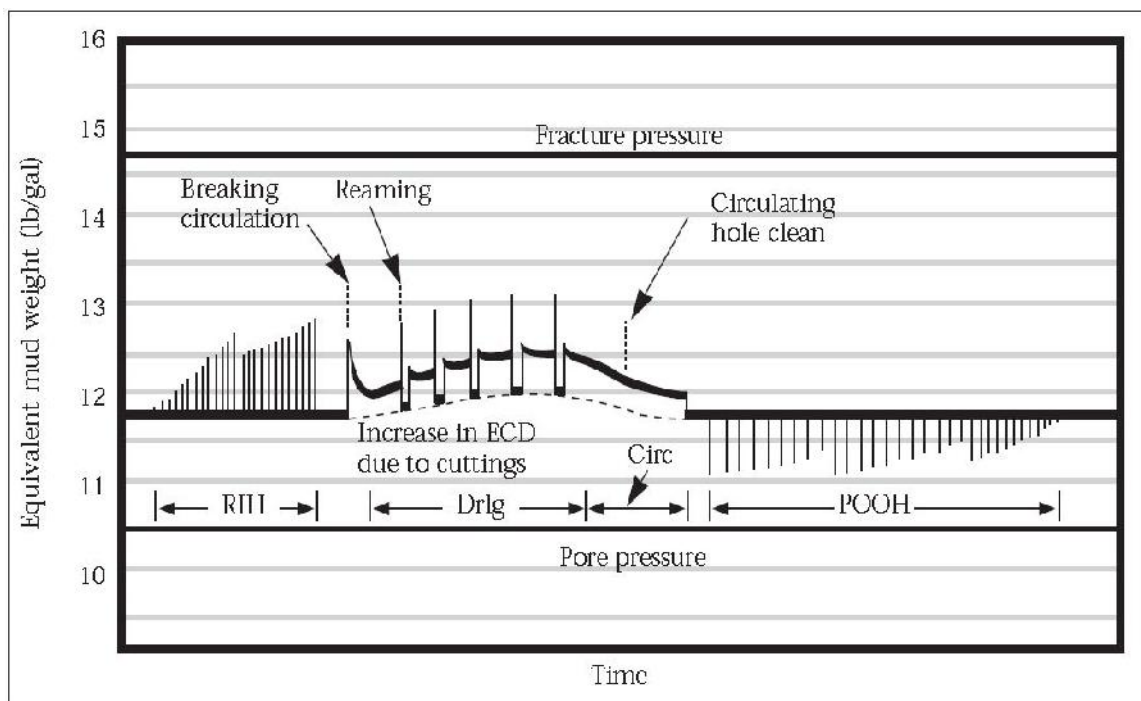


Figure. 3.6: Evolution de la pression de fond lors des différentes opérations de forage

L'expérience montre que la longueur du train de tige dans le puits affecte l'ampleur de la surpression. Les tests montrent que le flux de boue le long des tiges crée la majorité de la surpression. Par conséquent, plus l'outil est descendu profondément dans le puits plus la vitesse de manœuvre doit être ralenti. Le rétrécissement de l'espace annulaire augmente également les surpressions lors des manœuvres de la même manière que sont augmentées les pertes de charge annulaires figure 7 (M.I sawaco 1998).

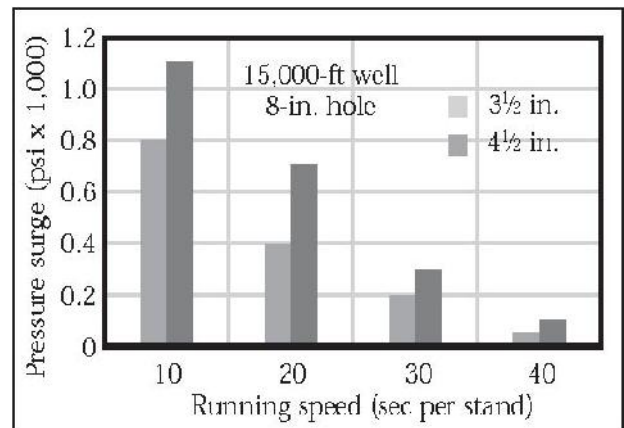


Figure. 3.7: Effet de la vitesse de manœuvre et du diamètre sur la pression de fond

charge annulaires figure 7 (M.I sawaco 1998).

b- Limitation des mouvements de garniture en circulation : les surpressions créées par les mouvements de garniture lors de la circulation sont encore plus élevées que celles créées lors des manœuvres, et ce, à cause des frottements du fluide le long des parois de la garniture et du puits.

c- Contrôle de la vitesse d'avancement : un ROP élevé charge l'annulaire avec de grandes quantités de cutings, augmentant ainsi le DCE, rendant toute surpression lors des connexions plus susceptibles de causer la fracturation comme le montre la Figure. Il est important de contrôler la ROP et de circuler avant d'effectuer les connexions lorsque la DCE est proche de la pression de fracturation. Maintenir la concentration des cutings dans l'espace annulaire en dessous de 4 % à minimiser l'effet des cutings sur le DCE.

d- Démarrage progressif des pompes : un démarrage rapide des pompes à boue peut provoquer des coups de bélier qui peuvent causer la perte de circulation, en particulier lors de la reprise de la circulation sur le fond après une manœuvre. Une partie de la surtension est provoquée par la pression requise pour rompre la structure du gel de la boue. Mettre la garniture en rotation lors du démarrage de la circulation aidera à briser les forces de gel et de réduire considérablement la pression de pompage. L'autre partie de la surtension est due à la pression nécessaire à l'accélération de la colonne de boue d'un état statique à la vitesse normale de circulation. Le maintien d'un gel faible et l'augmentant progressive du débit de la pompe permet d'atténuer ce

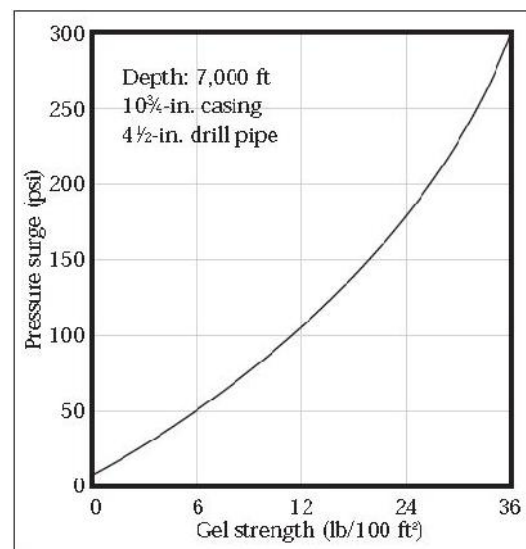
type de surpression. Rétablir la circulation à plusieurs intervalles lors de la descente est une autre façon de réduire ces pressions.

e- Éviter les éruptions : lors de la fermeture du puits, la pression de fermeture en surface est transmise vers le fond du puits, fracturant parfois la formation au point le plus faible. Causant non seulement une perte de la circulation, mais aussi perte de contrôle du puits. Une bonne planification et une exécution précise de l'opération permettront de minimiser la possibilité et la gravité d'une venue. Les responsables de l'opération de contrôle sur place devraient toujours être conscients de la pression maximale admissible et des volumes pompés. Le volume du bouchon de fluide de formation est directement lié à la pression appliquée en surface lors du contrôle par conséquent, il doit être réduit au minimum. Si un puits doit être fermé les procédures de fermeture et de contrôle suivit doivent prendre en compte les pressions appliquées sur les formations fragiles et les maintenir en dessous du maximum admissible tout le long de l'opération de contrôle.

f- Contrôler les propriétés de la boue : Toutes les propriétés de la boue doivent être surveillées tout au long du forage pour éviter les changements trop importants du a la contamination de la boue et qui causerais des contraintes inattendues sur les formations et les équipements.

i . Densité : la densité de la boue doit être contrôlée en continue tout au long du forage pour éviter une augmentation indésirable du a la charge excessive des cutings ou une défaillance des équipements de traitement en surface ou l'inverse une diminution en raison de la contamination par les fluides de formation. Le fait de maintenir la densité à la plus faible valeur possible augmente l'avancement et permet une plus grande tolérance aux surpressions inattendues.

ii . viscosité et gel : Une haute viscosité et gel augmentent les surpressions à chaque fois que la circulation est rétablie après un temps d'arrêt (voir Fig.8) . Ils augmentent également le DEC en



cours de forage et les surpressions. Ces paramètres doivent être optimisés pour assurer un bon nettoyage du trou et suspension des solides, tout en minimisant la DEC, les surpressions et les coups de bélier. Lorsque le bon nettoyage du puits est remis en cause il est préférable d'utiliser des débits plus élevés et une rotation agressive des tiges de forage aussi des bouchons à haute viscosité sont recommandés. Un contrôle de la ROP peut être nécessaire si le nettoyage de trou efficace ne peut être atteint. Même si cela peut allonger la durée du forage, il est généralement moins cher que les frais encourus par la perte de circulation.

iii . Filtrat : minimiser le filtrat permet de limiter l'épaisseur du cake qui réduit la largeur de l'espace annulaire et provoque une augmentation des pertes de charge et de l'effet de pistonnage. La boue qui développe un mince et solide cake de filtration est plus efficace dans la prévention de la perte de circulation dans les petites fractures et les pores. Un bon choix de la taille appropriée de matériaux de transition permet de réduire et d'éliminer les pertes de boue entières dans des formations poreuses. Le choix de ces agents de pontage va dépendre des caractéristiques de la formation(M.I sawaco 1998).

3.8. Traitement des pertes :

3.8.1. Recolte d'informations :

Lorsque la perte de circulation est constatée, les conditions doivent être enregistrées et étudiées avec précision. L'opération en cours au moment de la perte (en cours de forage, de circulation ou lors de manœuvres), le type de la perte (infiltration, partielle ou complète) et la gravité de la perte par rapport aux formations exposés doivent être considérés. Ces informations, nous aiderons à déterminer la raison pour laquelle la perte a eu lieu et son emplacement exact, ce qui est essentiel au choix d'un traitement efficace ::

a- Information opérationnelle.

Ces informations comprennent tous les enregistrements des opérations et des différents paramètres de forage avant et pendant la perte leur analyse permet de définir les causes possibles et le type de la perte.

- L'enregistrement d'une modification des caractéristiques de la boue ou des paramètres hydrauliques susceptibles de modifier la pression de fond avant la survenue de la perte est un indicateur de perte induite qui se produits généralement au point le plus faible de la formation. Ces pertes peuvent se

sellé spontanément par fois grâce au cake de filtration ou nécessité un traitement.

- L'observation de mouvement rapide du train de tiges provoque des coups de pression qui peuvent induire des fractures ou la réouverture des zones de perte précédemment fermées. Les zones de pertes précédemment colmatées restent une source potentielle de pertes. La vitesse de manœuvre doit être ajustée pour compenser cette faiblesse.
- L'enregistrement d'une modification de la vitesse d'avancement ou du comportement de l'outil indique un changement du type de formation. Il est probable qu'une perte qui survient juste après de tel changement soit localisée au niveau de l'outil, mais cela ne donne pas d'indication sur le type de perte.
- La survenue d'une perte au cours d'une opération de contrôle du puits est probablement due au craquage de la formation la plus faible en raison de la pression excessive exercée lors du contrôle du puits.

b- Information relative à la formation et aux caractéristiques de la perte :

Une fois la perte constatée, il est important d'enregistrer toutes les caractéristiques de la perte telle que le volume de boue perdu le débit de la perte ou le niveau de boue dans le puits. Selon les formations en présence, les enregistrements de la vitesse et de la sévérité de la perte permettent de se faire une idée du type de formation responsable de la perte et de son emplacement:

i. Sévérité de la perte et pression maximale supportée par la formation :

La sévérité d'une perte est déterminée par le débit de boue perdue et de la hauteur statique de la colonne de boue. Si le niveau statique de la colonne de boue n'est pas visible, il peut être déterminé par une opération de wire line ou par l'utilisation d'un dispositif de mesure d'écho acoustique. Zones de perte peuvent être classés comme suit :

Pertes de filtration (1 à 10 bbl / h).

Pertes partielles (10 à 500 bbl / h).

Perte totale (le niveau de la boue est à 60m à 150 m de profondeur).

Perte partielle ou totale de fractures profondes induites.

Perte totale sévère (le niveau de la boue est entre 150m à 300 m de profondeur).

En plus de renseigner sur la sévérité de la perte, la connaissance du niveau de boue dans le puits permet de calculer la pression maximale supportée par la formation en perte, et ce, par le calcul de la pression hydrostatique appliqué

par la colonne de boue restant de le puits. Cette pression est donnée par la formule suivante.

$$P_h = (Z_f - H_v) d_b / 10.2$$

P_h : pression hydrostatique de la colonne de boue en bars.

Z_f cote de la formation en perte en mètres.

H_v hauteur du vide à l'intérieur du puits en mètres.

d_b densité de boue dans le puits.

- ii. Type de formation mise en cause en fonction des caractéristiques de la perte :

Les caractéristiques et le déroulement des pertes varient selon le type de formation responsable de la perte. Ces différences permettent de déterminer quel type de formations parmi les formations favorables aux pertes décrites précédemment est mis en cause dans le cas précis.

- Formations de surface mal consolidées ou la perméabilité de la roche peut dépasser 14 darcies (voir «a» dans la figure9). Elles sont principalement identifiées par :
 - Les études géologiques préliminaires et les enregistrements effectués sur les puits précédemment foré dans la même zone.
 - baisse progressive du niveau de boue dans les bacs.
 - la perte s'aggrave progressivement et peut devenir totale si le forage se poursuit.

- Formations naturellement fracturé comme le calcaire ou les schistes dur (voir « c » dans la figure 9) elles sont identifiées par.
 - Les enregistrements sur les puits adjacents et les marqueurs géologiques.
 - Présence de n'importe quel type de roche dure et cassante.
 - Perte est mise en évidence par l'abaissement progressif de la boue dans les bacs.
 - Perte peut devenir total si le forage se poursuit et plusieurs fractures sont exposées.

- Fractures qui sont induits par des forces mécaniques ou hydrauliques exercées sur la formation (voir "d" à la figure 9). elle peut être caractérisée par.

- Les enregistrements des paramètres précédents, la perte qui montre des contraintes hydrauliques annulaires excessives.
 - Pourrait se produire dans tous les types de roches, mais il fallait s'y attendre particulièrement dans des formations avec des caractéristiques faibles, telles que les schistes tendres.
 - La perte est généralement soudaine et totale.
 - Elle est particulièrement soupçonnée si elle survient après toute augmentation de poids de la boue ou augmentation soudaine de la pression.
- Zones cavernueuses (voir "b" à la figure 9). Identifier les caractéristiques.
- Normalement limité certain type de roche telle que les calcaires et dolomite.
 - La perte de circulation est généralement soudaine et totale.
 - La garniture peut chuter de quelques centimètres à quelques dizaines de centimètre juste avant la perte.
 - Un torque excessif peut être enregistré avant la perte.

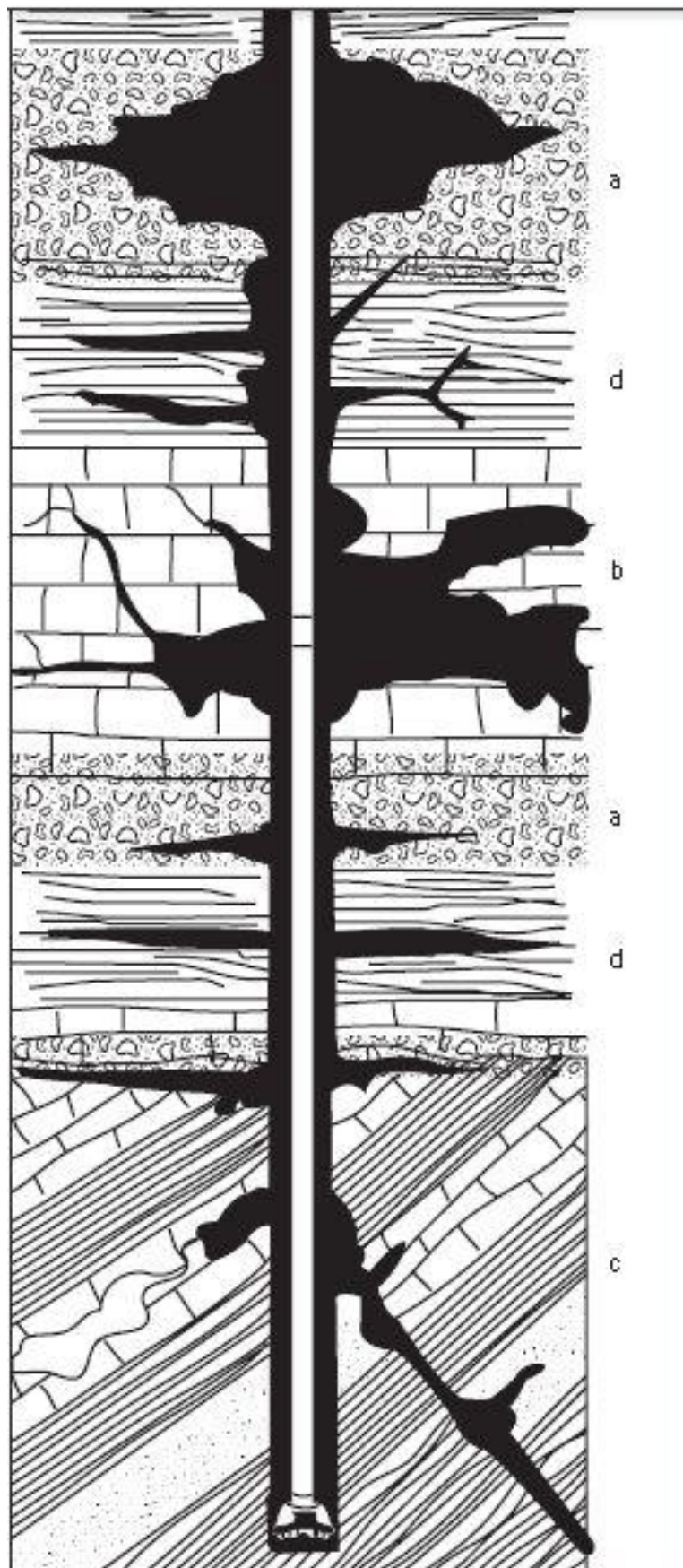


Figure. 3.9 : type de formation mise en cause lors des pertes(M.I sawaco 1998).

3.8.2. Localisation de la zone de perte :

L'emplacement de la zone de perte peut être déduit à partir des connaissances de la région et des opérations précédentes la perte.

Si la perte se produit à la suite d'un changement de densité ou d'un mouvement rapide de la garniture il est plus probable que la perte se situe au niveau de la formation la plus fragile qui est généralement juste en dessous du sabot précédent. Si par contre la perte est remarquée juste après un changement de formation ou une chute brusque de la garniture la perte est généralement située au niveau de l'outil.

Il existe aussi des techniques spéciales pour localiser avec exactitude la zone de perte (M.I sawaco 1998):

A. Enregistrement par rotor « Spinner survey » :

Cet enregistrement est effectué en descendant dans le puits un petit rotor au bout d'un câble conducteur « slick line ». La rotation du rotor est animée par les mouvements horizontaux de la boue dans le puits. La vitesse de rotation du rotor est enregistrée elle est faible le long du puits et elle augmente brusquement dès que l'on atteint la zone de perte.

Cette méthode comporte deux inconvénients majeurs :

- Elle nécessite la perte d'un volume important de boue lors de l'enregistrement.
- Elle est inefficace lorsque des produits colmatants sont déjà présents dans la boue.

B. Enregistrement par fil chaud « Hot wire surveil » :

L'outil est un simple filament dont la résistance est fonction de sa température. Il est descendu dans le puits à un point donné, si ce point est en dessous de la zone de perte la boue ne circule pas et la résistance reste inchangée mais si il est au-dessus du point de perte la température du filament varie en raison de la circulation de la boue.

Cette méthode est simple à mettre en place mais entraîne une perte importante de boue lors de l'enregistrement.

C. Enregistrement des températures :

On utilise un thermomètre de fond qui enregistre les variations de température de la formation. Deux enregistrements sont effectués le premier après que la température de la formation et celle de la boue se soient équilibrées et le deuxième après le remplissage du puits avec une nouvelle boue plus fraîche. On observera alors un changement de la température de la formation au niveau de la zone de pertes.

Le principal inconvénient de cette méthode est le temps nécessaire à sa mise en place qui comprend le temps d'équilibre les températures celui des enregistrements et le temps de changement de la boue.

D. Traceur radio actif

Elle consiste à faire deux enregistrements de Gama ray. Le premier sert de référence et le deuxième est effectué après pompage d'un bouchon de boue contenant des éléments radio actif. On observera alors un important changement de la radio activité au niveau de la zone a perte.

Cette méthode fournit une information précise mais présente deux inconvénients majeurs.

- Un cout élevé en raison de l'utilisation des équipements de diagraphie et des éléments radio actif ajouté à la boue.
- Un temps long pour effectuer les enregistrements et faire circulé le bouchon radio actif ce qui augmente le volume de la perte.

E. Enregistrement des variations de pression :

Cet enregistrement est effectué avec un outil simple qui consiste en un cylindre court ouvert par le dessus et étampé au fond pour limiter l'écoulement de la boue par le tube. Une fenêtre avec un diaphragme de néoprène est adaptée d'un côté du tube. Une électrode qui se déplace dans les deux sens entre les deux électrodes fixées sur le diaphragme permet de faire varier le potentiel du circuit électrique en fonction de la pression différentielle à travers le diaphragme indiquant ainsi le débit à travers le tube.

Cette méthode présente certains avantages:

- Elle est simple dans la construction et l'exploitation.
- Elle n'est pas facilement obstruée par les produits comatants.
- Elle est réalisable dans presque n'importe quel type de boue
- Elle peut être employée pour trouver un trou à l'intérieur des tubages.

Deux inconvénients apparaissent lors de l'utilisation de cette méthode:

- L'écoulement considérable de boue est exigé.
- L'équipement peut ne pas être aisément disponible.

Bien que ce soit important de localiser la zone de perte ces différentes méthodes ne sont que rarement mises en place et on se base principalement sur les déductions à partir des informations du terrain et des opérations comme exposé précédemment et ce pour les raisons suivantes:

- un temps considérable est souvent nécessaire pour ramener sur site les équipements et pour effectuer les enregistrements ce qui entraine un volume de perte important et peut parfois aggraver la perte et crée des complications graves.

- les résultats de ces enregistrements sont parfois difficiles à interpréter et n'apportent pas d'information supplémentaire aux déductions effectuées particulièrement sur des régions bien explorées et étudiées dans le détail.
- Les conditions ne permettent pas toujours d'effectuer les enregistrements en raison de la pression anormale ou des équipements déjà à l'intérieur du puits.

3.8.3. Les principales techniques utilisées pour le traitement des pertes :

A. Pul up and wait methode

Généralement le forage et la circulation devraient être arrêtés à la première indication de perte de circulation, sauf pour les pertes soudaines et totales dans les calcaires où de grandes fractures, des vacuoles ou des cavernes peuvent exister. Cette technique doit être utilisée contre les pertes par filtration, partielles, et les pertes dans les fractures induites.

L'outil doit être remonté à un point de sécurité, à l'intérieur du dernier tubage en général, et le puits laissé statique pendant une période de 4 à 8 heures. Pendant ce temps d'arrêt le puits doit être surveillé attentivement à l'affut de signes d'intrusion de fluides de formation. Après la période d'attente, le retour au fond doit se faire avec prudence pour éviter les surpressions sur la zone de perte qui reste une zone fragile malgré l'arrêt des pertes. Dans le doute du succès de cette méthode le temps d'arrêt peut être exploité à la préparation de la mise en place d'une autre méthode comme la fabrication d'un bouchon LCM ou d'une boue à haut filtrat. Des produits conservateurs devraient être ajoutés au LCM pour éviter leur dégradation, si la méthode réussit et leur utilisation n'est plus nécessaire.

Cette méthode est particulièrement efficace dans les formations argileuses et les schistes forés avec des boues à base d'eau, d'autant plus si les pressions peuvent être réduites par la diminution de la densité ou l'amélioration des pratiques de forage. Les fluides à base d'huile ne présentent pas ce comportement d'auto-guérison dans la même proportion. La moitié des pertes dans la région de la côte du Golfe ont été corrigées en utilisant cette technique.

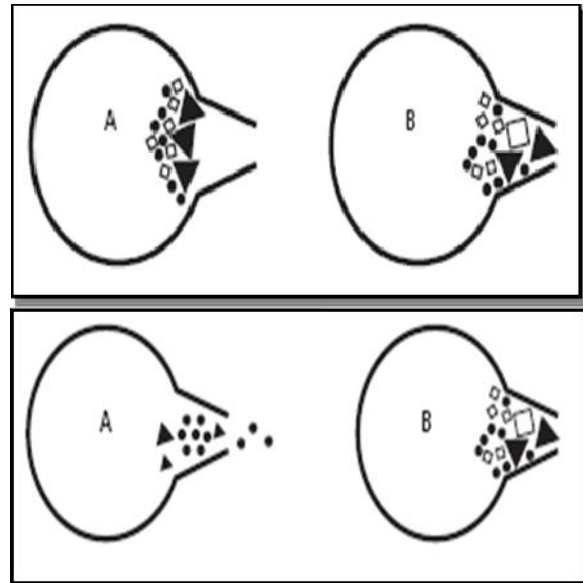
B. Utilisation des bouchons de colmatant :

Cette technique est surtout utilisée contre les pertes par filtration, partielles et les pertes totales les moins graves. Elle consiste à placer un bouchon d'agents colmatants au niveau de la zone à perte identifier au préalable et les laisser s'infiltrer pour colmater les fractures ou les pores responsables de la perte. Une fois le puits plain une légère pression peut être appliquée sur l'annulaire pour renforcer l'obturation des passages de boue.

Le pompage du bouchon se fait de préférence à travers des tiges de forage nues ou un outil à duse ouverte. Si les matériaux doivent être pompés à travers un moteur de fond ou des outils MWD / LWD, ou d'autres équipements avec un passage de boue restreint leurs caractéristiques devraient être prise en considération dans le choix de la taille et du type de colmatant à utiliser pour éviter un bouchage de ces équipements.

Le choix du mélange de colmatant à utiliser se fait sur la base des informations récoltées au préalable en fonction du type de formation mise en cause et de la sévérité de la perte. Leur taille est choisie en partant du principe

que les pertes à faibles débits se produisent à travers de petites ouvertures et les pertes au débit plus élevés se produisent à travers des ouvertures plus grandes. La figure illustre comment les matériaux qui sont trop grands formeront un bouchon à la face de l'ouverture, tandis que les matériaux de dimensions appropriées forment le bouchon dans l'ouverture où il n'est pas susceptible d'être érodée lorsque la circulation est reprise. La figure illustre la façon dont



l'utilisation de matériaux qui sont trop petites passent par l'ouverture et ne forment pas un pont. Les autres caractéristiques du mélange dépendent du type de formation pour des pertes vers des réservoirs exploitables on utilise des matériaux solubles dans l'acide.

C. Boue à haut filtrat

Toutes les boues peuvent être utilisées comme un fluide porteur pour placer les matériaux colmatant, mais les fluides qui ont un taux élevé de filtration sont les meilleurs. C'est par filtration que les LCM et les solides de boue sont déposés en tant que bouchons dans les pores et fractures responsables de la perte. Le principe de cette technique est illustré sur la Figure 10, il consiste à utiliser une boue à haut filtrat pour accélérer les dépôts d'un bouchon de LCM dans les passages de boue. Une fois que les LCM de plus grande taille ont formés un bouchon initial perméable, la filtration permet le dépôt d'un

filtre cake imperméable à l'intérieur de la fracture formant un bouchon qui est difficile à enlever et permet d'arrêter la fracturation de la formation.

Cette technique doit être utilisée contre les pertes par filtration et partielles, et les pertes totales les moins graves. Il existe de légères différences dans l'application à ces zones, mais la principale distinction est d'augmenter la taille de l'agent colmatant tant que la perte devient plus importante.

D. Les bouchons de ciment « hard plugs »

Les bouchons de ciments durs ou de ciment plus de la bentonite, sont un remède important des pertes de circulation parce que ces bouchons scelleront souvent des zones de perte caverneuse naturellement fracturé ou mal consolidé. Ce sont les plus efficaces contre les pertes totales particulièrement les pertes totales graves.

Différents mélanges de laitier de ciment peuvent être utilisés certains sont préparés en surface alors que d'autres sont mélangés dans le puits au plus près de la zone de perte. La composition et la technique d'application du bouchon de ciment à employée pour combattre la perte de circulation doivent être proportionnées et adapté à la formation visée.

Trois mélanges de ciment de Portland sont recommandés: pure, bentonite et gilsonite. Ceux-ci ont été choisis parce qu'une grande variété de propriétés peut être obtenue et ils sont habituellement disponibles.

Le laitier de ciment pur est très efficace pour résoudre le problème de perte par filtration ou de faible débit avec l'avantage de donner une contrainte de compression finale très élevée. Le laitier, avec des filtrats limités, peut être utilisé pour résoudre les pertes par filtration, partielle ou totale (ce laitier contient un mélange d'argiles, terre à diatomée et des colmatants). La taille des produits colmatants est augmentée avec la sévérité de la perte.

Le laitier de ciment de faible densité est utilisé généralement pour résoudre tous les problèmes de perte de circulation. Il présente l'avantage de réduire la pression hydrostatique et de contenir des argiles qui jouent le rôle de colmatants. Ces deux caractéristiques aident à maintenir le bouchon à proximité des parois du puits jusqu'à sa solidification.

En terme pratique, les systèmes thixotropiques, durant le mixage et le déplacement, sont fluides, mais forment rapidement une texture rigide (gel) quand les pompes s'arrêtent. Quand un laitier thixotropique entre dans une zone de perte, la vitesse des particules diminue et une texture de gel commence à se former. Aussitôt que les contraintes de gel se développent, la résistance à l'écoulement augmente jusqu'à ce que la totalité de la zone soit bouchée. Ces systèmes sont très efficaces pour résoudre de sévères pertes de circulation pour une formation naturellement fracturée.

E. Bouchons tendres « soft plug »

Ce sont des mélanges de différents composants qui dans les conditions du fond de puits forment des structures à gèle très élevée ou des masses tendres. Ces bouchons sont utilisés contre des fractures induites ou des formations mal consolidées ayant entraîné des pertes totales et pour retenir des bouchons de ciment le plus près des parois du puits jusqu'à ce qu'ils aient durcis.

La majorité de ces mélanges sont des systèmes à mélangés au fond du puits. Ils se constituent de deux fluides ou plus qui, en entrant en contact, forment un bouchon tendre qui obstrue la zone. C'est pourquoi il est nécessaire d'éviter le mixage des fluides jusqu'à ce qu'ils soient devant la zone à perte par pompage d'un spacer ou par pompage d'un fluide par la garniture pendant que l'autre fluide est simultanément pompé par l'annulaire. Le succès des mélanges de fond dépend de la qualité du mélange et des quantités de fluide qui entre en contact près de la zone de perte c'est pourquoi une attention particulière devrait être prêtée à ceci et comme la vitesse de déplacement du fluide dans l'annulaire dépend du débit de perte ce dernier doit être déterminé avec précision.

L'un des bouchons tendres à mélangé au fond les plus utilisés sont les bouchons M-DOB qui sont une combinaison d'huile et de bentonite. Quand ce mélange se met en contact avec l'eau ou avec une boue à base d'eau, une masse avec un gel élevé est formée. Des bouchons plus ou moins tendres peuvent être formés en contrôlant les propriétés des composants. Le laitier de D.O.B. est pompé à travers les tiges et la boue par l'annulaire. Les inconvénients des bouchons M-DOB sont :

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

Un autre type de bouchons tendres est les polymères réticulaires. Ces bouchons sont habituellement un mélange de polymères et des matériaux LCM qui réticulent sous l'effet de la température et le temps pour former une masse malléable caoutchouteuse et spongieuse qui arrête efficacement la perte de fluide en scellant les fractures et les formations cavernueuses. Ces bouchons peuvent également être employés pour empêcher l'écoulement de l'eau et pour consolider les graviers friables..

Différent fabricant propose ce type de produit qui diffèrent dans leur présentation, leur composition et leurs caractéristiques. Selon le fabricant et le produit un accélérateur ou un retardateur spécifique peut être utilisé pour éviter

la réticulation prématurée des polymère qui doit se faire au niveau de la zone de perte. des alourdissant sont aussi proposer pour ajuster la densité des mélanges. Dans tous les cas de figure, les recommandations des fabricants pour la préparation et l'utilisation de ces produits devraient être suivies de près en raison des différences dans les mécanismes de réticulation et les spécificités des produits de chaque fabricant.

F. Perte de circulation durant la cimentation

Le risque de provoquer des pertes est accru lors des cimentations en raison de la densité du laitier de ciment et des surpressions qu'il engendre souvent plus élevé que celle de la boue de forage, c'est pourquoi avant de commencer la cimentation, le problème de perte de circulation doit être éliminé ou suffisamment réduit par le renforcement des zones à risque à l'aide d'une des techniques précédentes. Si ceci n'est pas possible ou si le risque de pertes reste élevé durant les cimentations, des précautions doivent être prises :

- La première est de réduire la pression de fond durant l'opération de cimentation a fins de la garder en dessous de la densité maximum équivalente, et ce, par la réduction de la densité du laitier du ciment grâce à des allègeant. Les propriétés rhéologiques du laitier de ciment peuvent être aussi ajustées pour avoir de faibles pertes de charge durant la mise en place. Ceci est spécialement critique dans les annulaires réduits où les laitiers visqueux peuvent causer de hautes pertes de charge.

La pression de fond, déployée sur les zones de pertes de circulation, peut être aussi diminuée en utilisant des équipements mécaniques tels que manchon de cimentation multi- étage qui permet la cimentation d'une colonne en plusieurs étages diminuant la pression hydrostatique, ou packers de tubage extérieur (ECPS) qui permet de supporter la colonne de laitier au-dessus de la zone de perte .ces deux équipements peuvent être associé pour isoler la zone de perte et de réaliser la cimentation en dessous et au-dessus de la zone critique avec un minimum de perte.

- La deuxième option est de pomper un bouchon de colmatant comme spacer devant le laitier de ciment en ajoutant au laitier du ciment des additifs spéciaux qui lui donneront des propriétés thixotropiques. Lorsque le temps de pompage est cours des accélérateurs de prise peuvent être incorporé au laitier. Pour éviter les pertes de ciment dans les formations très fracturées, il est souvent nécessaire d'utiliser une combinaison de techniques.

L'efficacité des L C. Ms. dans les laitiers de ciment est limitée et ils ne sont utilisés que pour les pertes faibles ou partielles dans des formations à

haute perméabilité. Lorsqu'ils sont utilisés ces colmatants doivent être sélectionnés afin d'éviter le bouchage ou le colmatage des équipements de fond.

3.8.4. Les différents types de LCM

A. Les Colmatants granulaires :

De par leur forme anguleuse et leur répartition granulométrique, Ils agissent en bloquant en profondeur les fissures. Ils ont une grande résistance mécanique aux Pressions différentielles.

On emploie des produits durs et calibrés. Citons

- les coquilles de noix
- les noyaux d'abricots, cerise, olive, etc....

Les granulométries utilisées sont les suivantes

- Super : produit brut tout venant
- Gros : de 1,6 à 5 mm
- Moyen : de 0,5 à 1,6 mm
- Fin : de 0,16 à 1,6 mm

L'efficacité des colmatant granulaires dépend principalement de la distribution de La taille propre des particules. Avec les grandes particules se forme le premier colmatage contre ou à l'intérieur des vides ensuite avec les petites particules se colmate le vide entre les grandes particules.

B. Les colmatants fibreux :

Les comatants fibreux sont mieux utilisés pour contrôler les pertes dans des formations poreuses avec haute perméabilité car ils sont capables de former une trame sur l'ouverture de port. Cette dernière réduit la taille des ouvertures de la formation et permet aux particules colloïdales dans la boue de se déposer en formant un cake. Les colmatants floconneux ont le même procédé que les colmatants fibreux, ce qui donne un meilleur résultat quand le traitement de perte est dans une formation poreuse et perméable. L'utilisation du mélange de colmatants granulaires, floconneux et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte.

Le but des colmatants fibreux est de tisser une enveloppe autour des colmatants granulaires. Ces colmatants ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des colmatants fibreux sous l'influence des pressions différentielles).

- Exemple :- les fibres de bois de canne à sucre
- les fibres de produits cellulosiques

C. Les Colmatants lamellaires :

Ils forment un colmatage surtout superficiel, ils sont en général utilisés pour améliorer le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux.

Exemple : les déchets de cellophane ou de mica.

D. Les Colmatants gonflants :

Ils permettent d'obtenir un fluide à très haute viscosité. On peut citer les gommes qui à l'aide d'un catalyseur fournissent un gelé extrêmement visqueuse.

Une étude comparant l'efficacité des colmatants fibreux, lamellaires, granuleux et gonflants dans un simulateur pour contrôler les pertes de boue dans une formation fracturée à fracture de faille moyenne (0.13 ou 3.3mm). Ils ont démontré que le mélange de particules gonflant de taille moyenne et fine est plus performant que les colmatants conventionnels. Une observation intéressante a montré que dès fois avec les colmatants granulaires on obtient un phénomène de "channeling " quand une haute pression différentielle est appliquée sur une boue de faible concentration en solides ; alors un colmatage sur la surface ou à l'intérieur de la formation ne peut se développer. L'utilisation du mélange de colmatant granulaires, lamellaires et fibreux est efficace pour résoudre le problème de perte de circulation dans les différents types de zones à perte.

MATERIAUX D'ETANCHEITE UTILISES POUR LES PERTES DE CIRCULATION				
Matériau	Type	Description	Concentration livres/bbl	Taille de la plus grande fracture bouchée (en pouces)
Coquille de noi	Granulaire	50 - 3/16 maille de 10 50 - 10 maille de 100	20	20
Plastique	Granulaire	50 - 3/16 maille de 10 50 - 10 maille de 100	20	20
Calcaire	Granulaire	50 - 3/16 maille de 10 50 - 10 maille de 100	40	8
Soufre	Granulaire	50 - 3/16 maille de 10 50 - 10 maille de 100	120	8
Coquille de noi	Granulaire	50 - 10 maille de 16 50 - 30 maille de 100	20	12
Percite dilatée	Granulaire	50 - 3/16 maille de 10 50 - 10 maille de 100	60	8
Cellophane	Laminé	Flocon de 3/4 de pouce	8	8
Sciure	Fibreux	Particules de 1/4 de pouce	10	8
Foin des prés	Fibreux	Particules de 1/2 de pouce	10	8
Ecorce	Fibreux	Particules de 3/8 de pouce	10	6
Cosses de grain de coton	Granulaire	Fin	10	4
Foin des prés	Fibreux	Particules de 3/8 de pouce	12	4
Cellophane	Laminé	Flocons de 1/2 de pouce	8	6
Bois déchiqueté	Fibreux	Flocons de 1/4 de pouce	8	3
Sciure	Fibreux	Particules de 1/16 de pouce	20	1

Tableau. 3.1 : Agents colmatant typiques.

3.8.5. Choix du traitement en fonction des caractéristiques de la perte :

Pour le traitement des pertes de circulation, il est important d'exploiter les informations précédemment récoltées pour le choix des techniques et du type et de la taille des matériaux qui conviennent le mieux au type et à la sévérité de la situation en cours.

3.8.5.1. Les pertes par infiltration :

Elles peuvent se produire dans n'importe quel type de formation poreuse et perméable quand les agents en suspension dans la boue ne sont pas assez grands pour se déposer sur les parois et former un cake de filtration (voir la figure 9), ou quand il n'y a aucune particule fine pour rendre le cake imperméable. Les principales solutions consistent à permettre la formation de ce cake imperméable :

- la technique pull-up-and-wait : elle devrait être la première technique employée pour essayer de regagner le plein retour.
- Si le puits ne se maintient pas plein tout en attendant, on devrait envisager l'utilisation de bouchon LCM contenant des agents de comblement fin ou moyens. La technique du squeeze de boue à haut filtrat peut être efficace dans certains cas.
- Réduire la densité de boue si possible.

3.8.5.2. Les pertes partielles :

Elles peuvent se produire dans les terrains mal consolidés tel que les graviers, les petites fractures naturelles ou les fractures induites. Les mêmes techniques utilisées dans des pertes d'infiltration devraient être employées dans ces pertes partielles avec quelque changement dans le choix des agents LCM qui devrait être moyen à grand. Dans le cas des pertes dans les fractures induites, la première mesure est de réduire la pression exercée sur les formations si ces fractures se sont élargies le squeeze d'un soft plug peut être utilisé en plus des techniques habituelles.

3.8.5.3. Les pertes totales

Ici, on parle des pertes totales qui se produisent dans les longues sections de terrain mal consolidé, les longs intervalles de petites fractures naturelles, ou les grandes fractures naturelles ou induites.

- La technique pull-up-and-wait peut donner des résultats avec des délais d'attente de 4 à 8heurs
- La technique du squeeze de boue a haut filtrat peut être efficace dans certains cas.
- Si le retour n'est pas rétabli avec cette technique, un bouchon dur telle qu'un ciment, un ciment-bentonite, un ciment gilsonite ou une huile-bentonite ciment est recommandée.
- Réduire la densité de boue si possible permet de limité la perte.

3.8.5.4. Les pertes totales importante

Elles se produisent dans les caves les cavernes ou les grandes fractures ouvertes naturelles ou induites.

- Réduire la densité de boue si possible, ça n'arrête pas la perte mais ça peut permettre de réduire la gravité particulièrement dans les fractures.
- Squeeze de boue à haut filtrat ou la pose d'un bouchon dure de ciment ou de diesel-huile-bentonite-ciment peut être efficace dans certains cas.
- Si les pertes totale et importante continuent à se produire en reprenant le forage la technique du forage à l'aveugle devrait être considéré ou l'utilisation de fluide aérée si les équipements sont disponibles.

3.8.6. Causes de l'échec du traitement de la perte :

Pour être efficaces, les techniques de traitement et les matériaux doivent être fonctionnellement liés aux pertes qu'elles traitent. La première méthode choisie pour traiter une perte n'est pas toujours efficace parfois plusieurs tentatives sont nécessaires. Il est important de déterminerles causes de ces échecs pour modifier le traitement et choisir la méthode la plus efficace. Parmi les causes d'échec les plus fréquentes, on peut citer :

- une erreur de localisation de la zone de perte conduit à un mauvais placement des matériaux de traitement de la perte. Les zones de perte ne sont habituellement pas sur le fond mais au niveau des formations les plus fragiles qui sont près du dernier tubage.
- les matériaux choisis pour le traitement de la perte de circulation ne sont pas toujours adaptés au type et à la sévérité de la zone de perte. Souvent un mélange de particules de différentes dimensions doit être utilisé pour obturer les pores et former un joint efficace.
- Il y a parfois une hésitation à procéder à la technique la plus adaptée à la sévérité et au type de la perte (forage en perte ou la pose d'un tubage supplémentaire).

- un manque d'information sur la lithologie de la région et l'historique qui décrivent les pertes, les matériaux et les techniques utilisées contre eux, complique la prise de décision.
- lors de la pose de bouchon de ciment la colonne de boue n'est pas équilibrée et il arrive que la boue passe à travers le ciment avant qu'il ait eu le temps de prendre. En outre, quand le train de tiges est retiré après placement du bouchon de ciment, le niveau de boue dans le puits baisse et la boue qui s'est infiltrée dans la formation peut repousser le ciment fraîchement placé.
- L'existence de formation trop faible pour soutenir la pression hydrostatique de la colonne de fluide requise pour contrôler la pression dans d'autres zones exposées.

Chapitre 4 :

Détermination des phases à pertes sur les différentes zones.

4.1. Introduction :

Lors du forage des puits, les temps et les budgets prévus sont souvent dépassés en raison des complications et imprévus qui surviennent au cours des opérations qui doivent être arrêtées pour remédier à ces différents problèmes. L'un des problèmes les plus fréquents est les pertes de circulation.

Sur le champ de Hassi Messaoud, les pertes de circulation sont parmi les problèmes les plus anciens. Les premiers cas ont été constatés dès le début de l'exploitation du champ en 1958 ou plusieurs puits sur les différentes régions ont enregistré des pertes telles que le puits MD3 au sud du champ ou OMK13 au nord. Malgré son ancienneté et les nombreuses modifications apportées au programme de forage ce problème persiste. De nos jours, les pertes de circulation sont à l'origine de 36% des temps non-productifs enregistrés durant les forages sur le champ de Hassi Messaoud et causent encore d'importants sur coûts lors du forage et de nombreuses complications graves pour l'exploitation du champ tel que l'abandons de certains emplacements de puits suite à l'affaissement de la plateforme, le raccourcissement du drain de quelques puits horizontaux ou l'endommagement de la couche réservoir par les fluides perdus dans la roche.

L'identification des couches à risque dans chaque zone du champ permettraient de prendre les dispositions nécessaires pour éviter plusieurs cas de pertes, et comme il a été précisé précédemment la connaissance des caractéristiques et de l'emplacement des couches à perte permettent aussi d'optimiser les traitements choisis lorsqu'elles surviennent minimisant ainsi leurs gravités et leurs conséquences.

Cette étude vise justement à identifier les phases les plus assujetties aux pertes sur chaque région du champ de Hassi Messaoud et à analyser leurs caractéristiques, les conditions d'occurrence et les traitements utilisés sur chaque zone afin de proposer des dispositions pour les éviter ou une amélioration du traitement lorsqu'elles surviennent. Pour cela, une analyse statistique des cas de perte enregistrés sur le champ de Hassi Messaoud durant ces dix dernières années a été effectuée, celle-ci ayant permis d'identifier les principales phases de perte sur chaque zone et leurs caractéristiques, nous avons pu analyser les cas les plus graves et les plus intéressants.

4.2. Présentation de l'étude :

Cette analyse du problème de pertes de circulations sur le champ de Hassi Messaoud a été subdivisée en deux parties.

La première partie a pour but l'identification des phases présentant le plus grand nombre de pertes et les cas les plus virulents sur chacune des zones du champ. Elle consiste en une analyse statistique de l'historique des pertes enregistré durant les onze dernières années sur le champ de Hassi Messaoud. Durant cette période, un total de 407 puits ont été forés dans les différentes régions du champ de Hassi Messaoud, parmi les

quelles 117 ont enregistré des cas de pertes sur les différentes phases. Afin d'identifier les pertes les plus virulentes une analyse des temps non-productifs engendrés par tous les cas de pertes a été incluse aux statistiques.

Les zones et les phases à perte étant identifiées par la première partie la deuxième partie consiste à exploiter ces conclusions et à étudier les pertes les plus fréquentes et les plus virulentes pour réduire les conséquences de ce problème sur le champ de Hassi Messaoud. Pour cela, une analyse des conditions dans lesquelles ces pertes surviennent habituellement et des procédures de traitement utilisées a été effectuée. Cette analyse est complétée par l'étude de quelques cas particuliers choisis pour leur virulence afin de comprendre les facteurs qui les ont aggravés.

4.3. Détermination des phases à perte sur chaque zone du champ de Hassi Messaoud :

4.3.1. Présentation de l'échantillon :

Afin d'identifier les phases à perte sur chaque région du champ de Hassi Messaoud une analyse statistique des pertes enregistrées durant les onze dernières années et des temps non-productifs engendrés a été effectuée. Le choix de cette période est motivé par les modifications apportées au programme de forage avant cette période qui ont résolu un certain nombre de pertes récurrentes notamment celle liée au forage du trias argileux grasseux avec la même densité que le lias dolomitique qui a été l'un des cas de perte les plus fréquents auparavant.

Durant cette période, un total de 407 puits ont été forés à Hassi Messaoud ce qui représente près de 29% du nombre total de puits de Hassi Messaoud. Ce taux prouve que le rythme de l'exploitation du champ ne ralentit pas malgré son âge. Ces cas de pertes ont engendré 11380 heures de travail non-productif, soit 474 jours ce qui représente le temps nécessaire pour le forage d'une dizaine de puits.

L'ensemble de ces statistiques est représenté dans le tableau 1 suivant qui montre le nombre de puits forés durant la période étudiée sur chacune des zones du champ de Hassi Messaoud ainsi que le nombre de cas de pertes et le total des temps non-productifs engendrés pour chaque phase et sur chaque zone.

ZONE	ré entre	nombre de puits en perte											
		surface		16"		12,25"		8"		6"		TOTAL	
		nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt
MD	117	22	1070,3	1	0,5	7	920,25	3	7,5	5	57	38	2055,5
OMF	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMG	17	4	118,5	0	0	9	937,75	1	1	1	40,5	15	1097,8
OMH	5	2	63,5	0	0	0	0	0	0	0	0	2	63,5
OMI	2	0	0	0	0	0	0	0	0	1	119,5	1	119,5
OMJ	30	7	202,25	1	23,75	6	686,75	0	0	3	900,75	17	1813,5
OMK	53	6	1043,5	2	99	5	943,75	1	827,25	0	0	14	2913,5
OML	36	3	247	0	0	1	33,5	0	0	1	0,5	5	281
OMM	5	3	93,75	0	0	1	201,75	0	0	2	4	6	299,5
OMN	17	0	0	0	0	1	354,25	0	0	0	0	1	354,25
OMO	37	2	204	0	0	0	0	2	23,5	3	32,5	7	260
OMP	31	3	22	0	0	0	0	3	838	0	0	6	860
ONE	1	1	58,5	0	0	0	0	0	0	0	0	1	58,5
ONI	31	12	736,25	2	8	3	7,75	0	0	1	71	18	823
ONM	23	5	345,5	1	33,5	0	0	0	0	0	0	6	379
TOTAL	407	70	4205	7	164,8	33	4085,8	10	1697,3	17	1225,8	137	11379

Tableau 4.1 : Nombre de pertes et de temps non productif enregistré sur le champ de Hassi Messaoud.

4.3.2. Analyse des données :

A. Analyse des pertes sur chaque zone du champ :

Ici, nous voulons dans un premier temps définir les zones les plus exposées aux pertes dans le champ de Hassi Messaoud indépendamment de la phase.

Entant donné que le nombre de puits foré diffère grandement d'une zone à une autre le nombre total de pertes par zone n'est pas représentatif du risque de pertes sur cette zone, c'est pourquoi nous avons introduit une moyenne de cas de pertes par puits foré qui élimine l'effet des différences de nombre de puits foré et est plus significatif du risque de perte sur la zone concerné. Les résultats sont représentés dans le tableau 2 suivant à partir duquel, on a extrait les deux graphes ci dessous :

ZONE	Nbr puits foré	TOTAL					
		nbr total de pertes	% des pertes par zone	nbr de pertes par puits	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas de perte
MD	117	38	27,73	0,32	2056	18,06	54,09
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	15	10,94	0,88	1098	9,64	73,18
OMH	5	2	1,45	0,4	63,5	0,56	31,75
OMI	2	1	0,73	0,5	119,5	1,05	119,5
OMJ	30	17	12,42	0,57	1814	15,94	106,7
OMK	53	14	10,22	0,26	2914	25,60	208,1
OML	36	5	3,65	0,14	281	2,47	56,2
OMM	5	6	4,38	1,2	299,5	2,63	49,92
OMN	17	1	0,73	0,06	354,3	3,11	354,3
OMO	37	7	5,11	0,19	260	2,28	37,14
OMP	31	6	4,38	0,19	860	7,55	143,3
ONE	1	1	0,73	1	58,5	0,51	58,5
ONI	31	18	13,14	0,58	823	7,23	45,72
ONM	23	6	4,38	0,26	379	3,33	63,17
TOTAL	407	137		0,34	11379		83,05

Tableau 4.2 : Statistique des pertes sur le champ de Hassi Messaoud.

➤ Nombre de cas de pertes

Le premier graphe extrait du tableau précédent représente le nombre de cas de pertes ainsi que la moyenne des cas de perte enregistrée par rapport au nombre de puits foré sur chacune des zones du champ.

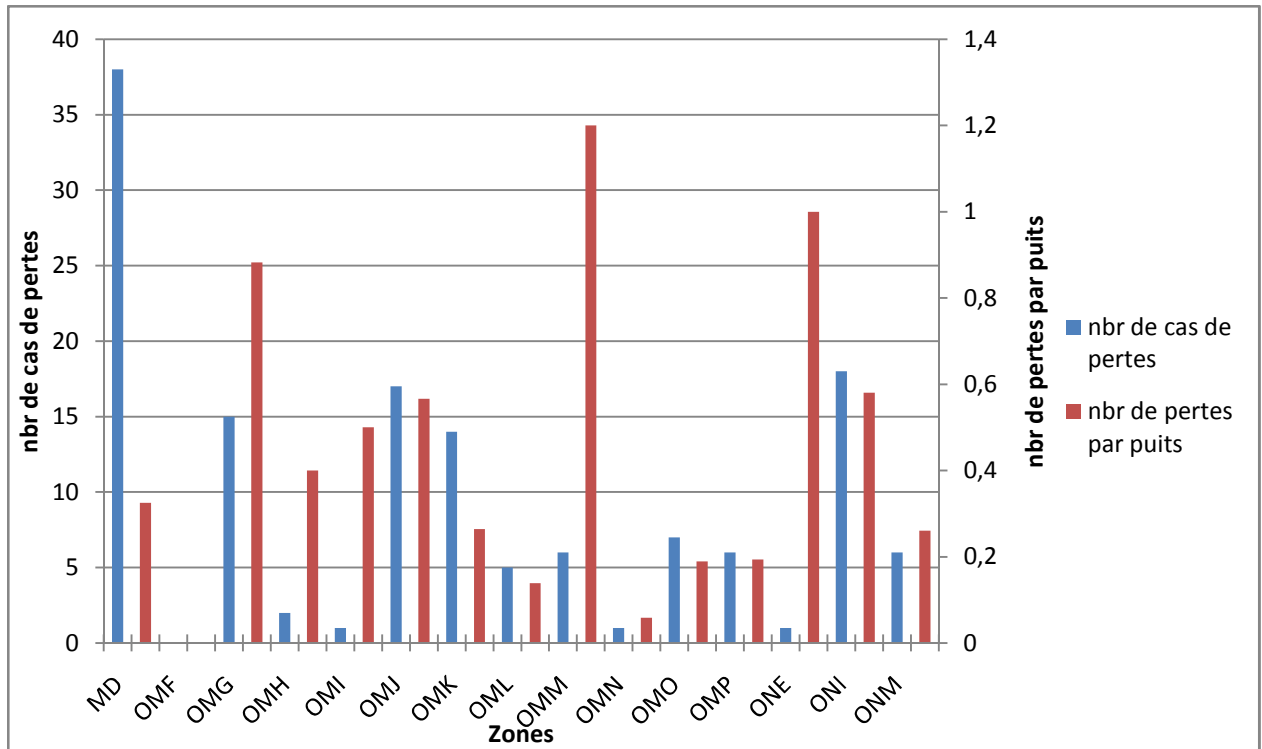


Figure 4.1 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits sur les différentes zones.

Sur ce graphe, on peut voir que la zone des MD est celle qui enregistre le plus grand nombre de pertes avec 38 cas soit près de 28% des cas de perte enregistrés ce qui correspond au pourcentage des puits forés sur cette zone. La deuxième zone en termes de nombre de cas de pertes est la zone ONI qui enregistre 18 cas soit 13% du nombre total de cas de pertes. Trois autres zones ont un nombre de cas de pertes important à savoir la zone OMI, OMG, et OMK qui ont enregistré respectivement 17, 15 et 14 cas de perte.

Pour ce qui est de la moyenne du nombre de cas de perte par puits foré, on remarque que la zone OMM a la moyenne la plus élevée avec 1.2 cas par puits foré, suivis des zones OMG ONI et OMJ avec respectivement 0.88, 0.58 et 0.57. Les zones OMN, OML, OMO et OMP par contre ont les pourcentages les plus faibles avec 0.06, 0.14 et 0.16 bien en dessous de la moyenne du champ qui a titre indicatif est de 0.34. Le nombre de puits foré sur les zones OMF, OMI, et ONE est trop faible pour que la moyenne calculée soit représentative du risque de perte sur ces zones malgré des moyennes relativement élevées.

➤ Temps non productif :

Le deuxième graphe extrait du tableau représente la répartition du temps non-productif sur les différentes zones et les moyennes du temps non-productif par cas de perte enregistré pour chacune des zones.

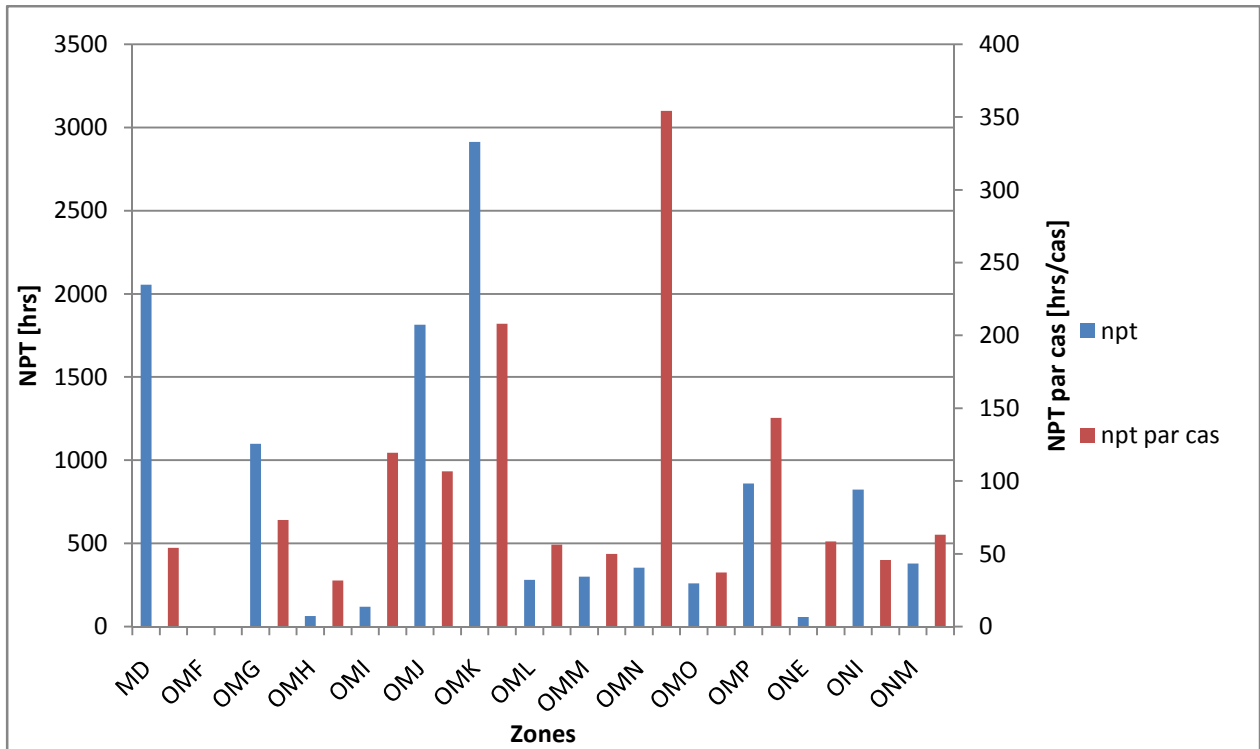


Figure 4.2 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes sur les différentes zones.

On remarque sur ce graphique que les zones OMK, MD, OMJ et OMG ont accumulés le plus de temps non-productif avec respectivement 2913hrs, 2055hrs, 1813hrs et 1097hrs alors que le total des NPT enregistré sur le champ est de 11378hrs, ces quatre zones représente donc plus de 70% des NPT enregistré sur le champ et la zone des OMK à elle seul a enregistré plus de 25% des NPT alors qu'elle ne représente que 13% des puits foré. Les zones ayant causé le moins de temps non-productif par contre son ONE, OMH et OMI avec 58hrs, 63hrs, et 119hrs ce qui représente seulement 2% du total des NPT.

L'analyse de la moyenne du temps non-productif par cas de pertes, quant à elle, montre que les zones OMN, OMK et OMP ont enregistré les pertes les plus importantes avec des moyennes respectivement de 354hrs/cas, 208hrs/cas et 143hrs/cas. Les cas les moins graves ont été observés sur les zones OMH, OMO, ONI et OMM avec respectivement 31hrs/cas, 37hrs/cas, 45hrs/cas et 49hrs/cas

➤ **Conclusions et observations :**

L'analyse de ces données permet d'avoir une indication sur les zones les plus exposées aux pertes de manière générale et les zones ayant eux les pertes les plus importantes ainsi que de déduire une éventuelle relation entre la gravité et le risque de pertes, ainsi, on remarque que :

Les zones les plus exposées sont OMM, OMG, ONI, OMJ et OMH qui ont toutes une moyenne plus élevée que la moyenne du champ.

La zone MD qui a enregistré le plus grand nombre de pertes, mais c'est aussi celle qui compte le plus de puits forés, a une moyenne très proche de la moyenne du champ. Ceci peut s'expliquer par la grande étendue géographique de cette zone qui élimine l'effet des différences entre zone et la rapproche des statistiques globales du champ. Par contre, les zones OMN, OML, OMO, OMP, ONM et OMK ont les moyennes de cas de perte les plus faibles présentant ainsi le risque le moins important.

La moyenne des NPT par cas de perte, quant à elle, donne une idée de la gravité des pertes enregistrées sur la zone en question. En se référant à ce critère les zones ayant eu les pertes les plus graves sont les zones OMN qui a enregistré qu'un seul cas de pertes sur les 17 puits forés, mais qui a engendré un temps non-productif de plus de 350 heures. La seconde zone à avoir les pertes les plus graves est la zone des OMK qui en dépit d'un faible nombre de pertes, elle totalise le temps non-productif le plus important du champ ce qui explique cette moyenne élevée et indique une gravité des pertes accrue.

Les zones OMP, OMJ et OMI elles aussi ont un taux plus élevée que la moyenne du champ qui est de 83hrs/cas. Il est peut-être utile aussi de préciser que quatre des cinq zones exposées aux pertes les plus graves ont un risque de perte relativement faible.

B. Analyse des pertes de chacune des phases séparément :

Bien que l'analyse précédente donne une indication sur les zones les plus exposées aux pertes les grandes différences qui existent entre les phases sur les différentes zones rendent les conclusions inexploitable sur le terrain d'où l'intérêt d'analyser les pertes sur les différentes phases séparément.

i. Pertes en phase de surface :

Il s'agit des pertes enregistrées lors du forage des terrains de surface allant jusque au sénonien aneditique. Elles représentent le plus grand nombre de pertes sur le champ de Hassi Messaoud avec 70 cas de pertes et ont causé à elle seul plus de 4200hrs de temps non-productif. Les statistiques relatives à ces pertes sont résumées dans le tableau 3ci dessous

ZONE	Nbr puits foré	surface					
		Nbr de cas de pertes	% des pertes par zone	% des puits en pertes	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas
MD	117	22	31,43	18,8	1070	25,45	48,65
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	4	5,71	23,5	118,5	2,82	29,63
OMH	5	2	2,86	40	63,5	1,51	31,75
OMI	2	0	0	0	0	0	0
OMJ	30	7	10,00	23,3	202,3	4,81	28,89
OMK	53	6	8,57	11,3	1044	24,82	173,9
OML	36	3	4,29	8,33	247	5,87	82,33
OMM	5	3	4,29	60	93,75	2,23	31,25
OMN	17	0	0	0	0	0	0
OMO	37	2	2,86	5,41	204	4,85	102
OMP	31	3	4,29	9,68	22	0,52	7,333
ONE	1	1	1,43	100	58,5	1,39	58,5
ONI	31	12	17,14	38,7	736,3	17,51	61,35
ONM	23	5	7,14	21,7	345,5	8,22	69,1
TOTAL	407	70		17,2	4205		60,07

Tableau 4.3 : Statistique des pertes en phase de surface.

Tout comme pour les résultats globaux du champ, nous avons voulu déterminer la fréquence des pertes indépendamment du nombre de puits forés, c'est pourquoi ici, nous avons calculé le pourcentage des puits ayant enregistré des pertes. Aussi pour définir les zones ayant eu les pertes les plus graves nous avons calculé le temps non-productif par cas de perte. Ces statistiques sont représentées par les deux graphes suivants.

➤ Nombre de cas de pertes :

Le graphe ci dessous représente la répartition des pertes de surfaces sur les différentes zones ainsi que le pourcentage des puits en pertes pour chacune des zones du champ.

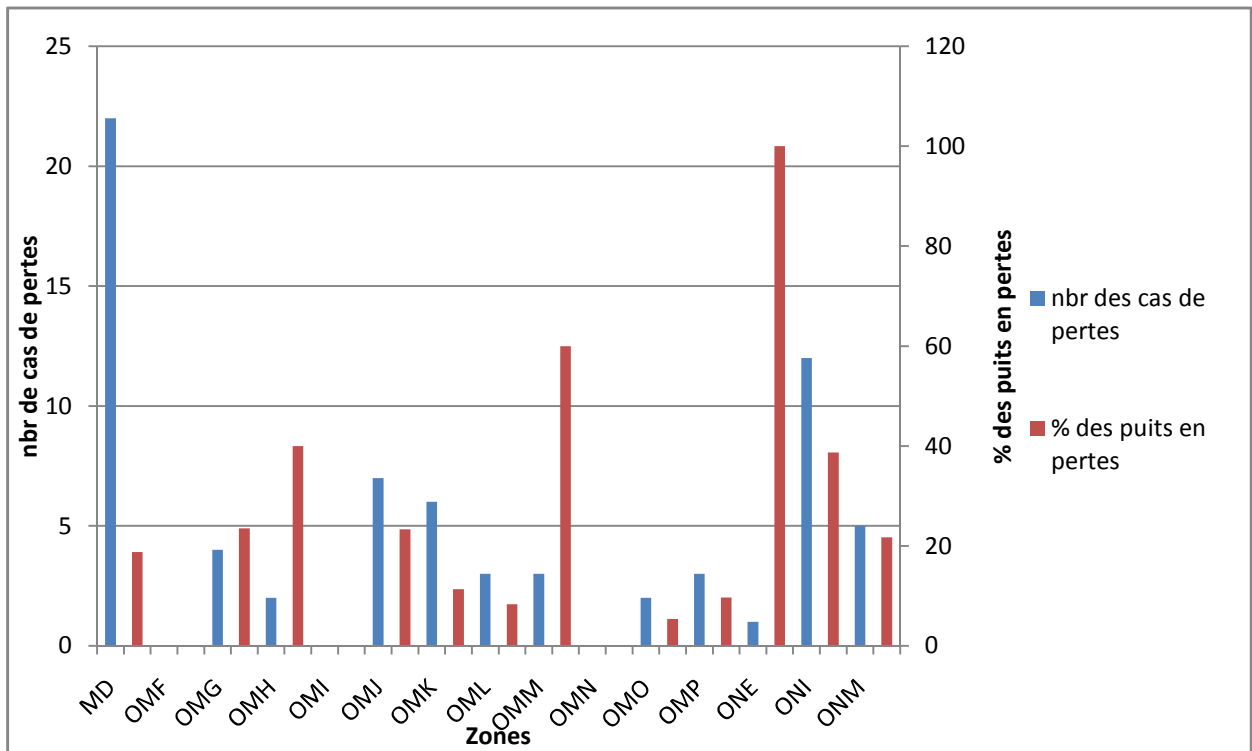


Figure 4.3 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase de surface sur les différentes zones

Il apparaît sur ce graphe que la zone MD et celle qui présente le plus grand nombre de puits en perte dans les terrains de surface avec 22cas soit 31% des pertes enregistrées sur cette phase.

La deuxième zone en termes de nombre de cas de pertes est la zone des ONI avec 12 cas, soit 17% des cas enregistrés. Cette dernière présente aussi le troisième pourcentage des puits en pertes le plus élevé du champ, avec 38% des puits foré dans cette zone qui ont enregistré des pertes sur cette phase.

Les deux zones qui la précèdent sont la zone OMM sur laquelle 60% des puits foré sont tombé en pertes et la zone OMH qui présente un taux de 40%. Trois autres zones ont un taux relativement important qui sont OMG, OMJ et ONM avec respectivement 23.5%, 23%, et 22%.

La zone MD malgré le nombre de puits en perte important le pourcentage n'est que de 19% ce pourcentage est proche de la moyenne du champ qui est de 17%. Ce graphe montre aussi que trois zones n'ont enregistré aucune perte sur cette phase à savoir les zones OMF, OMI, OMN ce qui signifie que le taux de puits en perte par rapport au puits foré est nul, mais en dehors de la zone OMN ce taux n'a que peu de signification en raison du faible nombre de puits forés sur ces deux zones.

➤ Temps non productif :

Ce deuxième graphe représente la réparation des temps non productifs enregistrés lors du forage des phases de surface sur les différentes zones du champ tout comme pour le cas du temps non productif globale la moyenne du temps non-productif enregistré par cas de perte a été incluse à ce graphe.

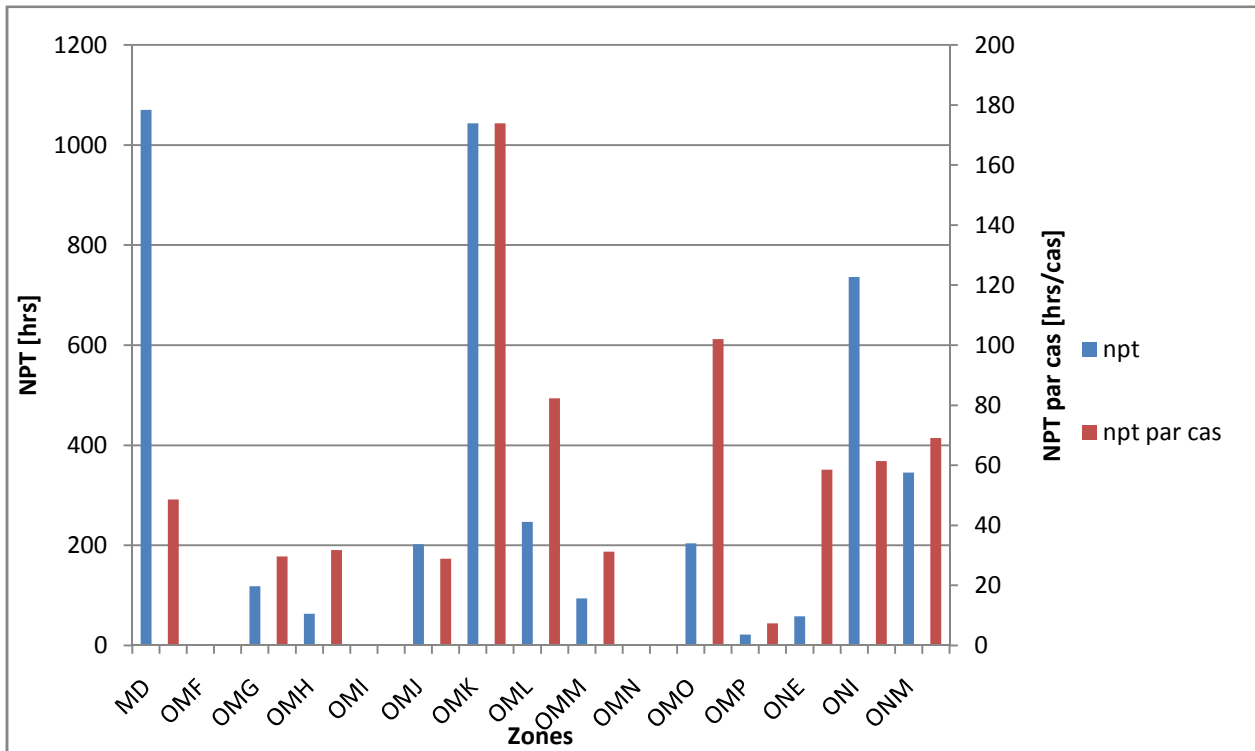


Figure 4.4 : Temps non productif et moyenne des NPT par perte en phase de surface sur les différentes zones

Ici, on remarque que la zone MD OMK et ONI ont enregistré les temps non-productifs les plus importants avec 1070,1040 et 736, respectivement, soit un total de 2850hrs ce qui représente près de 68% du temps non productif total enregistré sur cette phase. Pour ce qui est de la moyenne des npt par cas, on remarque que la moyenne de la zone OMK est de loin la plus importante avec près de 174hrs/cas suivis des zones OMO et OML avec 102 et 82hrs/cas les zones OMP, OMJ et OMG ont enregistré les moyennes les plus faibles.

➤ Conclusions et observations :

La zone OMK enregistre un temps non-productif aussi important que la zone MD malgré une différence importante du nombre de puits forés et des cas de pertes enregistrés d'où une moyenne de temps non-productif par cas la plus importante du champ ceci montre que les pertes de surface sont plus graves au niveau de la zone OMK. Celons ce critère cette zone est suivis des zones OMO OML ONM si on observe toute ces zones, on voit qu'elles ont toute un taux de puits en perte faible, on peut dire que sur ces quatre zones les pertes sont

relativement peu fréquentes, mais lorsque elles surviennent, elles sont souvent complexes.

En observant le nombre de pertes enregistré sur chaque zone et la moyenne des NPT par cas, on remarque que la zone MD enregistre le nombre de cas de pertes le plus important, mais le taux des puits ayant enregistré des pertes est dans la moyenne du champ et le temps moyen de temps non-productif par cas relativement faible, on peut donc conclure que la zone des MD enregistre des pertes de gravité moyenne à faible dans la plupart du temps.

Les zones OMP OMJ et OMG enregistrent un taux de puits en pertes et une moyenne de temps non-productif par cas de perte parmi les plus faibles du champ, on peut donc dire que les pertes sur ces zones sont moins fréquentes et ont une gravité limitée.

ii. Pertes sur la phase 16'' :

Cette phase s'étant habituellement du sabot de la phase 26'', situé dans le sénonien anedritique, jusqu'au dogger lagunaire. C'est l'une des phases les plus longues du puits, mais malgré cela l'historique des pertes montre que c'est la phase qui enregistre le moins de perte sur toutes les zones du champ ces statistiques sont résumées dans le tableau suivant.

ZONE	Nbr puits foré	Phase 16''					
		Nbr de cas de pertes	% des pertes par zone	% des puits en pertes	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas
MD	117	1	14,29	0,85	0,50	0,30	0,50
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	0	0	0	0	0	0
OMH	5	0	0	0	0	0	0
OMI	2	0	0	0	0	0	0
OMJ	30	1	14,29	3,33	23,75	14,42	23,75
OMK	53	2	28,57	3,77	99,00	60,09	49,50
OML	36	0	0	0	0	0	0
OMM	5	0	0	0	0	0	0
OMN	17	0	0	0	0	0	0
OMO	37	0	0	0	0	0	0
OMP	31	0	0	0	0	0	0
ONE	1	0	0	0	0	0	0
ONI	31	2	28,57	6,45	8,00	4,86	4,00
ONM	23	1	14,29	4,35	33,50	20,33	33,50
TOTAL	407	7		1,72	164,75		23,54

Tableau 4.4 : Statistique des pertes en phase 16''.

Le faible nombre des cas de pertes et leur répartition limitée à 5 zones permettent d'analyser les résultats sans avoir recours à un graphe. C'est pourquoi les graphes des répartitions des pertes et des NPT ne sont pas présentés pour cette zone.

Sur le tableau, on voit que seulement 7 cas de pertes ont été enregistrés lors du forage de cette phase sur tout le champ de Hassi Messaoud, c'est-à-dire que seulement 1.7% des puits ont enregistré des pertes. Ces sept cas sont repartis de la manière suivante : deux cas sur la zone OMK deux autres sur la zone ONI et un cas pour chacune des zones MD, OMJ, ONM.

En plus du faible nombre de pertes enregistré leur gravité est relativement limitée avec une moyenne de 23.5hrs de temps non-productif par cas de pertes. Avec une moyenne de NPT par cas plus élevée sur les zones OMK et ONM alors que la moyenne des zone ONI et MD est très faible avec 4hrs/cas et 0.5hrs/cas respectivement.

➤ Conclusions et observations :

La phase du 16" est visiblement très peu exposer au risque de pertes sur le champ de Hassi Messaoud, et la gravité des rares cas enregistrés est faible. Seule la zone OMK enregistre une moyenne de NPT par cas importante, mais le faible risque, avec moins de 4% de puits ayant enregistré des pertes, rend ces dégâts peu importants.

iii. Pertes sur la phase 12^{1/4} :

Cette phase est la plus longue du programme des puits sur le champ de Hassi Messaoud. Elle s'étend du Dogger lagunaire jusqu' au trias G20. Pour les puits horizontaux c'est aussi sur cette phase que la déviation est amorcée.

C'est la deuxième phase en termes de nombre de cas de pertes enregistré avec 33 cas. L'ensemble des statistiques de cette phase est résumé dans le tableau suivant.

ZONE	Nbr puits foré	Phase 12 ^{1/4}					
		Nbr de cas de pertes	% des pertes par zone	% des puits en pertes	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas
MD	117	7	21,21	5,98	920,25	22,52	131,46
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	9	27,27	52,94	937,75	22,95	104,19
OMH	5	0	0	0	0	0	0
OMI	2	0	0	0	0	0	0
OMJ	30	6	18,18	20,00	686,75	16,81	114,46
OMK	53	5	15,15	9,43	943,75	23,10	188,75
OML	36	1	3,03	2,78	33,50	0,82	33,50
OMM	5	1	3,03	20,00	201,75	4,94	201,75
OMN	17	1	3,03	5,88	354,25	8,67	354,25
OMO	37	0	0	0	0	0	0
OMP	31	0	0	0	0	0	0
ONE	1	0	0	0	0	0	0
ONI	31	3	9,09	9,68	7,75	0,19	2,58
ONM	23	0	0	0	0	0	0
TOTAL	407	33		8,11	4085,75		123,81

Tableau 4.5 : Statistique des pertes en phase 12^{1/4}.

Les cas enregistrés ont accumulé un total de 4085.75 heures de temps non-productif reparti sur neuf zones. La répartition des cas de pertes et des NPT et représenté dans les deux graphes suivants.

➤ Nombre de cas de pertes :

Ce premier graphe représente la répartition des cas enregistrés sur les différentes zones et le pourcentage des puits ayant eu des pertes sur la phase 12^{1/4} pour chacune des zones.

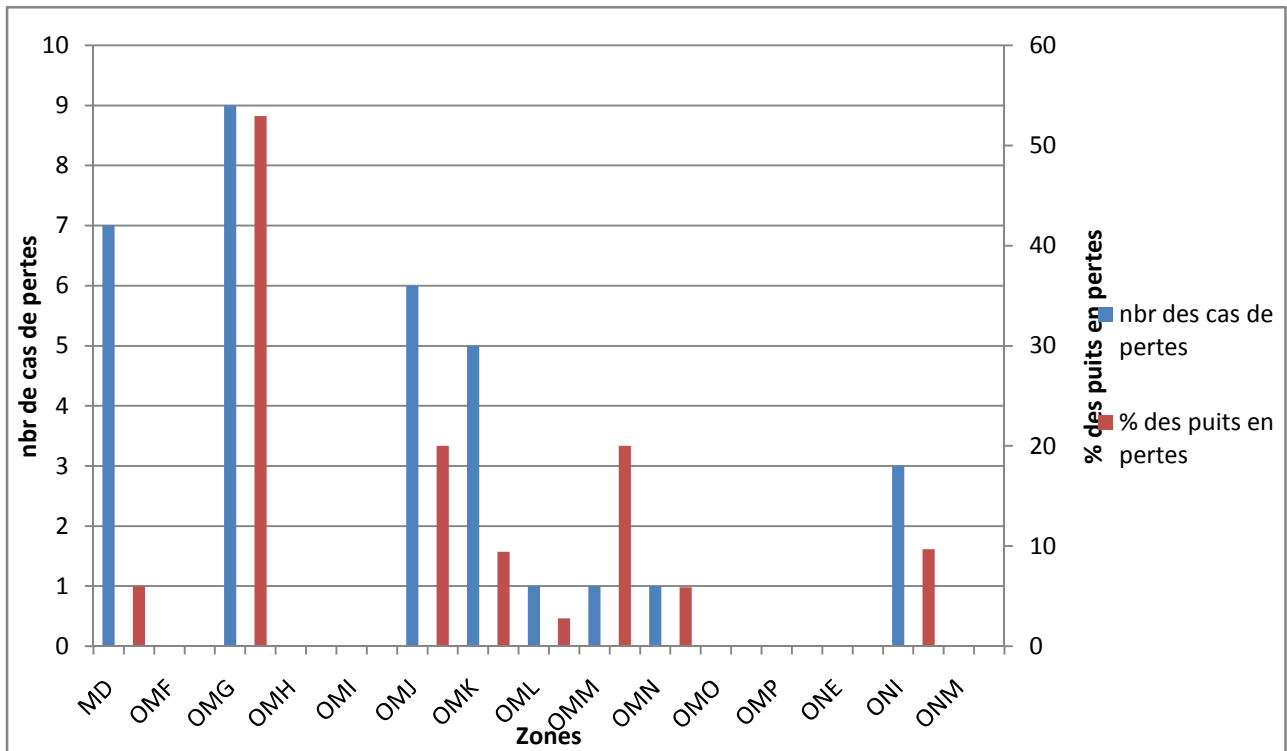


Figure 4.5 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase 12^{1/4} sur les différentes zones.

Ce graphe montre que les zones OMF, OMH, OMI, OMO, OMP, ONE, et ONM n'ont enregistré aucune perte lors du forage de cette phase par contre la zone OMG enregistre le plus grand nombre de cas de pertes avec 9 cas, c'est plus que la zone MD qui enregistre 7 cas de pertes malgré le grand nombre de puits foré en cette zone. Ces deux zones sont suivies des zones OMJ, OMK et ONI qui enregistre respectivement 6, 5 et 3 cas les autres zones ont enregistré qu'un seul cas chacune.

La représentation des pourcentages des puits en pertes pour cette phase montre un taux très élevé sur la zone OMG, qui avec 9 cas de pertes pour 17 puits forés soit un taux de près de 53% des puits en pertes à de loin le taux le plus important du champ. Elle est suivie des zones OMJ et OMM avec 20% pour chacune des deux. Les autres zones du champ ont toutes un taux inférieur à 10%. La zone MD qui en raison du grand nombre de puits foré à un taux de moins de 6% malgré le fait qu'elle ait le deuxième nombre de cas de pertes le plus important.

➤ Temps non productif :

Le deuxième graphe montre la répartition des temps non-productifs sur les différentes zones et la moyenne du temps non-productif par cas de perte pour chacune des zones.

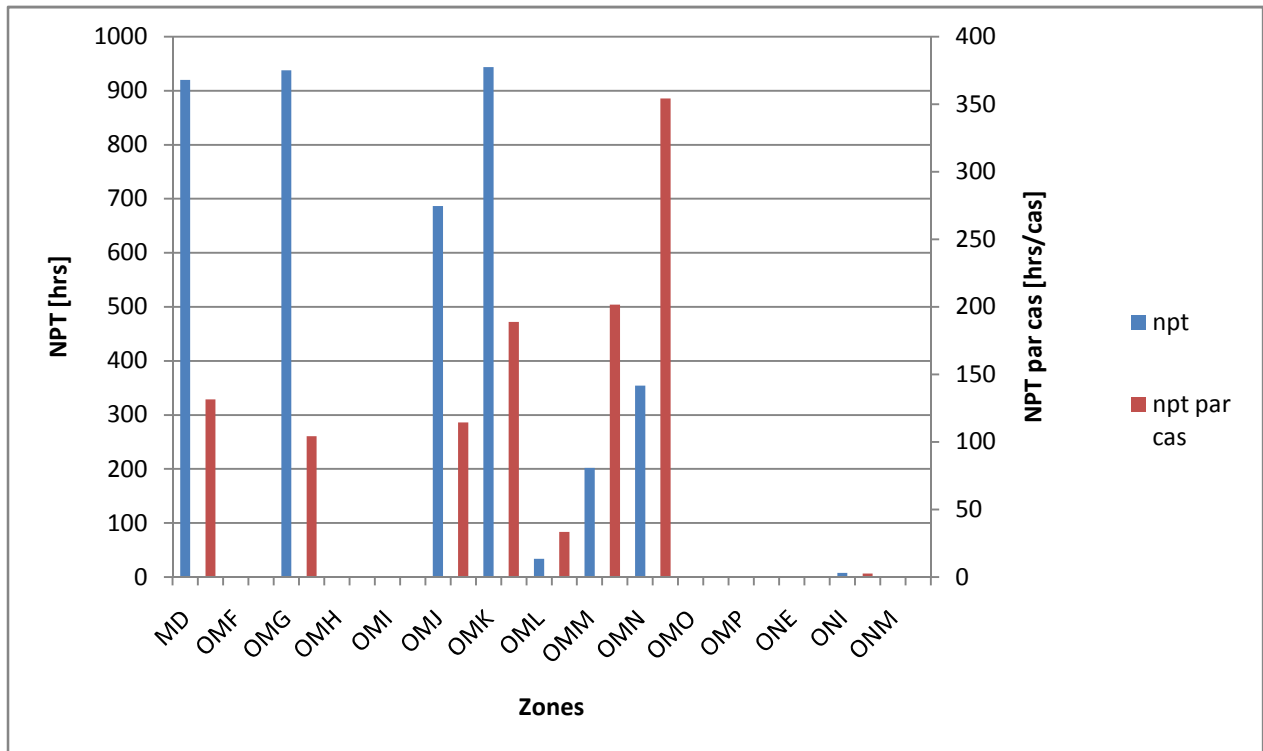


Figure 4.6 : Temps non productif et moyenne des NPT par perte en phase 12^{1/4} sur les différentes zones

Il apparaît sur cette représentation une répartition asymétrique du temps non-productif et ne correspondant pas au nombre de cas de pertes enregistré ainsi. La zone OMK enregistre le temps le plus important avec 943.75heurs suivis de près par les zones OMG avec 937.75heures et MD avec 920.25 heures ces trois zones cumule plus de 68% des NPT enregistré sur le champ. La zone OMJ elle aussi présente un NPT important avec 686.75heures.

Le fait que la distribution des NPT ne correspond pas au nombre de cas de pertes enregistrées, donne des moyennes de NPT par cas de pertes très élevées même sur des zones qui ont enregistré un temps non-productif moins important. Ainsi, la zone OMN enregistre la moyenne la plus importante avec 354hrs/cas suivis de la zone OMM avec 201hrs/cas, mais ces deux zones ayant enregistré qu'un seul cas de perte ces moyennes pourraient être non représentatives de la gravité des pertes sur ces zones. Les zones ayant enregistré les pertes les plus graves en dehors de ces deux-là sont les zones OMK MD et OMG.

➤ Conclusions et observations :

La phase 12^{1/4} est la deuxième phase en termes de nombre de perte et du pourcentage de puits en perte avec plus de 8% et aussi du temps non-productif accumulés avec 4085hrs.

La fréquence des pertes enregistrées sur cette phase varie grandement d'une zone à une autre. Ainsi, nous avons sept zones sans aucune perte enregistrée, mais en même temps, nous observons trois zones ayant un pourcentage de puits en pertes de plus de 20% dont une d'entre elles, la zone OMG, dépassent les 52% des puits forés. Cette variation est aussi observée pour ce qui est de la gravité des cas enregistrés.

On remarque que certaines zones ont une moyenne de NPT par cas de plus de 350hrs alors que d'autres zones sont à moins de 5hrs par cas. Mais les deux cas les plus graves ont été observés sur des zones n'ayant qu'un seul puits en pertes. En dehors de ces deux cas, la zone ayant les pertes les plus graves est la zone OMK.

iv. Pertes en phase 8'' :

C'est l'avant-dernière phase du programme des puits de Hassi Messaoud, elle permet de réduire la densité de la boue pour le forage de l'argileux gréseux G35 initialement responsable d'un grand nombre de pertes sur le champ. Elle vise aussi à entamer le forage du réservoir dans de meilleures conditions et de préparer le forage du drain dans les puits horizontaux. Elle commence à partir du sabot du 12^{1/4} dans le trias jusqu'au cambrien.

Les statistiques des pertes enregistrées sur cette phase sont résumées dans le tableau suivant :

ZONE	Nbr puits foré	Phase 8''					
		Nbr de cas de pertes	% des pertes par zone	% des puits en pertes	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas
MD	117	3	30	2,56	7,50	0,44	2,50
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	1	10	5,88	1,00	0,06	1,00
OMH	5	0	0	0	0	0	0
OMI	2	0	0	0	0	0	0
OMJ	30	0	0	0	0	0	0
OMK	53	1	10	1,89	827,25	48,74	827,25
OML	36	0	0	0	0	0	0
OMM	5	0	0	0	0	0	0
OMN	17	0	0	0	0	0	0
OMO	37	2	20	5,41	23,50	1,38	11,75
OMP	31	3	30	9,68	838,00	49,37	279,33
ONE	1	0	0	0	0	0	0
ONI	31	0	0	0	0	0	0
ONM	23	0	0	0	0	0	0
TOTAL	407	10		2,46	1697,25		169,73

Tableau 4.6 : Statistique des pertes en phase 8''.

On voit que seuls dix cas ont été enregistrés sur l'ensemble du champ, soit moins de 2.5% des puits. Ces dix cas sont repartis sur 5 zones à savoir MD, OMG, OMK, OMO et OMP. Ce faible nombre et cette répartition permet l'analyse des statistiques directement sans l'utilisation de graphes. Le plus grand nombre a été enregistré sur la zone MD et OMP avec 3 cas chacune, mais le pourcentage des puits en pertes n'est que de 2.5% pour la zone MD et 9.6% pour la zone OMP ce qui est le taux le plus élevé. Toutes les autres zones ont un taux ne dépassant pas les 5.5%.

Pour ce qui est du temps non productif ces 10 cas ont accumulés plus de 1697hr soit une moyenne de 169.7hrs/ cas, ce qui est la moyenne la plus élevée du champ.

En observant la répartition de ce temps non productif sur les zones on remarque une importante anomalie ainsi les deux zones OMK et OMP à elle seule totalise 98% des NPT pour seulement 4 cas de pertes. Cette anomalie est encore plus importante sur la zone OMK qui n'enregistre qu'un seul cas qui totalise un temps non productif de 827.25hrs ce qui est la moyenne la plus élevée de tout le champ sur toutes les phases.

Ce cas d'une gravité exceptionnelle n'est visiblement pas représentatif des pertes sur cette phase, car la moyenne de la phase sans prise en compte de ce cas est seulement de 96hrs/ cas soit presque dix fois moins que la moyenne du cas en question. Et c'est le seul cas enregistré sur cette zone qui a une moyenne de seulement 1.8% de puits en perte.

➤ Conclusion et observation :

Cette phase qui a été initialement ajoutée pour réduire justement le nombre de pertes est peu exposée à ces problèmes et n'enregistre que 10 cas ce qui correspond à 2.4% des puits forés.

Hormis le cas enregistré sur la zone OMK, la gravité des pertes sur cette zone est relativement limitée avec une moyenne de 96hrs/cas.

Le cas enregistré sur la zone OMK montre que les pertes sur cette zone peuvent être d'une extrême gravité sous certaines conditions qui devront être déterminées.

v. Pertes en phase 6'' :

C'est la phase de la couche réservoirs sur le champ de Hassi Messaoud. Elle traverse le réservoir cambrien de manière verticale ou horizontale. Sa longueur varie d'une centaine de mètres pour les puits verticaux à près de 1000 mètres

pour les puits horizontaux. Les statistiques des pertes, enregistrées sur cette phase, sont résumées dans le tableau suivant :

ZONE	Nbr puits foré	Phase 6''					
		Nbr de cas de pertes	% des pertes par zone	% des puits en pertes	Total des npt	% des NPT par zone	npt par cas
MD	117	5	29,41	4,27	57,00	4,65	11,40
OMF	2	0	0	0	0	0	0
OMG	17	1	5,88	5,88	40,50	3,30	40,50
OMH	5	0	0	0	0	0	0
OMI	2	1	5,88	50,00	119,50	9,75	119,50
OMJ	30	3	17,65	10,00	900,75	73,49	300,25
OMK	53	0	0	0	0	0	0
OML	36	1	5,88	2,78	0,50	0,04	0,50
OMM	5	2	11,76	40,00	4,00	0,33	2,00
OMN	17	0	0	0	0	0	0
OMO	37	3	17,65	8,11	32,50	2,65	10,83
OMP	31	0	0	0	0	0	0
ONE	1	0	0	0	0	0	0
ONI	31	1	5,88	3,23	71,00	5,79	71,00
ONM	23	0	0	0	0	0	0
TOTAL	407	17		4,18	1225,75		72,10

Tableau 4.7 : Statistique des pertes en phase 6''.

On voit que 17 puits en pertes ont été observés lors du forage de cette phase, ce qui représente 4.18% des puits foré sur tout le champ. Ces pertes totalisent 1225.75hrs de temps non productif donnant une moyenne de 72hrs/cas de pertes. La répartition des cas et des NPT sur les différentes zones sont représentés sur les deux graphes suivants.

➤ Nombre de cas de pertes :

Les 17 cas enregistrés lors du forage de cette zone sont répartis sur 8 zones. Les détails des répartitions et des pourcentages de puits ayant eu des pertes pour chaque zone sont représentées sur ce graphe.

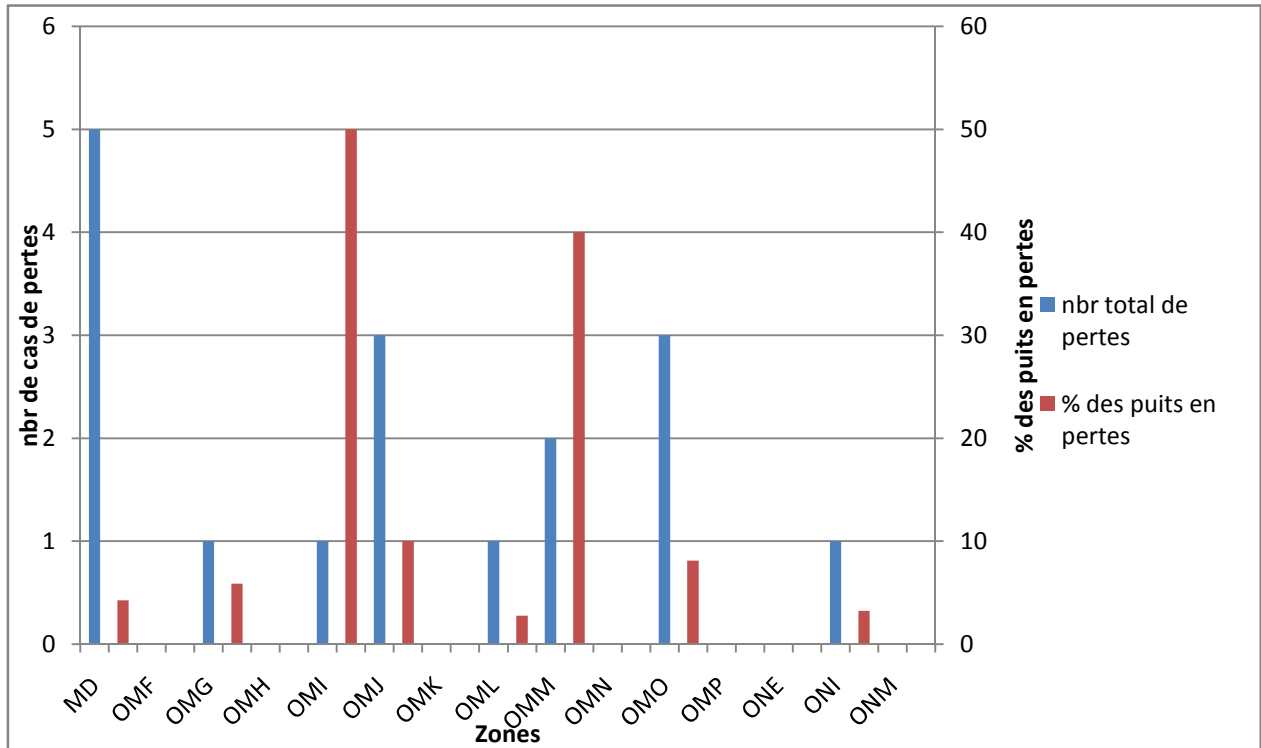


Figure 4.7 : Nombre de pertes et moyenne de pertes par puits en phase 6 " sur les différentes zone.

On remarque que les zones OMF, OMH, OMK, OMN, OMP, ONE et ONM n'ont enregistré aucun cas de pertes. Les zones MD, OMJ et OMO enregistrent les plus grands nombres de pertes avec 5 cas pour la zone MD et 3 cas pour chacune des deux autres zones. Les autres zones ont un cas chacune.

Pour ce qui est du pourcentage des puits en pertes, il est inférieur à 10%, sauf pour les zones OMI et OMM qui enregistre respectivement 50 et 40% des puits en pertes. Les deux zones ont toutes deux un faible nombre de puits foré ainsi la zone OMI n'a que deux puits forés et OMM en compte 5, ce qui explique ce fort taux.

➤ Temps non productif :

La répartition des NPT sur les différentes zones et la moyenne de NPT par cas de perte est résumée dans le graphe ci-dessous

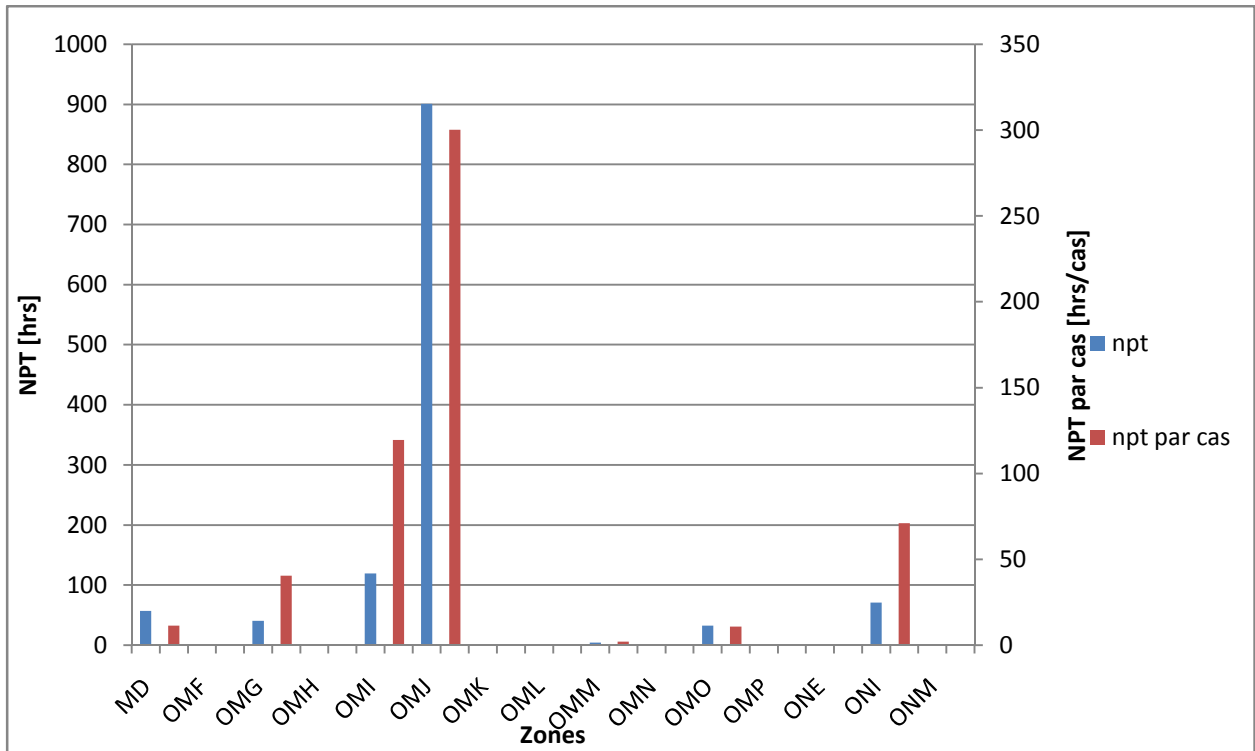


Figure 4.8 : Temps non productif et moyenne des NPT par pertes en phase 6 sur les différentes zones.

Il apparaît sur ce graphe que seule la zone OMJ a un NPT élevé avec un total de 900hrs et une moyenne de 300hrs par cas. La zone OMI a la deuxième moyenne la plus importante avec 119.5hrs/cas. Toutes les autres zones ont une moyenne de NPT par puits en perte inférieur à 70hrs/cas. Avec un minimum de 0.5hrs/ cas pour la zone OML.

➤ Conclusion et observations :

La phase, 6" présentes peu de perte avec seulement 17 cas soit un taux de 4% des puits qui ont enregistré des pertes. Les deux zones ayant un taux élevé comportent peu de puits foré et sont donc peu représentatives sur cette phase.

En plus d'être peu nombreuses ces pertes sont toutes de faible gravité ayant une moyenne de 72hrs/cas sauf pour les pertes de la zone OMJ qui ont une moyenne de 300hrs/cas.

C. Récapitulatif

Afin de pouvoir comparer, le nombre de pertes enregistrées, leur fréquence et leur gravité sur les différentes phases, les données statistiques enregistrées sur l'ensemble du champ ont été rassemblés dans le tableau ci-dessous :

phase	nbr total des puits en pertes	% des puits en perte	Répartition des pertes	NPT	NPT par cas	Répartition des NPT
surface	70	17,20	51,09	4205,00	60,07	36,96
16"	7	1,72	5,11	164,75	23,54	1,45
12,25"	33	8,11	24,09	4085,75	123,81	35,91
8"	10	2,46	7,30	1697,25	169,73	14,92
6"	17	4,18	12,41	1225,75	72,10	10,77
TOTAL	137	33,66		11378,50	83,05	

Tableau 4.8 : Nombre de pertes et temps non productif enregistré sur chacune des couches.

Trois graphes ont été réalisés à partir de ce tableau pour montrer la répartition des pertes sur les différentes phases, la répartition du temps non productif engendré sur chaque phase et un autre pour voir la fréquence et la gravité des pertes de chaque phase.

➤ Répartition des pertes :

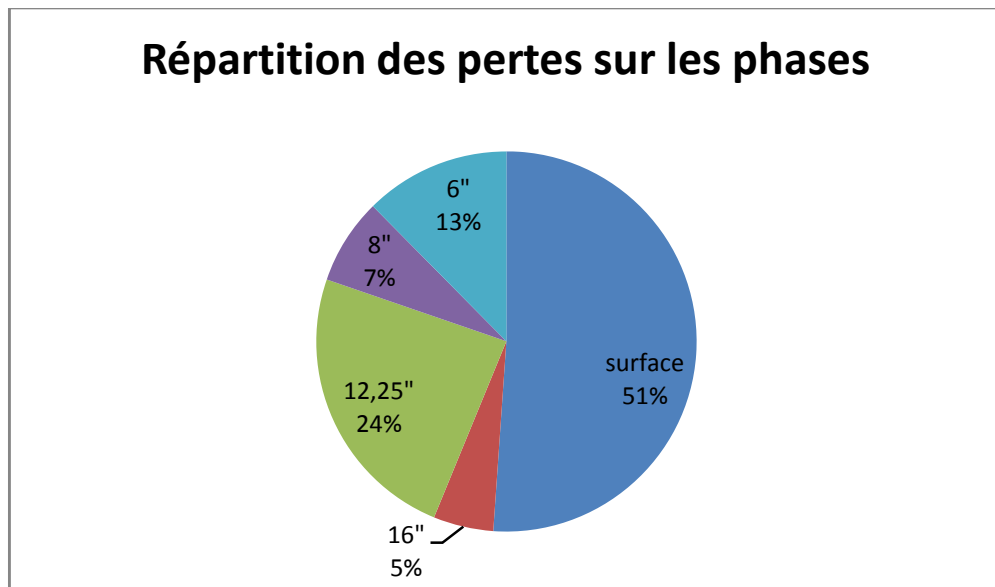


Figure 4.9 : Répartition des pertes sur les phases

Le graphe ci-dessus montre que 51% des cas de pertes ont été enregistrés lors du forage des phases de surfaces la deuxième phase ayant enregistré le plus grand nombre de pertes est la phase 12^{1/4} avec 24% des cas, elle est suivie de la phase 6'' qui enregistre 13% des cas les phases 8'' et 16'', elles ont respectivement enregistré 7% et 5% des cas.

➤ Répartition des NPT :

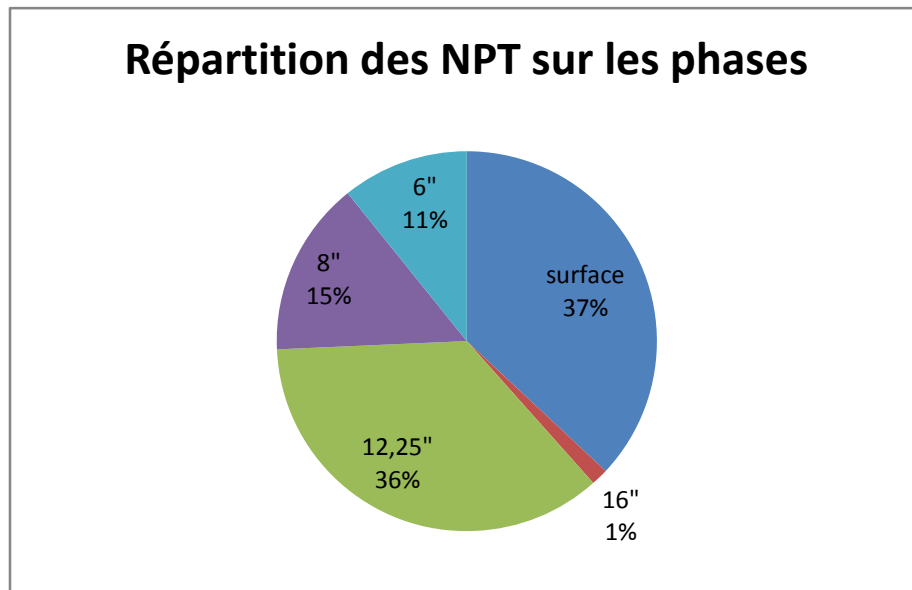


Figure 4.10 : Répartition des NPT sur les phases

L'ordre des phases est exactement le même que pour le nombre de pertes, mais les pourcentages diffèrent ainsi le temps non productif accumulé lors du forage des phases de surface représente 37% du total des NPT. Elle est suivie de près par la phase 12^{1/4} qui enregistre 36% des NPT la phase 8'' enregistre un taux de 15% et la phase 6'' 11%. La phase 16'' ne représente que 1% des NPT.

➤ Fréquence et sévérité des pertes :

Comme pour les cas précédent, nous avons calculé le pourcentage des puits ayant enregistré des pertes pour chaque phase et aussi la moyenne du temps non productif engendré par cas de pertes les résultats sont représentés dans le graphe suivant.

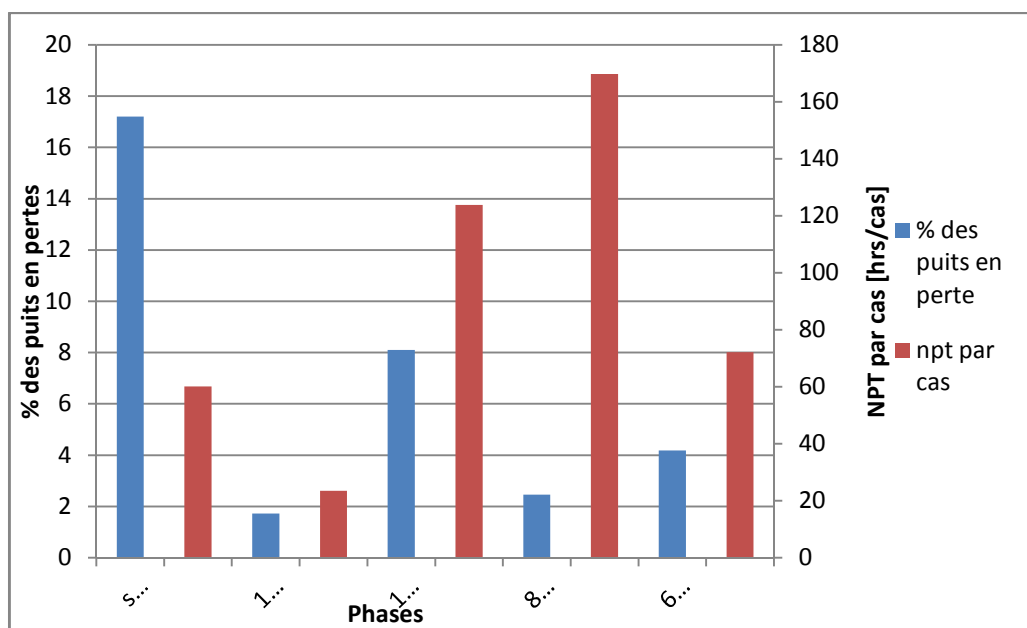


Figure 4.11 : Fréquences des pertes et leur gravité sur les différentes phases.

Ce graphe montre que la phase de surface est la plus exposée aux pertes vue que 17% des puits forés ont connus des pertes lors du forage de cette phase la deuxième phase la plus risquée est la phase 12^{1/4} durant laquelle 8% des puits forés sont tombés en pertes. Les trois autres phases sont moins exposées aux pertes vues que seul 1.5% des puits ont connus des pertes sur la phase 16'' 2.5% sur la phase 8'' et 4% sur la phase 6''.

Pour ce qui est de la gravité des cas enregistrés la phase 8'' enregistre les cas les plus importants avec une moyenne de 169.73hrs de temps non-productif par cas de pertes. La phase 12^{1/4} elle aussi enregistre une moyenne élevée avec 123hrs par cas. La phase 6'' et les phases de surface sont de moindre gravité avec 72 et 60 hrs de pertes par cas la phase 16'' est celle qui enregistre les cas les moins importants avec 23hrs de pertes par cas.

➤ Conclusion :

Les phases de surfaces sont responsables de plus de la moitié des cas de pertes et accumule 37% de la totalité du temps non-productif enregistré et la fréquence des cas est la plus importante de toutes les phases avec 17% mais la gravité des cas est limitée.

La phase du 12^{1/4} accumule le deuxième plus grand nombre de cas avec 24% des cas soit moitié moins que les phases de surface par contre ces deux phases sont très proches pour ce qui est du temps non productif vue qu'elle enregistre 36% des NPT. Cette faible différence s'explique par la gravité des cas de la phase 12^{1/4} plus élevée que sur la phase de surface.

La phase 16'' est la moins exposée aux pertes avec seulement 1.7% des puits qui ont enregistré des pertes sur cette phase. C'est aussi celle qui enregistre les cas les moins graves avec une moyenne de NPT par cas de 23hrs.

La phase 8'' est caractérisé par le taux de NPT par cas le plus élevé de toutes les phases et un pourcentage de puits en pertes faible ainsi les pertes sur cette phase son peu fréquentes, mais peuvent être graves lorsqu'elles surviennent.

4.3.3. Conclusion :

En analysant les résultats de cette première partie, nous pouvons sortir les remarques et conclusions suivantes :

Globalement, la zone OMG est la plus exposée au risque de pertes puisqu'on enregistre une moyenne de 0.88cas de pertes par puits forés. Les deux autres zones les plus exposées sont les zones ONI et OMJ. La moins exposée par contre, est la zone OMN avec 0.06 cas par puits.

Les pertes les plus graves sur le champ de Hassi Messaoud sont enregistrées sur la zone OMK qui a la moyenne de NPT par cas la plus élevée avec 208hrs/cas. Cette différence est particulièrement visible sur les phases de surface ou la zone OMK à une moyenne trois fois supérieure à celle du champ.

Les phases de surface enregistrent près de 51% des pertes enregistrées sur le champ ainsi 17% des puits foré ont eu des pertes en surface. Les zones les plus exposées aux pertes sur cette phase, sont les zones OMM, OMH et ONI. C'est aussi la phase qui accumule le plus de temps non-productif. La gravité des cas enregistrés par contre est relativement limitée et est inférieur à la moyenne du champ.

La phase 16'' est peu exposé aux pertes et les rares cas enregistrés ont pour la plupart engendré un temps non-productif très faible. Ce qui indique que ces pertes sont facilement traitées dans un délai court, c'est pourquoi il est inutile d'analyser cette phase plus en détail.

On remarque que la répartition des NPT est différente de celle du nombre de cas ainsi la phase 12^{1/4} enregistre presque le même taux de NPT que la phase de surface alors qu'elle compte moitié moins de cas de pertes. Ceci s'explique par le taux de gravité plus élevé.

Sur la phase 12^{1/4} la zone OMG est la plus exposée aux pertes et la gravité des pertes est particulièrement élevée sur les zones OMI OMK et OML, il serait utile d'analyser ces cas plus dans le détail lors de la deuxième partie de l'étude.

La moyenne des NPT par cas très élevée observée sur la phase 8'' est principalement due au seul cas enregistré sur la zone OMK sans lequel la moyenne de la phase se réduirait à 93hrs par cas. Ce cas d'une gravité exceptionnelle devrait être étudié dans le détail pour déterminer les conditions principales ayant conduit à un NPT aussi important. Par ailleurs, cette phase n'est pas une phase très exposée aux pertes le taux de puits tombé en perte n'est que de 2% et elle ne représente que 7% du nombre total des pertes.

Chapitre 5 :

Analyse des pertes les plus importantes sur le champ de HMD.

À la lumière des conclusions issues de la première partie, nous allons dans cette deuxième partie effectuer une analyse détaillée des pertes de circulation dans les terrains de surface. Nous allons aussi nous intéresser aux pertes de circulation sur la phase 12^{1/4} en raison du temps non-productif importants accumulés. Enfin, une analyse de quelque cas particulier sera effectuée notamment le cas enregistré lors du forage de la phase 8^{1/2}, sur la zone OMK.

5.1. Etude des pertes de surface sur le champ de Hassi Messaoud :

L'étude des pertes enregistrées durant les dernières années dans la première partie a permis de montrer que les pertes les plus nombreuses et qui ont causé le plus de temps non-productif sont les pertes de surface, c'est pourquoi nous voulons étudier plus en détail ces pertes dans cette partie.

Nous commencerons par une revue des cas de pertes survenus dans cette phase du début de l'exploitation du champ à nos jours pour déterminer les couches et la profondeur à laquelle surviennent les pertes sur chacune des zones. Nous ferons aussi une étude de la variation de la pression de fond dans ces terrains en fonction des différents paramètres de forage et nous déterminerons la pression de perte pour chaque zone et chaque formation.

5.1.1. Historique :

Aujourd'hui dans le champ de Hassi Messaoud, les terrains de surfaces sont habituellement forés en 26" avec une boue bentonitique. Quelques modifications ont été effectuées au fil du temps pour arriver à ce programme actuel pour déterminer l'évolution du problème induite par ces modifications, on a recueilli les statistiques des pertes dans les terrains de surface dès le début de l'exploitation du champ. Ces statistiques sont résumées dans les deux tableaux suivants. Le premier recense les cas enregistrés avant 2002 et le deuxième les cas enregistrés entre 2003 et 2013. Cette séparation permet de montrer l'évolution du problème durant les dernières années et d'éliminer l'influence de problèmes résolus sur l'étude.

a) Statistique des pertes avant 2003 :

Le compte des cas de pertes enregistrées sur chaque zone, en fonction de la formation, est représenté sur le tableau suivant :

zone	puits foré	Mio pliocène		Eocène		Sénonien		Total	
		nbr	%	nbr	%	nbr	%	nbr	%
md	547	96	17,55	60	10,97	58	10,60	214	39,12
OMJ	43	3	6,98	7	16,28	5	11,63	15	34,88
OMK	26	1	3,85	7	26,92	5	19,23	13	50,00
OML	57	4	7,02	4	7,02	6	10,53	14	24,56
OMM	49	12	24,49	7	14,29	6	12,24	25	51,02
OMN	103	22	21,36	2	1,94	9	8,74	33	32,04
OMO	85	7	8,24	6	7,06	5	5,88	18	21,18
OMP	84	12	14,29	4	4,76	8	9,52	24	28,57
ONI	11	6	54,55	1	9,09	1	9,09	8	72,73
ONM	26	10	38,46	5	19,23	1	3,85	16	61,54
TOTAL	1031	173	16,78	103	9,99	104	10,09	380	36,86

Tableau 5. 1 : Pertes de surface enregistrée avant 2003

Sur cette période, un total de 1031 puits ont été forés ces puits ont enregistré 380 cas de pertes, soit 36.86% des puits. Parmi ces pertes 173 ont été enregistrées lors du forage du mio pliocène 103 dans l'éocène et 104 dans le sénonien.

Il apparaît ainsi sur le tableau précédant que la couche la plus exposée aux pertes sur cette phase est le mio pliocène, sur lequel 16.8% des puits ont enregistré des pertes, suivis du sénonien et de l'éocène avec 10% des puits tombés en perte sur chacune des couches

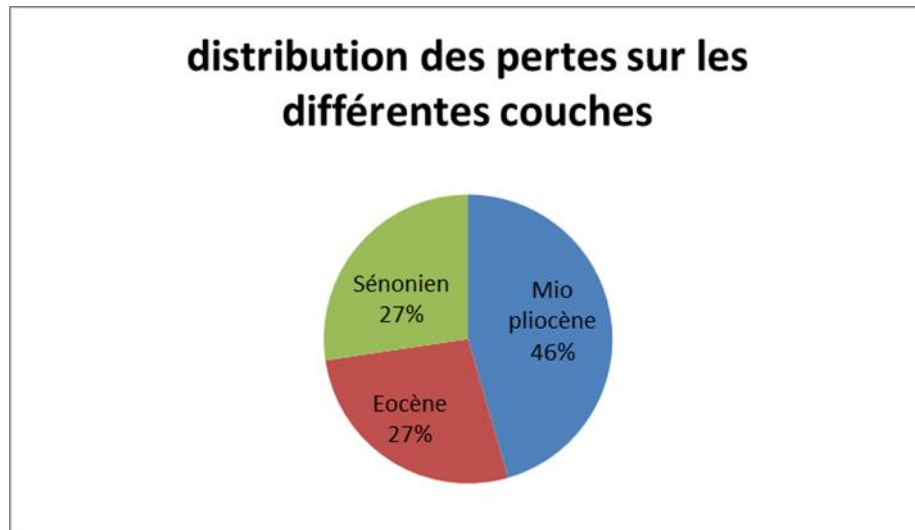


Figure 5. 1 : Répartition des pertes sur les différentes couches

Comme on peut le voir sur ce graphe le mio pliocène est responsable de 46% des cas de pertes sur cette période alors que l'éocène et le sénonien ont enregistré le même taux de pertes à savoir 27% chacune.

À partir du tableau précédent, on a réalisé le graphe représentant le pourcentage des puits tombés en pertes sur les différentes couches pour chacune des zones.

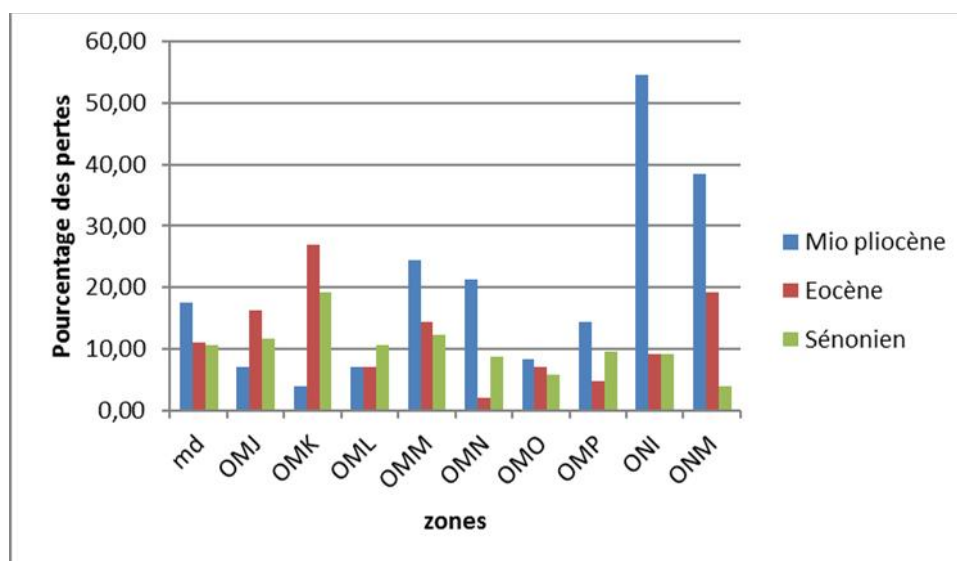


Figure 5. 2 : Pourcentage des pertes de chaque couche pour toutes les zones répertoriées

Ce graphe permet de faire les constatations suivantes :

La zone ONI est la plus exposée aux pertes sur cette période avec 72.7% des puits tombés en pertes dont la majorité sur la couche du mio pliocène. la zone OMN est aussi très exposé avec 61% des puits tombés en pertes avec ici aussi un risque accru sur le mio pliocene.

La zone OMO est par contre la moins exposer aux pertes sur cette période.

La couche du mio pliocène est celle qui représente le plus grand risque de pertes sur les zones OMM, OMN, OMP, ONI et ONM. Elle est aussi la première couche de pertes sur les zones MD et OMO, mais dans une moindre mesure.

Sur les zones OMJ et OMK la couche représentant le plus grand risque de pertes est la couche de l'écène. La zone OMK se caractérise aussi par un faible risque de perte sur le mio pliocène.

Le risque de pertes sur le sénonien carbonaté est le plus élevé sur la zone OMK ou 19% des puits ont connu des pertes sur cette couche. Le sénonien est aussi la couche la plus exposée aux pertes sur la zone OML ou 10% des puits ont eu des pertes au sénoniens.

b) Statistique des pertes entre 2003 et 2013 :

Sur cette période d'autres paramètres ont pu être intégré aux statistiques telles que le temps non-productif engendré le nombre de pertes totales et partielles pour chaque zone et chaque couche ainsi que le nombre de pertes survenues dans la plateforme et sur les trous de services. L'ensemble de ces données est résumé dans le tableau (Tabeleau 5. 2) :

zone	nombre de puits foré	type de pertes	plateforme		Mio pliocène		Eocène		Sénonien carbonaté		total	
			nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt	nbr	npt
MD	117	total			15	988,8	0	0	0	0	15	988,8
		partiel	3	38,5	8	40	2	2,75	0	0	10	42,75
OMG	17	total			0	0	2	83	0	0	2	83
		partiel	0	0	2	4,75	0	0	1	30,75	3	35,5
OMH	5	total			0	0	1	53	0	0	1	53
		partiel	1	10,5	0	0	0	0	0	0	0	0
OMI	2	total			0	0	0	0	0	0	0	0
		partiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMJ	30	total			3	193,3	0	0	0	0	3	193,3
		partiel	1	0,5	3	8,5	0	0	0	0	3	8,5
OMK	53	total			2	95	0	0	5	943,3	7	1038
		partiel	0	0	1	1,5	0	0	1	4,25	2	5,75
OML	36	total			0	0	2	226,3	0	0	2	226,3
		partiel	1	20,8	0	0	0	0	0	0	0	0
OMM	5	total			3	93,75	0	0	0	0	3	93,75
		partiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMN	17	total			0	0	0	0	0	0	0	0
		partiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
OMO	37	total			1	202	0	0	0	0	1	202
		partiel	0	0	1	2	0	0	0	0	1	2
OMP	31	total			1	11,25	0	0	0	0	1	11,25
		partiel	0	0	2	10,75	0	0	0	0	2	10,75
ONE	1	total			0	0	1	58,5	0	0	1	58,5
		partiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ONI	31	total			8	700,3	1	23	0	0	9	723,3
		partiel	1	4	3	9,25	0	0	0	0	3	9,25
ONM	23	total			3	228	2	114	0	0	5	342
		partiel	0	0	1	3,5	0	0	0	0	1	3,5
TOTAL	405	total			36	2512	9	557,8	5	943,3	50	4013
		partiel	7	74,3	21	80,25	2	2,75	2	35	25	118

Tableau 5. 2 : Pertes de surface enregistrée avant 2003

Il apparaît sur ce tableau que durant cette période, sur les 407 puits forés, 82 cas de pertes ont été enregistrés parmi lesquelles 50 pertes totales 25 pertes partielles et 7 pertes au niveau de la plateforme.

Comme on le voit les pertes partielles sont moins nombreuses que les pertes totales ceci est dû au fait que les pertes partielles sont traitées par LCM sans arrêt du forage et ne causent généralement aucun NPT et par conséquent, elles ne sont que rarement répertoriées dans les rapports.

On a aussi enregistré que 7 cas de pertes sur les plateformes qui ont causé 74h de temps non-productif. Ce faible nombre est expliqué par les normes et la procédure strictes de construction des plateformes qui réduisent la possibilité de pertes à leur niveau.

i. Répartition des pertes sur les différentes couches :

Comme la montre, le graphe suivant la couche du mio pliocène est responsable de la majorité des cas de pertes avec 69% des cas, elle est suivie de l'éocène avec 13%. Les pertes sur la plateforme et dans le sénonien carbonaté sont les moins nombreuses avec 9% chacune.

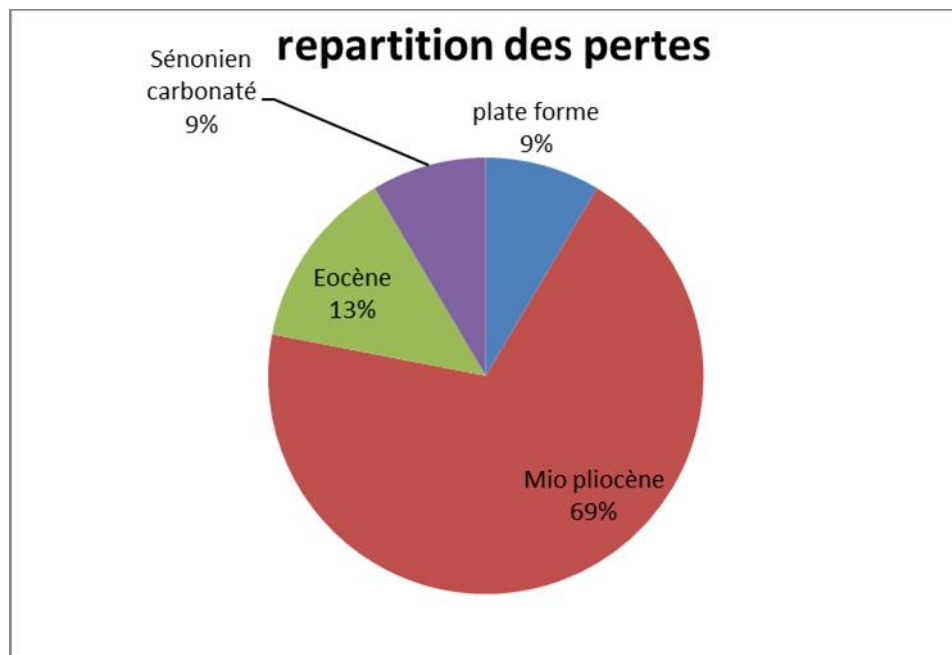


Figure 5. 3 : Répartition des pertes sur les différentes couches

Sur le tableau 2, on peut voir que cette répartition est conservée sur la majorité des zones.

A part les zones OMH OML ONE sur lesquelles, c'est la couche de l'éocène qui enregistre le plus de pertes et la zone OMK où c'est le sénonien qui est la principale couche à perte. Le mio pliocène est la principale couche de pertes sur toutes les autres zones.

ii. Répartition des NPT sur les différentes couches

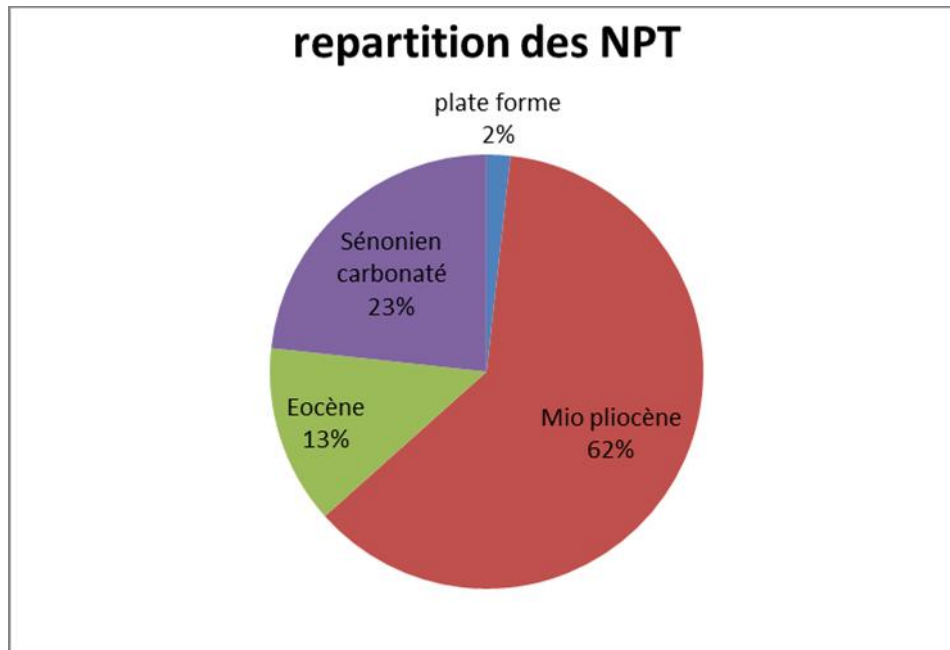


Figure 5. 4 : Répartition des NPT sur les différentes couches

Tout comme pour le nombre de pertes le mio pliocène est la première cause de NPT. Par contre, ici le sénonien carbonaté a une plus grande part de NPT et avoisine les 23%. L'éocène lui a exactement le même taux que pour le nombre de pertes et les pertes sur la plateforme, elles sont les moins importantes avec seulement 2% des NPT.

Sur le tableau 2, on remarque que cette hiérarchie est maintenue pour la majorité des zones et que le mio pliocène est la couche qui cause le plus de temps non-productif sur presque tout le champ. Les zones OMG, OMH, OML et ONE font exception et enregistrent le plus de NPT sur la couche de l'éocène. La zone OMK, quant à elle, enregistre plus de 90% des NPT sur la couche du sénonien carbonaté.

En comparant la répartition du nombre de pertes et celle des NPT il apparaît que les pourcentages des NPT enregistrés sur le sénoniens sont plus élevés que les pourcentages de perte sur cette même couche ce qui montre une gravité plus élevée des pertes sur cette couche. Le pourcentage des NPT enregistrés sur l'éocène correspond au pourcentage de perte de la même couche.

iii. Risque de pertes sur les différentes couches pour chacune des zones :

Pour connaître le risque de pertes sur les différentes couches sur les zones, on a réalisé le graphe 5 ci-dessous représentant le pourcentage de puits ayant connue des cas de pertes sur les différentes couches pour toutes les zones.

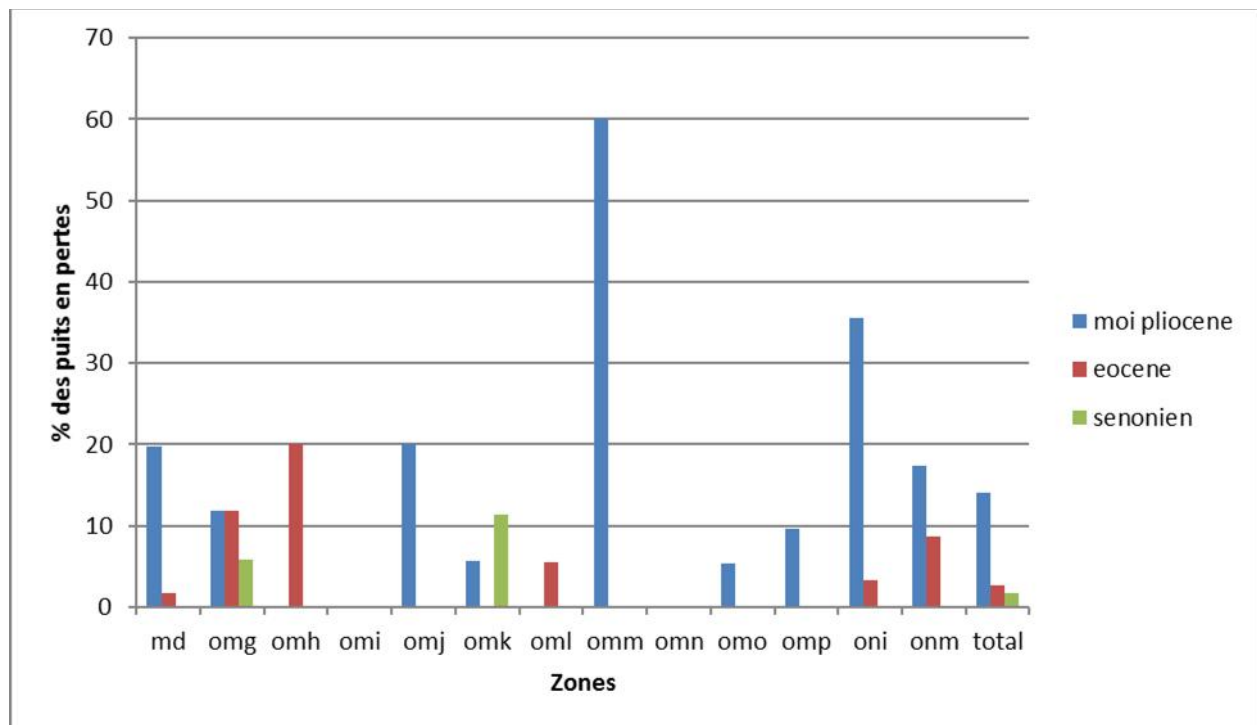


Figure 5.5 : Pourcentage de puits ayant connue des pertes

Sur ce graphe, il apparaît que globalement, 20% des puits foré sont tombés en pertes. La couche la plus exposée est le mio pliocène ou 14% des puits ont connue des pertes sur l'éocène ce taux chute à moins de 3% et sur le sénonien c'est seulement 1.8% des puits. Le mio pliocène la couche la plus exposée aux pertes sur la majorité des zones sauf sur les zones OMH et OMK.

La couche du sénonien enregistre un risque de pertes uniquement sur la zone OMK ou 11% puits sont tombés en pertes, c'est d'ailleurs la principale couche de pertes sur cette zone.

On remarque aussi que les zones ayant plus haut taux de pertes sont les zones OMM avec 60% des puits tombés en pertes et ONI avec 40% des puits en pertes dont la majorité sont sur le mio pliocène ou 35% des puits sont tombés en pertes sur cette couche.

iv. Sévérité des pertes de chaque couche sur les différentes zones :

Ici, on remarque que les pertes les plus sévères sont celles enregistrées sur le sénonien avec une moyenne de 158hrs de temps non-productif par cas les moins sévères sont celles enregistrées sur le mio pliocène qui ont une moyenne de 45hrs/cas.

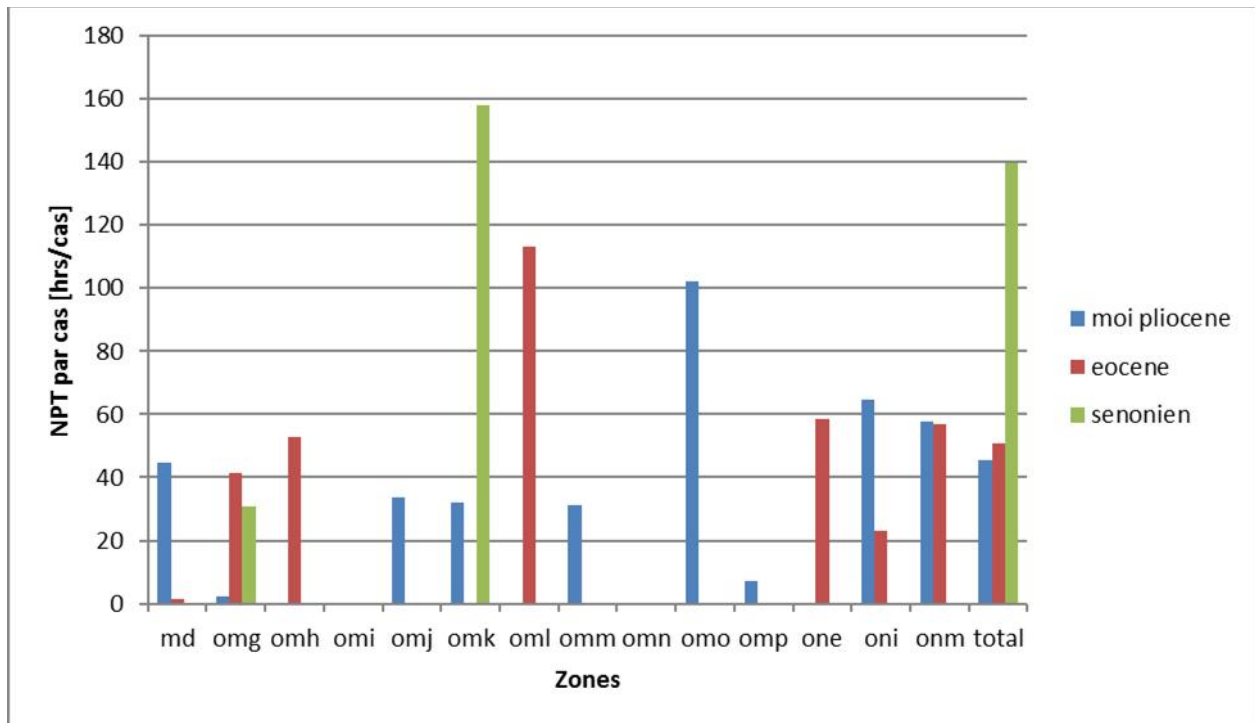


Figure 5. 6 : Sévérité des pertes de chaque couche sur les différentes zones.

Sur les zones où différentes couches sont mises en cause, ce classement de gravité est valable sur toutes les zones sauf ONI et OMN où le mio pliocène a une gravité plus élevée que les autres couches.

On remarque aussi que les pertes les moins sévères ont principalement été enregistrées sur des zones où les pertes sont pour la plupart partielles, alors que les pertes les plus sévères sont localisées sur des zones où les pertes sont totales.

c) Historique des conséquences de pertes et des traitements utilisés :

Comme il a été précisé lors de la partie théorique les pertes engendrent plusieurs complications et leur traitement peut être complexe et long. Ici, on a répertorié tous les coincements, changement de programme et la procédure de traitement utilisés lors des pertes de surface durant la période allant de 2003 à 2013. Même si la gravité des conséquences et la complexité des traitements sont directement proportionnelles au temps non productif engendré qui a été analysé dans le détail précédemment la connaissance des événements ayant engendré ces NPT permettrait de les limiter et d'améliorer les traitements utilisés.

Lors de la récolte des informations, on a constaté que seules les pertes totales ont engendré des complications et ont nécessité un traitement prolongé par bouchons de ciments les pertes partielles ont toutes été traitées par injection de LCM et n'ont causé que des arrêts brefs sans complication notable, comme le prouve la moyenne de temps non-productif par cas de 4.72hrs/cas observé précédemment, c'est pourquoi seules les pertes totales seront prises en compte dans cette partie.

L'ensemble des informations récoltées est résumé dans le tableau 3 ci-dessous.

couche	nbr de puits	miopliocene					eocene					senonien carbonaté				
		nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elarg 36"	nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elarg 36"	nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elarg 36"
MD	117	15	45	1150	7	3										
OMF	2															
OMG	17						2	3	90	0	1					
OMH	5						1	2	40	0	0					
OMI	2															
OMJ	30	3	7	170	1	2										
OMK	53	2	2	54	0	0						5	24	633	3	2
OML	36						2	4	87	2	1					
OMM	5	3	4	97	0	0										
OMN	17															
OMO	37	1	11	227	1	0										
OMP	31	1	1	15	0	0										
ONE	1						1	2	30	0	0					
ONI	31	8	33	830	3	2	1	1	30	0	0					
ONM	23	3	14	494	3	0	2	2	71	0	0					
TOTAL	407	36	117	3037	15	7	9	14	348	2	2	5	24	633	3	2

Tableau 5. 3 : Conséquences des pertes et des traitements utilisés

Il apparaît de ces données que les 50 cas de perte totale ont nécessité 155 bouchons de ciment totalisant un volume de plus de 4000 m³ pour leurs traitements. La quasi-totalité de ces bouchons a été posée au fond et ont été précédés d'un bouchon LCM. Les pertes ont aussi causé des coincements sur 20 puits parmi lesquels 6 ont abouti à des sid track et dans un cas, on a eu recours au repêchage par tube de surforage. Aussi, on a eu recours au forage en perte à 4 reprises et 11 puits ont eu un changement de programme et ont été élargi en 36".

Pour mieux exploiter ces données, on a analysé séparément les différentes couches. On a ainsi calculé sur chacune des couches et pour les différentes zones : le nombre de bouchons de ciment par pertes et le volume moyens des bouchons pour évaluer la complexité du colmatage, le nombre de coincement par pertes pour estimer le risque de coincement et le nombre d'élargissements par perte.

- Mio pliocène : les statistiques de cette couche sont résumées dans le tableau 4 ci-dessous.

couche		miopliocene								
zone	nbr de puits	nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elar 36"	nbr BC/pe/bc	vol /bc	coin /pert	elar /pert
MD	117	15	45	1150	7	3	3	25,56	0,467	0,2
OMF	2									
OMG	17									
OMH	5									
OMI	2									
OMJ	30	3	7	170	1	2	2,333	24,29	0,333	0,667
OMK	53	2	2	54	0	0	1	27	0	0
OML	36									
OMM	5	3	4	97	0	0	1,333	24,25	0	0
OMN	17									
OMO	37	1	11	227	1	0	11	20,64	1	0
OMP	31	1	1	15	0	0	1	15	0	0
ONE	1									
ONI	31	8	33	830	3	2	4,125	25,15	0,375	0,25
ONM	23	3	14	494	3	0	4,667	35,29	1	0
TOTAL	407	36	117	3037	15	7	3,25	25,96	0,417	0,194

Tableau 5. 4 : Conséquences de pertes et des traitements utilisés sur le mio pliocène.

Les 36 cas de pertes totales enregistrés sur cette couche ont nécessité 117 bouchons de ciment totalisant un volume de 3037 m³ pour leur traitement, soit une moyenne de 3.25 bouchons de ciment par pertes et un volume moyens de 25.96m³ par bouchon. Parmi ces pertes 15 ont causé des coincements, soit 41.7% d'entre elles et 7 des puits tombés en pertes ont dû être élargis.

Parmi les zones ayant enregistré des pertes sur cette couche les zones ONI et ONM ont les pertes les plus difficiles à colmaté avec en moyenne plus de 4 bouchons de ciment par perte et un volume de ciment de plus de 100m³ de ciment utilisé par pertes.

Le risque de coincement est particulièrement élevé sur les zones ONM, ou 100% des pertes ont causé des coincements, et MD sur laquelle 46.7% des cas ont connu un coincement. Les zones ONI et OMJ sont aussi exposées à ce risque avec respectivement 37% et 33% des pertes qui ont abouti à des coincements. Parmi les cas de coincement 4 ce sont terminé par back off et sid track deux sur la zone MD un sur la zone OMJ et l'autre sur la zone OMI. Les élargissements, quant à eux, ont été plus fréquemment utilisé sur la zone OMJ sur 66% des pertes et sur les zones ONI et MD sur 25% et 20% des pertes respectivement.

- Éocène : neuf cas de pertes totales ont été enregistrés sur cette couche et leurs conséquences sont représentées dans le tableau suivant.

couche		eocene								
zone	nbr de puits	nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elar 36"	nbr BC/pe/bc	vol /bc	coin /pert	elar /pert
MD	117									
OMF	2									
OMG	17	2	3	90	0	1	1,5	30	0	0,5
OMH	5	1	2	40	0	0	2	20	0	0
OMI	2									
OMJ	30									
OMK	53									
OML	36	2	4	87	2	1	2	21,75	1	0,5
OMM	5									
OMN	17									
OMO	37									
OMP	31									
ONE	1	1	2	30	0	0	2	15	0	0
ONI	31	1	1	30	0	0	1	30	0	0
ONM	23	2	2	71	0	0	1	35,5	0	0
TOTAL	407	9	14	348	2	2	1,556	24,86	0,222	0,222

Tableau 5. 5 : Conséquences des pertes et des traitements utilisés sur l'éocène.

Le traitement des 9 pertes survenu sur cette couche à nécessités 14 bouchons de ciment d'un volume total de 348 m³ soit une moyenne de 1.5 bouchon par pertes et un volume moyens de 25m³. Ces pertes ont causé deux coincements, soit dans 22 % des cas et deux élargissements ont été réalisés.

On remarque tous les cas de coincement de cette couche ont été enregistrés sur la zone OML qui a connu deux cas de pertes ce qui signifie que toutes les pertes de cette zone ont causé un coincement. L'un de ces coincements a aboutie à un sid track et un puits a dû être élargi sur cette zone. Le deuxième élargissement, effectué sur cette couche, a été fait sur la zone OMG sans qu'il ait un coincement préalable.

- Sénonien carbonaté : cette couche a connu 5 cas de perte totale et elles ont toutes été enregistrées sur la zone OMK.

couche		senonien carbonaté								
zone	nbr de puits	nbr perte	nbr BC	vol BC	nbr coinc	elar 36"	nbr BC/pe/bc	vol /bc	coin /pert	elar /pert
OMK	53	5	24	633	3	2	4,8	26,38	0,6	0,4
TOTAL		5	24	633	3	2	4,8	26,38	0,6	0,4

Tableau 5. 6 : Conséquences des pertes et des traitements utilisés sur le sénonien carbonaté.

Le traitement de ces pertes a nécessité 24 bouchons de ciment pour un volume total de 633 m³ ce qui donne une moyenne de 4.8 bouchon de ciment par pertes et un volume moyen de 26 m³ par bouchon de ciment.

60 % des pertes de cette couche ont causé des coincements parmi lesquels 2 coincements ont abouti à un sid track. Des élargissements ont été effectués sur 2 des puits en pertes soit 40% des cas enregistrés.

On a aussi calculé la moyenne du nombre de bouchons de ciment ayant été utilisé pour traitement des pertes sur chacune des couches il en sort que les pertes du sénonien carbonaté sont celle qui ont nécessités le plus de bouchon avec 4.8 bouchons de ciment par perte suivis du mio pliocène avec 3.25 bouchons par perte et en fin l'éocène qui a seulement 1.5. Ceci explique la distribution des NPT, observé précédemment. Le volume des bouchons est presque le même pour les différentes couches avec une légère augmentation pour le sénonien et une baisse pour l'éocène.

La distribution des coincements montre que le sénonien est la couche la plus exposée à ce risque avec 60% des pertes qui ont conduit à un coincement. Sur le mio pliocène 42% des pertes ont conduit à un coincement sur l'éocène, c'est 22%. Pour la distribution sur les zones, les variations sont faibles et correspondent presque à la moyenne de la couche concernée.

d) Conclusion

Il ressort de ces statistiques les conclusions suivantes :

La couche du mio pliocène a toujours été celle qui enregistre le plus de pertes et accumule la plus grande partie des NPT sur la majorité des zones du champ. Durant la période allant de 2003 à 2013 elle totalise 69% des pertes et 62% des NPT.

C'est aussi la couche du mio pliocène qui est la plus exposée aux problèmes de pertes sur cette période avec 14% des puits foré qui sont tombés en pertes sur cette couche. Ces pertes peuvent être particulièrement complexes comme c'est le cas sur les zones ONM et ONI ou le traitement des pertes a nécessité en moyenne plus de 4 bouchons de ciment par pertes et ont engendré des coincements dans plus de la moitié des cas. Globalement, les pertes de cette couche nécessitent en moyenne 3.2 BC/pertes et engendrent des coincements dans 42% des cas.

Sur les dix dernières années le sénonien ne représente que 9% des cas de pertes et n'est exposé aux pertes que sur la zone OMK ou 12% des puits ont enregistré des pertes sur cette couche et 67% des pertes de la zone y ont été enregistrées. Ces pertes se caractérisent par une grande complexité de traitement et d'importantes complications et ont la moyenne de NPT par cas la plus élevée du champ, ainsi, elles nécessitent plus de 5 bouchons de ciment par cas pour leur traitement et causent des

coincements dans 60% des cas dont la majorité aboutit à des sid track. Ceci explique le temps non-productif important enregistré et qui a été signalé lors de la première partie de l'étude sur la zone OMK dont la majeure partie des pertes enregistrées l'ont été dans le sénonien carbonaté.

Les pertes de l'éocène représentent 13% des pertes de la phase, bien que plus nombreuse que celle du sénonien, les NPT qu'elles engendrent sont moins importants en raison d'une complexité moindre. En général, elle ne nécessite qu'un seul bouchon de ciment par cas et cause des coincements dans 22% des cas.

Les pertes partielles engendrent que peu de temps non-productif et sont rarement répertoriées dans l'historique, elles sont toujours traitées par LCM avec succès la couche où elles sont les plus fréquentes est le mio pliocène.

En comparant les résultats de la période avant 2003 et celle qui suivit, on remarque un changement de la répartition des pertes sur les différentes couches ainsi après 2003 la part des pertes dues au mio pliocène a augmenté passant de 45% à 69%. Aussi la part des pertes enregistrées dans le sénonien carbonaté a diminué de 27% à 9% par contre la dominance des pertes sur certaine zone se confirme tel que la zone ONI où la majorité des pertes sont enregistrées sur le mio pliocène et la zone OMK où les pertes sont principalement sur le sénonien.

La deuxième remarque que l'on peut faire, en comparant les deux périodes, est que le nombre de pertes par rapport au nombre de puits foré a considérablement baissé ainsi : avant 2003, il était de plus de 37% et est passé sur la période 2003-2013 à 20%. Cette tendance est vérifiée sur toutes les zones du champ et pour toutes les couches ainsi sur le mio pliocène le pourcentage des puits en pertes passe de 17% à 14% l'éocène passe de 10% à 2% le sénonien passe de 10% à 1.7%.

Les baisses enregistrées montrent les évolutions considérables faites sur ce problème. Les pertes du mio pliocène sont celle qui persiste le plus sur le champ. Les pertes de l'éocène, on disparaît de la majorité des zones et ne persiste à un taux notable que sur les zones OMG OMH et ONM. Pour le sénonien seule la zone OMK qui était la plus exposée aux pertes avant 2003 enregistre encore des pertes sur les dernières années de 11% des puits foré tombé en pertes.

5.1.2. Analyse des conditions de forage lors de la survenue de la perte :

Dans cette partie, nous voulons déterminer les conditions de forage ayant conduit aux pertes pour cela nous avons rassemblé les rapports journaliers de forage d'un maximum de puits ayant eu des pertes et tous les paramètres de forage pouvant influencer la pression de fond ont été relevés.

Parmi les 70 puits ayant connu des pertes durant la période qui s'étend de 2003 à 2013, nous avons pu obtenir les rapports journaliers de 50 d'entre eux. Ces rapports ont été analysés en détail et on a rassemblé tous les paramètres liés aux pertes. Ce qui comprend la rhéologie de la boue les paramètres de forage, la profondeur exacte et la vitesse d'avancement. Les données ainsi récoltées ont été traitées avec le logiciel Hydraulig développé par MI-Swaco pour calculer la pression de fond.

a) Détermination des densités de fracturation :

À partir des données récoltées, nous avons réalisé les graphes représentant la variation de la pression de pertes en fonction de la profondeur pour toutes les couches ayant connu des pertes sur les puits analysés. Ces graphes ont permis de déterminer la densité équivalente de fracturation moyenne de la phase et des différentes formations.

i. Variation de la pression de fracturation moyenne de la phase :

Ici, nous voulons dans un premier temps déterminer une densité de fracturation moyenne pour toute la phase. Cette densité pourrait servir de limite maximale à la valeur de la densité équivalente lors de toutes les opérations de forage de la phase. Pour cela, tous les puits disponibles ont été utilisés pour la réalisation du graphe Figure 5.7.

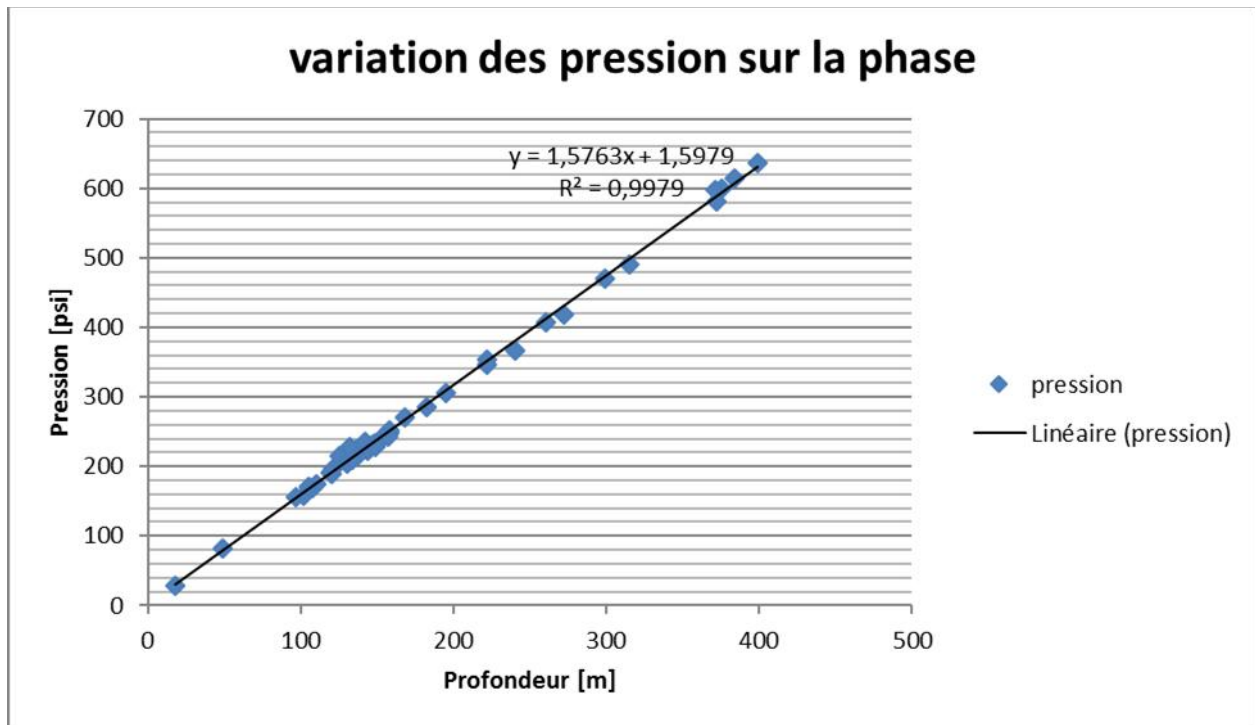


Figure 5.7 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur.

Ce graphe apparaît sous forme d'une droite dont l'équation a été calculée par Excel avec la méthode des moindres carrés :

$$P = 1.5763 Z + 1.5979 \quad (5.1)$$

Ou : P est la pression de fond en psi

Z est profondeur en mètres

À partir de cette équation et par extrapolation avec l'équation de calcul de la pression de fond (**Garcia et Parigot, 1968**)

$$P = \frac{d}{10.2} * Z \quad (5.2)$$

Ou : P est la pression de fond en Bars

Z est la profondeur en mètres

d est la densité du fluide

Après uniformisation des unités, on pourrait déduire la densité de fracturation des formations traversées.

$$\frac{d}{10.2} \times 14.504 = 1.5763 \quad (5.3)$$

Après calcul, cette densité est de 1,11.

ii. Variation de la pression de fracturation moyenne des formations :

Cette même démarche a été suivie pour chacune des formations séparément : le mio pliocène, l'éocène et le sénoniens. Les trois graphes 8,9 et 10 de ces couches sont représentés ci-dessous

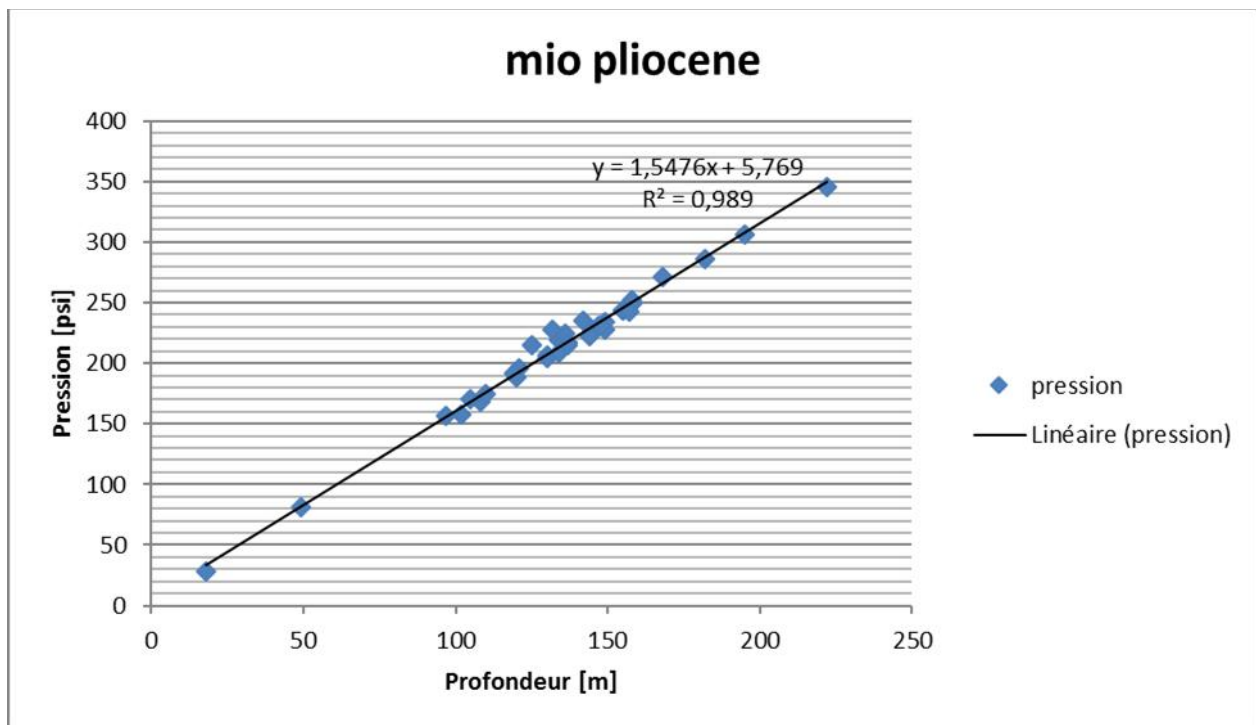


Figure 5. 8 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans le mio pliocène.

De la même manière que pour la densité moyenne globale et à partir de l'équation de la courbe Figure 5.8. Nous avons calculé la densité de pertes de cette couche. Le calcul indique que cette densité est de 1.08

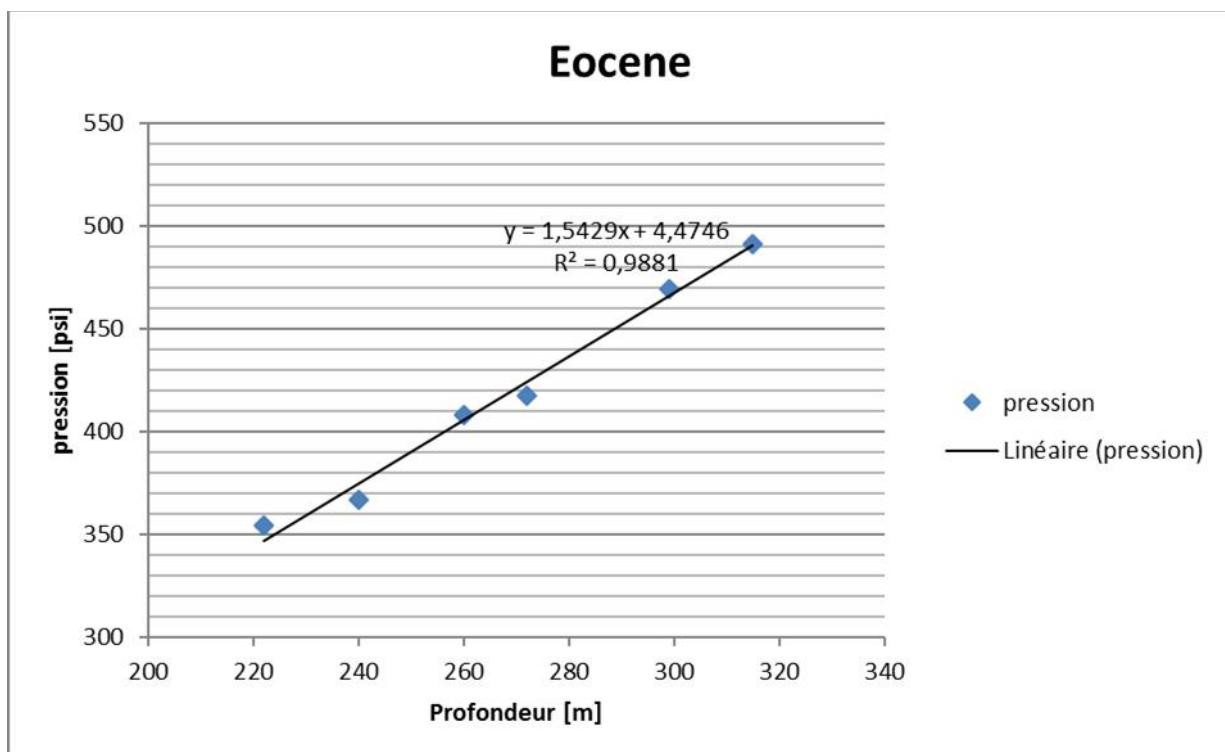


Figure 5. 9 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans l'éocene.

Ici la densité de pertes calculées est de 1.08

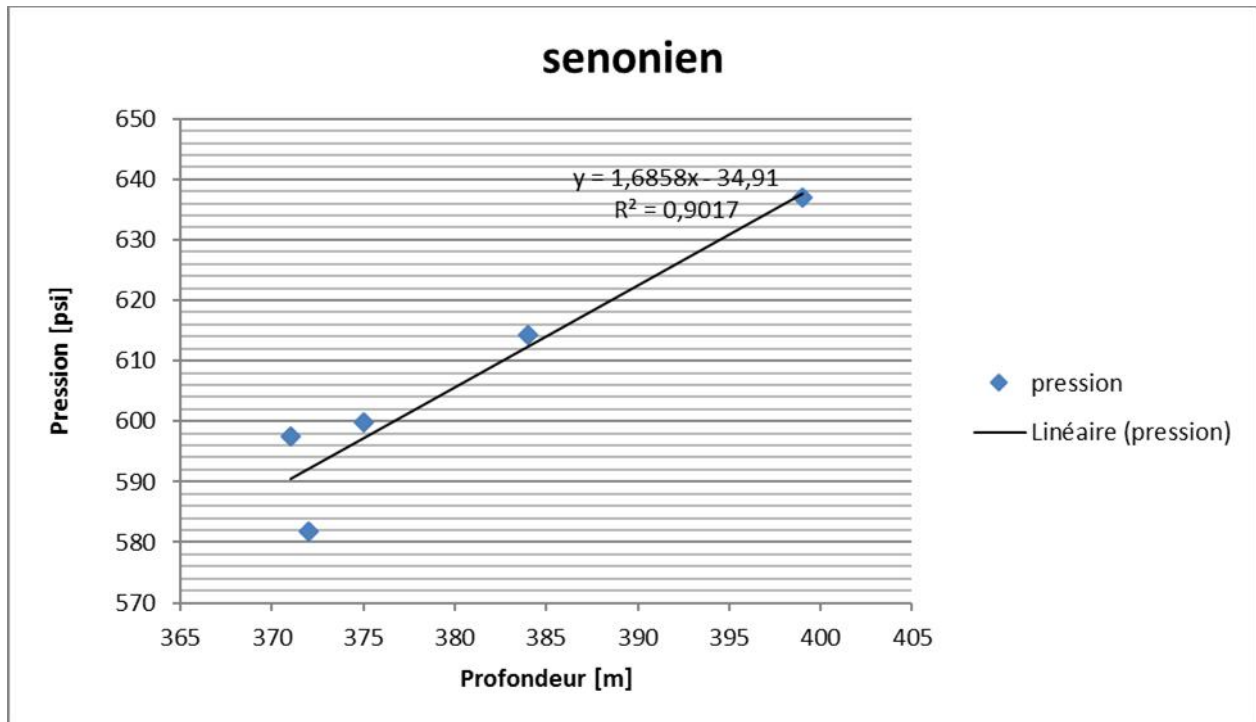


Figure 5. 10 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur dans le sénonien.

Après calcul la densité est de 1.18.

Nous avons aussi voulu calculer la densité de fracturation des cas les plus fréquents et des zones les plus exposées à savoir, la zone ONI et les cas du mio pliocène dans la zone MD ces calculs ont montré que la densité de fracturation du mio pliocène dans la zone ONI est de 1.03, sur la zone MD, elle est de 1.10. Les deux courbes utilisées pour déterminer ces densités sont représentées sur les figures 11 et 12.

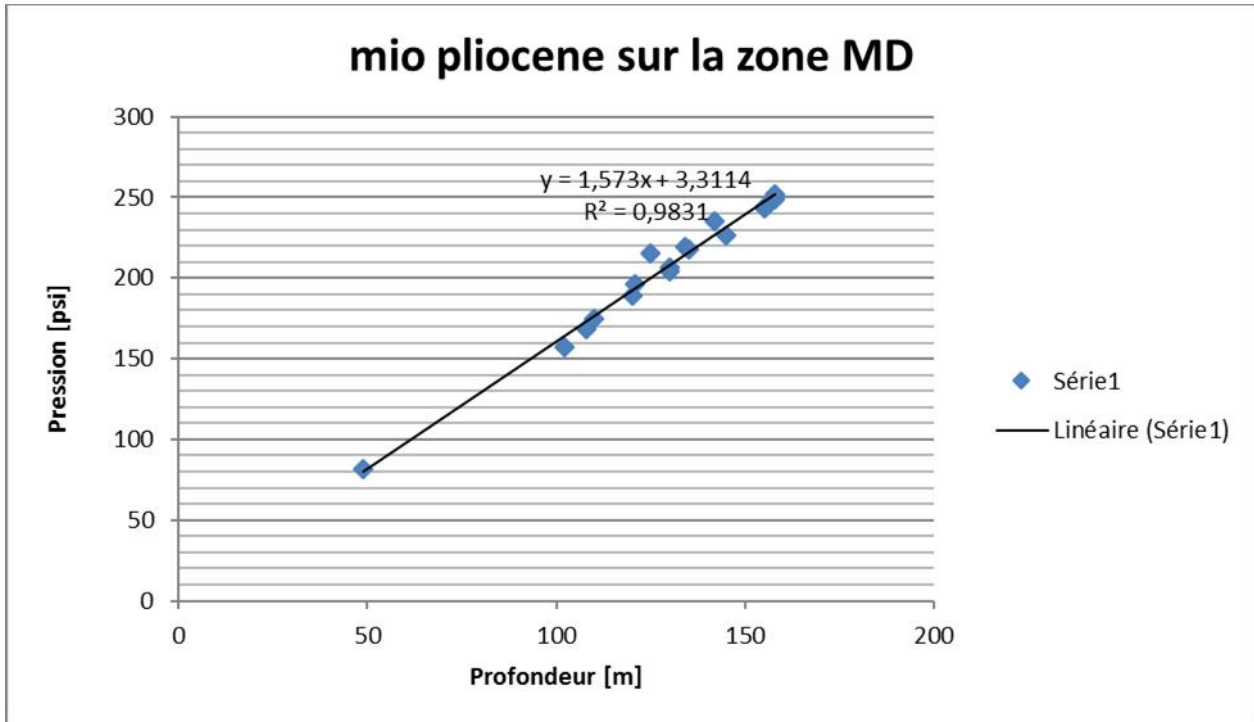


Figure 5. 11 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur sur la zone MD.

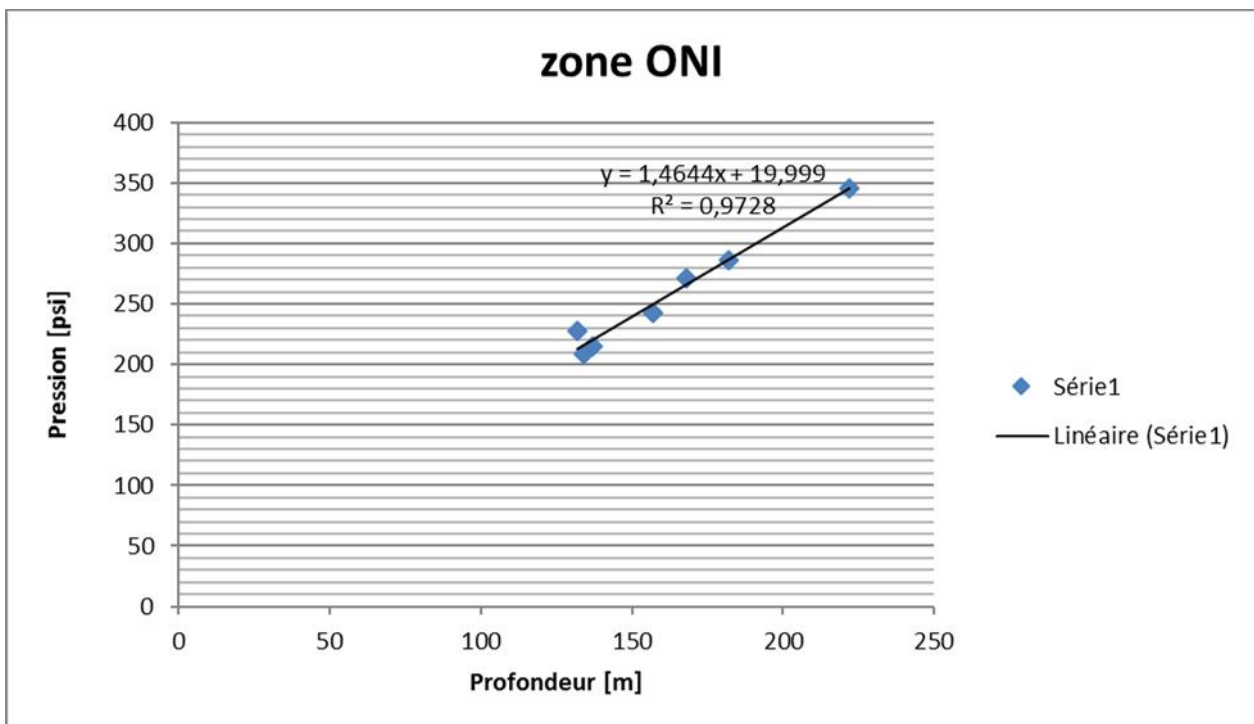


Figure 5. 12 : Variation de la pression de fond lors de la perte en fonction de la profondeur sur la zone ONI.

b) Influence des paramètres de forage :

En plus de la variation de la pression de fond en fonction de la profondeur, nous avons analysée la variation de cette pression en fonction des différents paramètres tels que l'avancement, le débit et densité de la boue et des cutings pour cela, on a établi une équation de la variation de la pression de fond en fonction de ces paramètres pour cela nous posons les suppositions suivantes:

- Le fluide de forage injecté dans le puits est homogène ce qui est garanti par une bonne préparation et traitement en surface.
- L'ensemble des pertes de charge dans l'annulaire sont négligées cette supposition est confortée par les résultats du logiciel citer précédemment qui montre un effet limité des pertes de charge sur le fond dans les conditions normales de forage.
- Tous les déblais forés sont évacués par le fluide et il n'y a pas de sédimentation de cutings dans le puits ce qui est garanti par les débits utilisés en pratique lors du forage des terrains de surfaces.

A partir de ces suppositions la densité du fluide dans l'annulaire s'écrit comme suit

$$d_a = \frac{1}{\rho_r} \frac{m_a}{v_a} \quad (5.4)$$

Ou : d_a : densité annulaire.

m_a masse du fluide dans l'annulaire.

v_a volume de l'annulaire.

ρ_r masse volumique du fluide de référence (eau).

Et

$$m_a = m_{fi} + m_c = \rho_{fi}(v_a - v_c) + \rho_c v_c$$

Ou : m_{fi} : masse initiale du fluide de forage.

m_c : masse des cutings foré et remonté par le fluide.

ρ_{fi} : masse volumique initiale du fluide de forage.

ρ_c : masse volumique des cutings foré.

v_c : volume des cutings foré et remonté par le fluide.

Après remplacement et développement on obtient la relation suivante :

$$d_a = d_{fi} + (d_c - d_{fi}) \frac{v_c}{v_a}$$

Le volume des cutings contenus dans l'annulaire, en supposant que l'évacuation est complète et que les déblais sont repartis régulièrement dans la boue, peut être donné comme suit :

$$v_c = \frac{Rop v_a}{Q} \frac{\pi D^2}{4} \quad (5.7)$$

Après remplaçant on aboutit à la relation suivante :

$$d_a = d_{fi} + (d_c - d_{fi}) \frac{Rop \pi D^2}{4Q} \quad (5.8)$$

Après homogénéisation des unités et remplacements des constantes, on obtient :

$$d_a = d_{fi} + (d_c - d_{fi}) \frac{D^2 Rop}{118.41Q}$$

Il apparaît sur cette équation que l'augmentation de pression due au cutings est fonction de la différence entre la densité des terrains et celle du fluide, de l'avancement, du carré du diamètre et inversement au débit.

Pour vérifier l'exactitude de cette équation, nous l'avons comparé au résultat obtenu avec le logiciel Hydraulig utilisé précédemment. Les résultats de la comparaison sont montrés dans les tableaux ci-dessous

Rop	Q	D	d _{fi}	d _c	Δd	Δd _{logi}	%d'erreur
10	683,438	26	1,05	2,88	0,152748	0,153	0,164449
10	759,374	26	1,05	2,88	0,137474	0,137	-0,34586
10	873,28	26	1,05	2,88	0,119542	0,119	-0,45586
10	1025,16	26	1,05	2,88	0,101832	0,102	0,164742
10	1101,09	26	1,05	2,88	0,09481	0,095	0,200275
10	1215	26	1,05	2,88	0,085921	0,086	0,091821
10	1328,91	26	1,05	2,88	0,078556	0,079	0,561833
10	1404,84	26	1,05	2,88	0,07431	0,074	-0,4193
10	1518,75	26	1,05	2,88	0,068737	0,069	0,38141
10	1632,66	26	1,05	2,88	0,063941	0,064	0,092051
10	1746,56	26	1,05	2,88	0,059771	0,06	0,381268
10	1860,47	26	1,05	2,88	0,056112	0,056	-0,19939
10	1974,37	26	1,05	2,88	0,052875	0,053	0,236573
10	2088,28	26	1,05	2,88	0,04999	0,05	0,019101
10	2202,18	26	1,05	2,88	0,047405	0,047	-0,86142
10	2316,1	26	1,05	2,88	0,045073	0,045	-0,16268
10	2430	26	1,05	2,88	0,042961	0,043	0,091821
10	2543,9	26	1,05	2,88	0,041037	0,041	-0,09027
10	2657,82	26	1,05	2,88	0,039278	0,039	-0,71302
10	2771,72	26	1,05	2,88	0,037664	0,038	0,884217

10	2885,62	26	1,05	2,88	0,036177	0,036	-0,49261
10	2999,52	26	1,05	2,88	0,034804	0,035	0,56118

Tableau 5. 7 : Comparaison des résultats obtenus avec logiciel et calcule avec la formule élaborée.

Rop	Q	D	dfi	dc	Δd	Δd logi	%d'erreur
1	2543,9	26	1,05	2,88	0,004104	0,004	-2,59253
2	2543,9	26	1,05	2,88	0,008207	0,008	-2,59253
3	2543,9	26	1,05	2,88	0,012311	0,012	-2,59253
4	2543,9	26	1,05	2,88	0,016415	0,016	-2,59253
5	2543,9	26	1,05	2,88	0,020519	0,021	2,292828
6	2543,9	26	1,05	2,88	0,024622	0,025	1,51117
7	2543,9	26	1,05	2,88	0,028726	0,029	0,945143
8	2543,9	26	1,05	2,88	0,03283	0,033	0,516334
9	2543,9	26	1,05	2,88	0,036933	0,037	0,18024
10	2543,9	26	1,05	2,88	0,041037	0,041	-0,09027
11	2543,9	26	1,05	2,88	0,045141	0,045	-0,3127
12	2543,9	26	1,05	2,88	0,049244	0,049	-0,49881
13	2543,9	26	1,05	2,88	0,053348	0,053	-0,65682
14	2543,9	26	1,05	2,88	0,057452	0,057	-0,79266
15	2543,9	26	1,05	2,88	0,061556	0,062	0,716906
16	2543,9	26	1,05	2,88	0,065659	0,066	0,516334

Tableau 5. 8 : Comparaison des résultats obtenus avec logiciel et calcule avec la formule élaborée.

Il apparaît sur ces deux tableaux que la différence entre les deux résultats est très faible et ne dépasse pas les 2% dans le pire des cas. Ce qui conforte l'exactitude du calcul effectué avec la formule présentée précédemment.

Afin d'analyser ces variations de manière plus précise, on a réalisé les graphes de variation de la pression en fonction de ces différents paramètres. Étant donné que le diamètre de forage est choisi en fonction d'un nombre de considérations liées à l'exploitation et à la complétion prévue en vue de la production des hydrocarbures, on s'est concentré sur les variations de la densité équivalente en fonction de l'avancement (Rop) et du débit (Q). Les résultats obtenus sont représentés sur le graphe ci dessous:

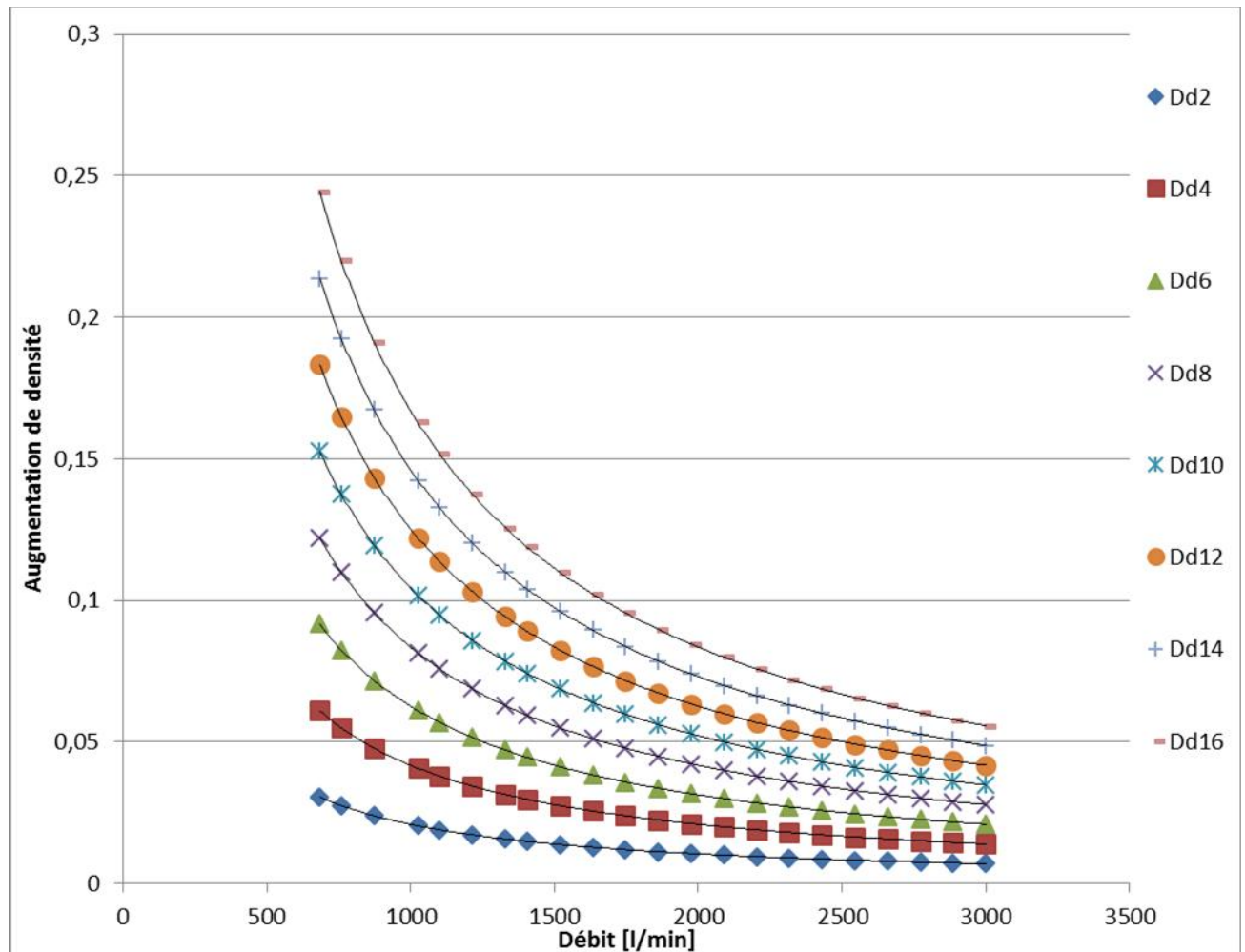


Figure 5. 13 : Variation de l'augmentation de densité en fonction du débit pour plusieurs ROP.

Ce graphe représente l'augmentation de la densité dans l'annulaire en fonction du débits, et ce, pour différentes vitesses d'avancement.

On remarque que plus l'avancement est élevé plus le débit, nécessaire pour minimiser l'augmentation de la densité, est important.

D'après les calculs de la densité de pertes précédents, cette dernière ne devrait pas dépasser 1.08 dans la couche du mio pliocène qui est la plus exposée au risque de pertes. La densité du fluide utilisé pour cette phase étant de 1.05, l'augmentation de densité devrait être inférieure à 0.03 avec le débit de forage utilisé qui est de 2500l/min c'est pourquoi la vitesse d'avancement devrait être limitée à 7m/h selon le graphe précédent.

Pour pouvoir augmenter, cette vitesse d'avancement aux valeurs recommandées actuellement sur champs à savoir 10m/h le débit de forage devrait être augmenté à plus de 3600l/min ce qui n'est pas sans risque pour les formations mal consolidées,

c'est pourquoi les consignes de forage habituelle stipule qu'un tel débit ne doit être utilisé, qu'une fois ces terrains dépasser et protéger par le cake de boue.

Pour le débit maximum utilisé sur cette phase l'avancement ne devrait pas dépasser 11m/h.

5.1.3. Traitement des pertes et de leurs conséquences :

Les différentes parties de cette étude nous permettent de faire quelques recommandations pour limiter le nombre de pertes

Limité, la densité équivalente maximale à la sortie à 1.08 sur les zones et les couches les plus exposées telles que le mio pliocène sur la zone ONI et OMJ.

Adapté, la vitesse d'avancement au débit utilisé sur la base des simulations proposées.

Maintenir la densité de la boue dans les bacs d'aspiration au niveau prévu dans le programme à savoir 1.05 durant tout le forage, et ce, par traitement de la boue à la sortie du puits et par dilution. Si les traitements et la dilution ne donnent pas le résultat escompté le contenu de la sablière et des bacs de décantation devraient être évacué.

Comme on a pu le voir lors de l'étude des conséquences des pertes celle qui enregistre le plus de NPT sont celle qui cause des complications notamment des coincements ou des effondrements de plateforme, c'est pourquoi a défaut de pouvoir éviter les pertes elle-même, il est important de limiter leurs conséquences les plus graves notamment les coincements et les effondrements de plateforme pour cela deux possibilités peuvent être étudiées:

- Première solution :

Installation d'un tube de surface de 30'' après forage en 36'' jusqu'à environ 60m (en tenant compte du niveau statique des eaux de surface et de l'élévation Zsol), qui en cas de manifestation des pertes dans les dalles de calcaires secondaires évitera les problèmes d'éboulements, et permettra de procéder au colmatage de la perte dans de meilleures conditions notamment en facilitant le passage du train de tige pour l'injection de ciment.

Une deuxième alternative consiste descendre ce 30'' jusqu'au toit de la Dalle de calcaire, soit aux environs de 120m – 140m, étant donné que les pertes dans le Mio Pliocène peuvent engendrer des instrumentations aggravées, comme le présente les statistiques.

Cette option est plus couteuse et complexe, mais plus sûr, car descendre une colonne au-delà de 50m nécessite une bonne assise pour le sabot, et la dalle en est une, contrairement aux sables meubles. En plus de ça, elle offre une meilleure protection en cas de pertes dans le sénonien contre les éboulements puisque les terrains meubles du mio pliocène sont couverts dans leur majorité.

- Deuxième solution :

Ajouté un casing de surface supplémentaire, la faveur est à un 26'' (forage 30'') à 220 m pour couvrir le Miopliocène en totalité puis continué le forage en 24'' pour un casing à 18^{5/8}. L'avantage de cette approche réside dans la facilité d'exécution sur le Rig de forage (Pas de problème d'assemblage comme pour le casing 30'' et l'outil 36''). La faisabilité technique est satisfaisante avec un casing 26'' - X52 169.4# alors que pour le forage 24'', un casing standard 18^{5/8} - K55 87.5# est retenu De même, ce design réduit l'utilisation des outils 36'' car la sécurité de l'architecture du puits est garantie.

- Troisième Solution :

Forage d'un pilote hole avec un appareil hydraulique en vue de détecter les pertes au niveau du Sénonien carbonaté en faible diamètre. Le coût du forage s'avère assez minime d'autant que l'expérience des forages eaux est assez importante. De plus, elle évite de mobiliser un Rig pétrolier au cas d'une perte. Cette approche nous permettra d'optimiser au mieux la mise en œuvre de la première solution que pour les cas critiques. Dans le meilleur cas cette technique permettra de traiter la zone à perte préventivement à moindre coût.

L'avantage de cette technique réside dans l'utilisation de casing en PVC pour permettre son reforage par le Rig pétrolier une fois placé sur le pré-trou.

Un tel forge hydraulique pourrait être réalisé en 15 jours avec une sonde Géotechnique avant l'arrivée de l'appareil de forage.

5.2. Analyse de la gravité des pertes sur la phase 12'',^{1/4} :

L'une des remarques faites lors de la première partie de l'étude est l'importance du temps perdu lors des pertes de la phase 12'',^{1/4} d'où l'intérêt d'analyser ces temps perdu et l'ensemble des puits qui ont conduit à ces temps importants.

Lors de la première partie, on a pu voir que le principal des NPT enregistrés a été sur les zones MD, OMG et OMK, les zones ayant les pertes les plus graves sont les zones OMK, ONM et OMM, mais ces deux dernières ont enregistré qu'un seul cas la zone OMG par contre est la plus exposée aux pertes sur cette phase. C'est pourquoi lors de cette partie, nous allons particulièrement nous intéresser à ces zones là.

5.2.1. Analyse des pertes :

Pour cette partie, on a essayé de récupérer les rapports détaillés des puits mis en cause pour étudier les circonstances exacte des pertes et déterminé les raisons de leur gravité. Malheureusement, tous les puits n'ont pas pu être récupérés et on s'est basé sur les 24 puits qu'on a pu récupérer.

Les puits récupérés sont repartis comme suit :

4puits /7 pour la zone MD, 8/9 pour la zones OMG, 4/5 pour la zone OMJ et 4/5 pour la zone OMK ainsi que 1puits sur les 3 enregistrés sur la zone ONI et le puits enregistré sur la zone OMM.

ZONE	nbr	%	npt	npt par cas	puits analysé	tubage remonté
MD	7	5,983	920,3	131	4	2
OMJ	6	20	686,8	114	4	2
OMG	9	52,94	937,8	104	8	3
OML	1	2,778	33,5	33,5	0	0
OMK	5	9,434	943,8	189	4	2
OMN	1	5,882	354,3	354	1	1
OMM	1	20	201,8	202	1	1
ONI	3	9,677	7,75	2,58	2	0
TOTAL	33	8,108	4086	124	24	11

Tableau 5. 9 : Répartition et conditions des puits analysés.

En étudiant ces puits on a pu tirer les remarques suivantes :

Toutes les pertes analysées sans exception quelle que soit la zone concernée l'ont été après la fin du forage, dans la formation du trias argileux, avant cimentation ou dans quelque cas durant la cimentation.

Les cas présentant les NPT les plus élevés sont ceux où la perte est survenue après la descente du casing et ce dernier a dû être remonté pour pouvoir traiter la perte avant de le redescendre.

Le traitement de ces pertes est généralement simple et s'effectue par le squiz d'un seul bouchon de ciment.

La moyenne des NPT par cas est proportionnelle au nombre de puits tombé en pertes après la descente du casing.

5.2.2. Conclusion :

Les rapports et les remarques précédentes ont permis de comprendre que les pertes de cette phase sans exception sont dues à la fragilité des terrains où le forage est stoppé, incapable de supporter la densité de forage de la phase et les contraintes dues à la cimentation.

Un plus grand soin doit être accordé, par le personnel des chantiers, à la surveillance des cutings et de la formation d'arrêt, selon la procédure, cette dernière doit se faire 20m avant le G 35, or la cote de ce dernier vari d'un emplacement à l'autre et les cotes préciser au programme ne le sont qu'à titre indicatif (**Kherfellah, Ait 2002**).

La zone de moindre résistance est située juste au-dessous du repère géologique G35 (attestant la disparition des sels). Le trias est plus épais au Nord du champ. C'est pour cela qu'on a généralement plus de problèmes de pertes en ces endroits du champ.

Un test d'intégrité de la formation (FIT) est systématiquement réalisé avant la descente du tubage, mais malgré cette précaution, on voit que dans plusieurs cas le tubage a dû être remonté en raison de pertes qui se sont déclarées après sa descente. Ces cas sont responsables des pertes les plus coûteuses et doivent être impérativement éliminés. Pour cela, un renfort de la formation doit être effectué par un bouchon de ciment de consolidation au moindre doute sur la capacité de la formation à supporter les contraintes lors de la cimentation.

5.3. Analyse du cas ayant conduit au taux de NPT par cas le plus élevé sur la phase 8^{1/2''} :

La première partie de l'étude montre une gravité importante sur la phase 8^{1/2''}. Une analyse détaillée des puits concernés montre que ce temps non productif est principalement enregistré sur un seul puits l'OMKz822. C'est pourquoi on veut dans cette partie avoir des précisions sur ce cas qui est d'une gravité exceptionnelle.

5.3.1. Déroulement des opérations :

- Phase 26'' :

Le forage de cette phase a été lancé sans problème particulier jusqu'au sénonien à la cote 385 où une perte totale, c'est déclaré après 3 bouchons de ciment pour colmater sans succès et d'importants coincements lors des manœuvres, il a été décidé de poser un casing supplémentaire de 30'' à 60m ce qui a été fait après l'élargissement du trou en 36''. Après cet élargissement la perte a repris dès que le ciment au fond a été refforé. Plusieurs autres bouchons de ciments ont été posés pour traitement de la perte sans succès et un coincement s'est produit et a conduit à un sid track. Après cet incident, un changement de programme a été décidé et le casing 18^{5/8} normalement posé aux environs de 500m a été posé à 342m au-dessus de la zone de perte.

- Phase 16'' :

Après le changement précédent cette phase s'étant du sénonien à 342m jusqu'à 520m Elle a été entièrement forée en perte totale avec une boue bentonitique. Aucune autre complication n'a été enregistrée.

- Phase 12''^{1/4} :

Cette phase a été déplacée au terrain foré habituellement en 16'' avec la même boue prévue pour cette dernière de la cote 520m jusqu'à la cote 2320m dans le doger lagunaire. Aucune complication particulière n'a été observée sur cette partie du forage.

- Phase 8'',^{1/2}

Lors du changement du programme de la phase 26'', cette phase a été prévue pour aller du doger lagunaire jusqu'au top du réservoir, en traversant à la fois les terrains forés habituellement en 12'',^{1/4} et ceux forés en 8'',^{1/2}, avec une boue de densité 2.05 qui est habituellement utilisée dans le 12'',^{1/4}, indispensable pour traverser le LD2.

Lors du forage de cette phase, une perte importante a été enregistrée après le passage du marqueur G35 dans le trias argileux à 3344m. Plusieurs bouchons de colmatants et de bouchons thixotropes ont été injectés ce qui a permis de réduire les pertes et de forer en pertes partielles jusqu'à la cote 3494 à cette cote une perte totale s'est déclarée et elle a été impossible à colmater malgré plusieurs bouchons de ciment. A la suite de cette perte et de l'impossibilité de la colmater, un nouveau changement de programme a été décidé et le sabot du 8'',^{1/2} a été arrêté à la cote de forage maximal atteinte. Ce changement permettait de traverser ces formations avec une densité inférieure. Le reste du puits a été poursuivi en 6'' avec un raccourcissement du drain.

5.3.2. Analyse des événements :

Cette analyse montre que la complexité de la perte enregistrée au niveau du 8'',^{1/2}, est due au forage de la couche du trias argileux gréseux g35 avec la même boue qui a servi au forage du LD2 d'une densité 2.05.

A la suite d'un changement de programme effectué en raison des pertes observées en surface qui ont causé un sidtrack. La décision de remonter la cote du sabot du 12'',^{1/4} au-dessus du LD2 fut prise et la zone du LD2 foré normalement lors du 12'',^{1/4} avec une boue de densité 2.05 et le trias argileux gréseux g35 qui est normalement foré lors la phase 8'',^{1/2}, avec une densité 1.45 ont été rassemblés dans la même phase 8'',^{1/2}, avec une boue de densité 2.05. La formation a été incapable de supporter la pression engendrée et la perte a été impossible à colmater.

Le programme a été modifié encore une fois pour descendre un tubage et isoler les deux formations incompatibles.

5.3.3. Conclusion :

Ce cas démontre clairement les conséquences que peut avoir des pertes enregistrées en surface sur les opérations suivantes.

Bien que le forage au delà de trias argileux avec une densité de 2.05 semble possible cette pratique doit être évitée quelles que soient les circonstances.

Il apparaît de cette expérience que le tubage supplémentaire à 60m ne protège pas efficacement des éboulements et des coincements.

Conclusion et recommandations

Conclusion et recommandations

Au terme de cette étude, on a conclu que les pertes de circulation représentent l'un des problèmes majeurs liés au forage des puits pétroliers qui causent nombreuses complications techniques. Ces préoccupations sont largement prises en compte par l'industrie pétrolière et des efforts multidisciplinaires intégrés ont été fait pour éliminer ce problème. Ces efforts ont abouti à une importante réduction du problème.

A partir de ce mémoire nous pouvons tirer les conclusions et les recommandations suivantes :

- La phase de surface est aujourd'hui celle qui est responsable du plus grand nombre de pertes a Hassi Messaoud avec plus de la moitié des pertes observées.
- Au sein de cette phase, la formation du mio pliocène est responsable de 60% des pertes. Les calculs effectués montrent que ceci est dû à une densité de fracturation la plus faible de la phase avec 1.08 contre 1.11 pour les autres formations. C'est pourquoi nous recommandons de réduire la densité équivalente de circulation à cette valeur au lieu de 1.10 actuellement en vigueur sur les procédures appliquées sur le champ particulièrement dans les zones MD et ONI qui sont les plus exposées aux pertes sur cette couche.
- La couche du sénonien carbonaté est celle qui enregistre les pertes les plus graves en surface et la zone OMK est la plus exposée à ces pertes. Cette gravité est causée par de nombreux coincements dûs aux éboulements engendrés par ces pertes. Pour réduire la gravité de ces pertes, il est recommandé d'étudier et de prévoir la possibilité d'effectuer un forage des sables de surface séparément avec un diamètre supérieur 30'' ou 36'' pour éviter leur éboulement en cas de pertes dans le sénonien, particulièrement au voisinage des puits ayant enregistré des éboulements et dans les zones ou l'aquifère à une pression élevée.
- La mise en place d'un tubage de surface a 60 m n'élimine pas complètement le risque de coincement en cas de pertes dans le sénonien c'est pourquoi ce tubage supplémentaire devrait être installé plus profondément, de préférence au-dessus de la dalle calcaire.

Conclusion et recommandations

- Le 12^{1/4} étant foré avec une densité très élevée, la côte de fin du forage doit être étroitement surveillée par le géologue sur place pour ne pas entrer en contact avec les formations plus fragiles en dessous.
- Les calculs montrent que la plus grande augmentation de pression sur le fond est due à l'accumulation des déblais dans l'annulaire. Cette accumulation est influencée en premier lieu par la vitesse d'avancement et par le débit de forage.
- En première partie de la phase de surface, la vitesse d'avancement devrait être limitée à 7m/h. Cette vitesse pourrait être augmentée à 10m/h dans la deuxième partie de la phase à condition d'augmenter le débit à plus de 3600l/min dans tous les cas une étude de l'augmentation de la pression doit être faite pour limiter les vitesses d'avancement.
- Il est fortement recommandé de ne jamais entamer le forage du G35 avec la même boue que le LD2 quel que soit les conditions. Cette situation a conduit au cas de pertes le plus grave sur le champ durant les 11 dernières années.

Bibliographie

Bibliographie :

- Ait Abdelkoui S. (2008) Etude et analyse de la perte totale en phase 26'' à HMD. mémoire ingénieur spécialisé Institut Algérien du Pétrole.
 - Adachi J. Bailey L. Houwen O. Meeten G.H, 2004: Depleted zone drilling reducing mud losses. IADC SPE drilling conference. IADC SPE 87224.
 - Amoco production (1994) Drilling fluids manual. Amoco production.
 - ApiwatLorwongngam (2008)The validity of leak-off test for in situ stress estimation; The effect of the bottom of the borehole. Memoir de master University of Oklahoma.
 - AskriH., BelmecheriA., BenrabahB., BoudjemaA., BoumendjelK. (2006)Géologie de l'Algérie. Colloque sur la conception des puits,SonatrachDivision Exploration
 - Baker Hughes (1998) Fluid fact manual. Baker Hughes.
 - Benjamin Herzhaft Et SarkisKakadjian(2004) Propriétés rhéologiques des mousses de forage. Institut Français du Pétrole.
 - Djarir M., Zekkour O. (2006)Synthèse des problèmes géologiques et de forage rencontrés durant la réalisation des puits horizontaux et des reprises en short radius sur le champ de Hassi Messaoud, 7°Journées Scientifiques Et Techniques département géologie Sonatrach.
 - DjebarTiab, ErleDownaldson (2004) Petrophysics second edition theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties, Elsevier.
 - Drilling Specialties Company(2005) Lost circulation guide,Chevron Phillips.
 - Economides, M. J. et al.(1988) Petroleum well construction, édition John wiley and sons.
 - Garcia, C. et Parigot, P. (1968) Boues de Forage, Institut Français du Pétrole (I.F.P), Sociétédes éditions Technip.
 - Hadj Abbas A. (2011) Les bourbiers de forage pétrolier et des unités de production. Mémoire de magister de l'Université de Ouargla.
 - Khodja Mohamed, (2008) Les fluides de forage : Etude des performances et considérations environnementales. Thèse de doctorat L'institut national polytechnique de Toulouse.
 - M.I sawaco(1998)drilling fluid engineering manual, M.I sawaco.
 - MellakAbderrahmane: Modeling and rheological characterization of sludge based drilling oil, International Science and Technology, (www.iste-c.net).
 - N. Kherfella, H. Ait Salem, K. Bekkour And S. Benhadid 2002 : Approche sédimentologique pour une résolution optimale des problèmes de pertes de boues de forage. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 57,ÉditionsTechnip
-

Bibliographie

- Nevilkunnathaven, 2011: Investigation of plugging mechanism and characterization of wettability alteration by emulsion treatment of porous media. Memoir de master University of Oklahoma.
- SonatrachDivision forage(2003) Procédures de forage horizontal, champ de Hassi MessaoudSonatrach.



Résumé

Résumé

Actuellement, les hydrocarbures (notamment le pétrole) tiennent une place prépondérante dans la consommation énergétique mondiale. Selon l'Agence internationale de l'énergie, la demande énergétique mondiale est appelée à croître de 0,7 à 1,4 %/an entre 2008 et 2035 selon différents scénarios et restera dominée par les énergies fossiles, même si leur part est prévue à la baisse. Cette augmentation continue de la demande mondiale en hydrocarbures pousse les industrielles à exploiter des ressources de plus en plus difficile à extraire en faisant appel à des techniques complexes. L'utilisation de ces technologies augmente les coûts de l'exploitation jusqu'à les rendre économiquement non rentables. C'est pourquoi il est important d'éviter les surcoûts liés aux problèmes d'exploitation.

L'utilisation de ces technologies augmente les coûts de l'exploitation jusqu'à les rendre économiquement non rentables. L'un des problèmes les plus coûteux et les plus récurrents est le problème de pertes de circulation. Sur le champ de Hassi Messaoud, ce problème encore aujourd'hui, d'après certaines études récentes, plus de 36 % des temps non-productif enregistrés durant les forages. En plus du temps perdu, les pertes de circulation peuvent présenter des risques à la sécurité du personnel, la pollution de l'environnement et des complications lors de la mise en exploitation du puits.

Le traitement de ce problème passe par une connaissance complète des cas de pertes enregistrés, des zones et des couches les plus exposées et des conditions dans lesquelles ces pertes ont été enregistrées. Cette étude vise justement à identifier les phases les plus assujetties aux pertes sur chaque région du champ de Hassi Messaoud et à analyser leurs caractéristiques, les conditions d'occurrence et les traitements adéquats, ce qui permettrait de prendre les dispositions nécessaires pour éviter plusieurs cas de pertes, ou du moins, limiter leur gravité.

Cette analyse du problème de pertes de circulations sur le champ de Hassi Messaoud a été subdivisée en deux parties.

La première partie a pour but l'identification des phases présentant le plus grand nombre de pertes et les cas les plus virulents sur chacune des zones du champ. Elle consiste en une analyse statistique de l'historique des pertes enregistrées durant les onze dernières années sur le champ de Hassi Messaoud. Ce qui comprend 407 puits forés dans différentes régions du champ de Hassi Messaoud, parmi lesquelles 117 ont enregistré des cas de pertes sur différentes phases. Afin d'identifier les pertes les plus virulentes une analyse des temps non-productifs engendrés par tous les cas de pertes a été incluse aux statistiques.

Les zones et les phases à perte étant identifiées par la première partie la deuxième partie consiste à exploiter ces conclusions et à étudier les pertes les plus fréquentes et les plus virulentes pour réduire les conséquences de ce problème sur le champ de Hassi Messaoud. Pour cela, une analyse des conditions dans lesquelles ces pertes surviennent habituellement et des procédures de traitements utilisés a été effectuée. Cette analyse est complétée par l'étude de quelque cas particulier choisi pour leur virulence afin de comprendre les facteurs qui les ont aggravés.