



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tebessi – Tébessa

معهد المناجم

Institut des mines

قسم المناجم والجيوتكنولوجيا

Département des mines et de la géotechnologie



MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention d'un diplôme de Master académique

Filière : Génie minier

Option : Exploitation des mines

Rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques dans un puits pétrolier

Présenté et soutenu par

Makhloufi Salma

Devant le jury:

	Grade	Etablissement
Président : Brahmi Sarhan	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Encadreur : Laarbi Gadri	Professeur	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Examineurs : Saleh Saadaoui	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa

Promotion 2020-2021



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République algérienne démocratique et populaire
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
جامعة العربي التبسي - تبسة
Université Larbi Tebessi - Tébessa
معهد المناجم
Institut des mines
قسم المناجم والجيوتكنولوجيا
Département des mines et de la géotechnologie



MEMOIRE

Présenté en vue de l'obtention d'un diplôme de Master académique

Filière : Génie minier

Option : Exploitation des mines

Rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques dans un puits pétrolier

Présenté et soutenu par

Makhloufi Salma

Devant le jury:

	Grade	Etablissement
Président : Brahmi Sarhan	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Encadreur : Laarbi Gadri	Professeur	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Examineurs : Saleh Saadaoui	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa

Promotion 2020-2021

Année universitaire : 2020-2021

Tébessa le : 14/06/2021

Lettre de soutenabilité

Nom et prénom de l'étudiante:

Makhloufi Salma

Niveau : 2^{ème} année Master Option : Exploitation des mines

Thème : Rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques d'un puits pétrolier.

Nom et prénom de l'encadreur : Professeur Laarbi Gadri

Chapitres réalisés	Signature de l'encadreur
Chapitre 01. Etude géologique du champ Hassi R'mel	
Chapitre 02. Le forage pétrolier	
Chapitre 03. Les fluides du forage	
Chapitre 04. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques	

Dédicace

*Pour chaque début il ya une fin, et ce qui est beau dans
Toute fin c'est la réussite et l'atteinte du but.*

*Arrivé au terme de la fin de mes études, j'ai le grand plaisir
De dédier ce modeste travail :*

*A la femme de ma vie qui à énormément souffert pour faire
De moi ce que je suis et qui me donne toujours l'espoir de
vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi ; Ma très
Chère Mère Khadidja.*

*A mon très cher père Badr- Eddine, pour ses encouragements, son
Soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave
Le déroulement de mes études.*

A mes chères sœurs (Bissan, Mimi, Zola)

*A mes meilleurs amies chacune à son nom, surtout : Khadidja, Abir,
Nissa*

Et tous ceux que j'aime.

Selma 



Remerciements

Nous tenons tout d'abord à remercier ALLAH, tout puissant et miséricordieux, qui nous donné la force, le courage et la patience d'accomplir ce modeste travail.

Ensuite, Je voudrais dans un premier temps remercier, mon encadreur du mémoire M.Laarbi. Gadri, professeur de l'exploitation au département des mines à l'université de Cheikh Laarbi Tebessi, pour sa patience, sa disponibilité et surtout ses judicieux conseils, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

Je tiens à remercions les membres de jury d'avoir accepté d'assister à la présentation de ce mémoire

Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :

Messieurs GUEFFAF, MANKOURI, KAZI « Des ingénieurs en Hassi R'mel » et HAMDANE ALI pour m'avoir apportés les informations nécessaires et avoir répondu à mes questions, ainsi que leur expérience personnelle. Ils ont été d'un grand soutien dans l'élaboration de ce mémoire.

Mes copines Khadidja et Nissa, pour avoir relu et me guidé dans mon mémoire. leurs conseils de rédaction ont été très précieux.

Mes parents, pour leur soutien constant et leurs encouragements.

Résumé

Résumé

Dans ce travail, nous nous sommes intéressés à étudier les rôles et les interactions entre les fluides du forage et les différentes formations géologiques pour le puits HR-174 dans le champ gazier de Hassi R'mel, en se basant sur les études géologiques de la région d'étude.

Le forage pétrolier a plusieurs techniques et types à suivre, dans notre cas, on a utilisé le forage vertical pour accéder directement à notre gisement.

Le choix des outils de forage se base sur les caractéristiques de la roche (dureté, abrasivité, densité.....etc.), on a utilisé deux types d'outils de forage différents pour les quatre formations géologiques qui sont : un outil à molettes pour la première formation FG1, et un outil PDC à duses pour les formations FG2, FG3, FG4.

Pour arriver aux objectifs visés, il était indispensable de calculer la densité de boue de forage pour chaque couche géologique pour nous donner la relation entre la boue de forage et la couche géologique, la densité de boue est le plus important paramètre pour assurer la stabilité du puits.

Finalement, on peut dire que (si on est en train de forer dans des couches friables, il est nécessaire d'augmenter la densité de boue pour maintenir les parois stables, mais dans les couches dures et non-fracturées, la densité ne doit pas être assez importante puisque les couches eux-mêmes ont la capacité de stabiliser les parois du puits.

Les mots-clés : puits HR-174, boue du forage, fluide du forage, couche géologique, champ Hassi R'mel, densité de boue, interactions.

Abstract

In this thesis, we were interested in studying the roles and interactions between the drilling fluids and the different geological layers for the well HR-174 in the Hassi R'mel gas field, based on different geological data.

Oil drilling has several techniques and types to follow, in our case, we used vertical drilling to directly access our deposit.

The choice of drilling tools is based on the characteristics of the rock (hardness, abrasiveness, density, etc.), we used two different types of drilling tools for the four

Résumé

geological formations which are: a tool with wheels for the first formation FG1, and a PDC tool with nozzles for the formations FG2, FG3, FG4

In order to achieve the objectives, it was essential to calculate the density of drilling mud for each geological layer to give us the relationship between the drilling mud and the geological layer, the density of mud is the most important parameter to ensure the stability of the well.

Finally, we can say that (if we are drilling in friable layers, it is necessary to increase the density of mud to keep the walls stable, but in hard and non-fractured layers, the density should not be important enough since the layers themselves have the capacity to stabilize the walls of the well.

ملخص

في هذا العمل ، نحن مهتمون بدراسة الأدوار والتفاعلات بين سوائل الحفر والطبقات الجيولوجية المختلفة للبئر -HR- 174 في حقل غاز حاسي الرمل ، استنادا إلى بيانات جيولوجية مختلفة.

يحتوي التنقيب عن النفط على العديد من التقنيات والأنواع التي يجب إتباعها، في حالتنا، استخدمنا الحفر الرأسي العمودي للوصول مباشرة إلى مخزون المحروقات لدينا.

استند اختيار أدوات الحفر على خصائص الصخور (الصلابة، الكشط، الكثافة....تم استخدام نوعين مختلفين من أدوات الحفر للتكوينات الجيولوجية الأربعة: أداة عجلة للتكوين FG1 الأول ، وأداة PDC دuse للتكوينات FG2 ، FG3 ، FG4.

لتحقيق الأهداف المرجوة، كان من الضروري حساب كثافة طين الحفر لكل طبقة جيولوجية لاستنتاج العلاقة بين طين الحفر والطبقة الجيولوجية، وكثافة الطين هي الخاصية الأكثر أهمية لضمان استقرار البئر.

أخيرا ، يمكن القول أنه (إذا كان الحفر جار في طبقات قابلة للتفتيت ، فمن الضروري زيادة كثافة طين الحفر للحفاظ على استقرار الجدران ، ولكن في الطبقات الصلبة والتي لا تحتوي على تشققات ، يجب ألا تكون الكثافة كبيرة بما يكفي لأن الطبقات نفسها لديها القدرة على تثبيت جدران البئر.

Liste des notations

Liste des notations

C : coefficient d'orifice

d: densité de la boue

e: épaisseur du cake (cm)

Gel0 : la résistance du gel aussitôt après agitation de la boue (Pa ou lb/100ft²)

Gel10 : la résistance du gel après un repos de la boue de 10 min (Pa ou lb/100ft²)

g : La pesanteur (N/m²)

P : La pression hydrostatique exercée par la boue à la profondeur Z en bar ;

Pco : chute de pression à l'outil exprimée en kPa

Q : Débit en l/mn

T : temps (s)

YV : "yield value" ou **YP** : "yield point" (seuil d'écoulement)(Pa ou lb/100ft²)

Z : La profondeur vertical de la formation géologique ;

Lettres grecques

γ : La masse volumique de la couche ; (kg/m³)

μ : viscosité dynamique du fluide ou de l'émulsion (cP = mPa.s);

\emptyset : Diamètre de l'outil en pouce

Abréviations utilisées

C.F.P.A : centre de formation professionnelle et de l'apprentissage

CMC : Carboxyméthylcellulose

COT : Carbone organique total

Dao : Argile organophile du commerce

DO : Densité optique

DST : "Drill stem test" (Test de production en cours de forage)

FG1 : première formation géologique

FG2 : deuxième formation géologique

FG3 : troisième formation géologique

Liste des notations

FG4 : quatrième formation géologique

G : Gazole

GOR : gaz oil ratio « rapport gazole »

GPL : gaz de pétrole liquifère

GNL : gaz naturel liquifère

HC : Hydrocarbures

HRM : Hassi R'mel

HP/HT : Haute pression et haute température (500 psi/250 °F)

HSE : Hygiène, Sécurité et Environnement

IADC : International association of drilling contractors

LV : “Low viscosity“

OBM : Boue à l’huile, “Oil-based Mud“

Omt : Argile organophile préparée au laboratoire

RR : Roche réservoir

SOBM : Boue à l’huile synthétique “Synthetic Oil-based Mud“

SONATRACH : société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures

TPH : Total petroleum Hydrocarbon“

TFA : aire totale de passage de la boue à travers les duses (Total Flow Area) exprimée en pouce carré.

WBM : Boue à l’eau, “Water-based Mud”

Liste des figures

Liste des figures	page
Figure I.01. Situation géographique du site de Hassi R'Mel.	6
Figure I.02. Cadre géologique du champ de Hassi R'Mel	7
Figure I-03 : Coupe structurale à travers les unités de la plate-forme saharienne	13
Figure I-04 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi R'mel	16
Figure I.05. La carte géométrique du champ gazier de Hassi R'mel et les sites des modules.	18
Figure I-06 Colonne stratigraphique de la région de Hassi R'mel	22
Figure I-07. Plan position des puits et réseaux de failles	24
Figure II.01. Principe de la technique de forage au battage	29
Figure II.02. Le principe rotary	30
Figure II.03. BF831 Sondeuse polyvalente	30
Figure II.04. Principe de fonctionnement du Marteau Fond de Trou	32
Figure II-05 : Types de forage (A : Vertical, B : Type S, C : Type J, D : Horizontal).	33
Figure II.06. Forage d'un puits d'huile horizontal.	34
Figure II.07. Mat de forage	35
Figure II.08. Plateforme du moufle fixe	35
Figure II.09. Passerelle d'accrochage	36
Figure II.10. Passerelle de tubage	36
Figure II.11. Tiges de forage	37
Figure II.12. Mât haubané	39
Figure II.13. Substructure	40
Figure II.14. Tiges du forage	41
Figure II.15. La forme d'une tige	41
Figure II.16. Tige lourde	42
Figure II.17. Masses-tiges	43
Figure II.18. Différents types des stabilisateurs	45
Figure II.19. Outil tricône	46
Figure II.20. Molette	46
Figure II.21. Bras de l'outil	46
Figure II.22. Outil à pastilles en carbure de tungstène	47
Figure II.23. Mode du Travail d'un outil	47
Figure II.24. Décalage des axes d'un outil.	47
Figure II.25. Outil conventionnel	48
Figure II.26. Outil à duses	49
Figure II.27. Outil en diamant naturel	49
Figure II.28. Corps en acier	50
Figure II.29. Corps en Carbure de tungstène	51
Figure III.01. Cycle du fluide sur le site de forage	57
Figure III.02. Circuit de la boue de forage	72
Figure III.03. Circuit de la boue.	80

Liste des figures

Figure IV.01. Plan de position du puits HR-174	82
Figure IV.02. Colonne stratigraphique du puits HR-174 dans la région de Hassi R'mel	83
Figure IV-03. Imagerie du puits HR-174	99
Figure IV.04. Capture d'écran de Schlumberger Techlog fonctionnant sous Windows 7	101
Figure IV.05. Carotte n°1	102
Figure IV.06. Carotte n°2	102
Figure IV.07. Outil à duses	104

Liste des tableaux

Liste des tableaux	page
Tableau IV.01. Les différentes couches géologiques trouvées dans chaque formation	85
Tableau IV.02. Les pressions hydrostatiques et les densités de boue pour chaque couche géologique.	89
Tableau IV.03. Tableau récapitulatif de pressions hydrostatiques et de densités moyennes de boue dans chaque formation géologique.	90
Tableau IV.04. Colonne stratigraphique de la première formation géologique FG1 du puits HR-174 à une profondeur variante de 0 à 390m.	90
Tableau IV.05. Dimensions des tubes et les types de boue pour le puits HR-174	91
Tableau IV.06. Les composants chimiques de la boue et leurs fonctions dans la formation FG1	91
Tableau IV.07. Les composants chimiques de la boue dans la formation FG2 et leurs fonctions.	92
Tableau IV.08. Les caractéristiques de la boue pour la formation géologique FG2	93
Tableau IV.09. Les caractéristiques de la boue utilisée dans cette formation FG3	
Tableau IV.10. Les composants chimiques de la boue utilisée dans la formation FG4.	94
Tableau IV.11. Caractéristiques de la boue pour la formation FG4.	95
Tableau IV.12. L'aire totale du passage de boue par rapport au diamètre et nombre des duses.	104
Tableau IV.13. La vitesse d'avancement par rapport au poids de l'outil en fonction du temps.	105
Tableau IV.14. La vitesse d'avancement par rapport à la vitesse de rotation en fonction du temps	106

Sommaire

Sommaire

Résumé.....	iii
Liste des notations.....	v
Liste des figures.....	vii
Liste des tableaux.....	ix
Sommaire	x
I. Chapitre. I.....	4
I.1. Introduction	5
I.2. Situation géographique	5
I.3. Situation géologique	6
I.4. Historique de la découverte	7
I.4.1. Les principales étapes de l'exploration de Hassi R'Mel.....	7
I.4.2. Les principales étapes du développement de Hassi R'Mel	8
I.5. Évolution générale des bassins et leur remplissage.....	9
I.5.1. Évolution paléo-structurale régionale	12
I.5.1.1. Cycle Panafricain	13
I.5.1.2. Cycle Calédonien.....	13
I.5.1.3 Cycle Hercynien	14
I.5.2. Évolution paléo-structurale locale	15
I.6. Organisation du champ de Hassi R'Mel	16
I.6.1. Module Processing Plant (MPP)	16
I.6.2. Stockage et Transfert des Hydrocarbures.....	17
I.6.3. Le Centre National de Dispatching du Gaz (CNDG)	17
I.6.4. Station de Boosting	17
I.6.5. Station de recompression	18
I.7. Stratigraphie du champ Hassi R'mel	18
I.7.1. Le socle précambrien.....	18
I.7.2. Paléozoïque.....	19
<i>I.7.2.1. Cambrien</i>	19
<i>I.7.2.2. L'Ordovicien.....</i>	19
I.7.3. Mésozoïque	20

Sommaire

I.7.3.1. <i>Trias</i>	20
I.7.3.2. <i>Jurassique</i>	20
I.7.4. Cénozoïque	21
I.8. Migration et piégeage des hydrocarbures	22
I.8.2. Roche Réservoir	23
I.8.3. Roche Couverture	23
I.8.4. Migration	23
I.9. Synthèse du chapitre	25
<u>II. Chapitre II</u>	26
<u>II.1. Introduction</u>	27
<u>II.1.1. Définition du forage pétrolier</u>	27
<u>II.2. LES TECHNIQUES DU FORAGE</u>	27
<u>II.2.1. Forage au battage</u>	28
<u>II.2.2. Forage rotary</u>	29
<u>II.2.2.1. Description du matériel</u>	30
<u>II.2.3. Principe du forage percussion (MFT)</u>	31
<u>II.2.4. Types du forage</u>	32
<u>II.2.4.1. Procédés de forage dirigé (horizontal)</u>	33
<u>II.2.4.2. Les objectifs du forage dirigé</u>	35
<u>II.3. Mâts du forage</u>	35
<u>II.3.1. Les mâts libres</u>	37
<u>II.3.2. Les mâts haubanés</u>	38
<u>II.3.3. Les substructures</u>	39
<u>II.3.4. Les plates-formes</u>	40
<u>II.4. La garniture de forage</u>	41
<u>II.4.1. Les tiges</u>	41
<u>II.4.1.1. Les tiges lourdes</u>	41
<u>II.4.1.2. Les masse- tiges</u>	42
<u>II.4.2. Les stabilisateurs</u>	44
<u>II.4.2.1. Stabilisation en trou vertical</u>	45
<u>II.4.2.2. Stabilisation en forage dirigé</u>	45
<u>II.5. Les outils de forage</u>	46

Sommaire

<u>II.5.1. Les outils à molettes [roller bits]</u>	46
<u>II.5.1.1. Mode de travail d'un tricône</u>	47
<u>II.5.1.2. Outils à pastilles en carbure de tungstène [carbide bits]</u>	48
<u>II.5.1.3 Outil conventionnel</u>	48
<u>II.5.1.4 Outil à duses</u>	48
<u>II.5.2. Les outils au diamant naturel</u>	49
<u>II.5.3. Les outils au diamant synthétique</u>	50
<u>II.5.3.1. Diamant synthétique à basse température</u>	50
<u>II.5.3.2. Corps des outils PDC</u>	50
<u>II.5.3.3. Profil des outils PDC</u>	51
<u>II.6. Quelques problèmes de forage</u>	52
<u>II.6.1. Venu de fluide de formation</u>	52
<u>II.6.2. Coincement de la garniture de forage</u>	52
<u>II.6.2.1. Coincement dans des argiles réactives (gonflantes)</u>	53
<u>II.6.2.2. Coincement dans les sels (Halite)</u>	53
<u>II.6.2.3. Coincement par pression différentielle (Differential sticking)</u>	54
<u>II.7. Synthèse du chapitre</u>	54
<u>III. Chapitre. III</u>	55
<u>III.1. Introduction</u>	56
<u>III.2. Définition</u>	56
<u>III.3. Le rôle des fluides du forage</u>	57
<u>III.3.1. Nettoyage du puits</u>	58
<u>III.3.2. Maintien des déblais en suspension</u>	58
<u>III.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface</u>	58
<u>III.3.4. Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde</u>	58
<u>III.3.5. Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits</u>	58
<u>III.3.6. Dépôt d'un cake imperméable</u>	58
<u>III.3.7. Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile</u>	59
<u>III.3.8. Augmentation de la vitesse d'avancement</u>	59
<u>III.3.9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)</u>	59
<u>III.3.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage</u>	59
<u>III.3.11. Apport de renseignements sur le sondage</u>	60
<u>III.3.12. Contamination des formations productrices</u>	Erreur ! Signet non défini.

Sommaire

<u>III.3.13. Corrosion et usure du matériel</u>	60
<u>III.3.14. Toxicité et sécurité</u>	60
<u>III.4. Principaux produits pour les fluides de forage</u>	61
<u>III.4.1. Rôle et utilisation</u>	61
<u>III.4.2. Colloïdes argileux</u>	61
<u>III.4.3. Colloïdes organiques</u>	62
<u>III.4.4. Les fluidifiants et défloculants</u>	64
<u>III.4.5. Les additifs minéraux</u>	64
<u>III.4.6. Les produits organiques spéciaux</u>	67
<u>III.4.7. Les alourdissants</u>	69
<u>III.4.8. Les colmatants</u>	70
<u>III.5. Circonscription de la boue de forage</u>	71
<u>III.5.1. La boue à base d'eau (WBM)</u>	72
<u>III.5.1.1. Boue de forage naturelle</u>	73
<u>III.5.1.2. Boue bentonique</u>	73
<u>III.5.1.3. Boue bentonique sans amincissant</u>	73
<u>III.5.1.4. Boue bentonique aux dérivés de la lignine et du lignite</u>	74
<u>III.5.1.5. Boue douces au F.C.L.cf et L.C.cf</u>	74
<u>III.5.1.6. Boue au gypse</u>	74
<u>III.5.1.7. Fluides à faible teneur en solides</u>	75
<u>III.5.2. Boues à base d'eau salée</u>	75
<u>III.5.2.1. Limitation du système</u>	75
<u>III.5.2. 2. Boue à l'eau de mer</u>	75
<u>III.5.3. Boues à l'eau émulsionnée</u>	76
<u>III.5.4. Boues à base d'huile</u>	77
<u>III.5.4.1. Boues à l'huile</u>	77
<u>III.5.4.2. Boues à émulsion inverse</u>	78
<u>III.6. Circuit de la boue</u>	79
<u>III.7. Synthèse du chapitre</u>	80
<u>IV. Chapitre.IV</u>	81
<u>IV.1. Introduction</u>	82
<u>IV.2. cas d'étude du puits de pétrole HR-174</u>	82
<u>IV.2.1. Situation géographique du puits HR-174</u>	82

Sommaire

<u>IV.2.2. géologie du site d'étude</u>	83
<u>IV.2.2.1. Prévisions géologiques d'un puits pétrolier HR-174</u>	83
<u>IV.2.3. Discussion du Forage pour toutes les formations géologiques</u>	86
<u>IV.2.3.1. Discussion du forage pour La formation FG1</u>	86
<u>IV.2.3.2. Discussion du forage pour La formation FG2</u>	86
<u>IV.2.3.3. Discussion du forage pour La formation FG3</u>	87
<u>IV.2.3.4. Discussion du forage pour La formation FG4</u>	87
<u>IV.2.4. La densité de boue pour chaque formation géologique</u>	88
<u>IV.2.4.1. Calcul des densités moyennes de la boue pour toutes les formations géologiques</u>	88
<u>IV.2.5. Description du profil du puits HR-174 dans la formation FG1</u>	90
<u>IV.2.6. Description de densité pour les différentes formations géologiques</u>	91
<u>IV.2.6.1. La densité de la boue pour la formation FG1</u>	91
<u>IV.2.6.2. La densité de la boue pour la formation FG2</u>	92
<u>IV.2.6.3. La densité de la boue pour la formation FG3</u>	93
<u>IV.2.6.4. La densité de la boue pour la formation FG4</u>	94
<u>IV.2.7. Les pertes de boue pour chaque formation géologique</u>	95
<u>I.2.7.1. Les pertes de boue pour la formation FG1</u>	95
<u>IV.2.7.2. Les pertes de boue pour la formation FG2</u>	95
<u>IV.2.7.3. Les pertes de boue pour la Formation FG3</u>	96
<u>IV.2.8. Les problèmes rencontrés pour chaque formation géologique</u>	96
<u>IV.2.8.1. Le problème rencontré dans la formation FG1</u>	96
<u>IV.2.8.2. Le problème rencontré dans la formation FG2</u>	97
<u>IV.2.8.3. Le problème rencontré dans la formation FG3</u>	98
<u>IV.2.9. Le forage du niveau D2 dans le puits HR-174</u>	98
<u>IV.2.9.1. Mise en évidence du D2</u>	99
<u>IV.2.9.2. Aperçu sur « Tech log » logiciel</u>	100
<u>IV.2.9.3. Le carottage</u>	101
<u>IV.2.10. Calcul du diamètre des duses</u>	103
<u>IV.2.11. Test de forabilité (drill off test)</u>	105
<u>IV.3. Conclusion et recommandations</u>	107

Introduction générale

Introduction générale

Introduction générale

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, ils jouent un rôle très important et capital dans l'industrie de l'Algérie, Ils occupent une proportion de 97% de l'économie du pays qui s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie vers l'étranger.

Le processus de l'exploration pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19^{ème} siècle. Dans une période où le potentiel en hydrocarbures de l'Algérie, était significatif au niveau mondial, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord.

La création de la société SONATRACH en 1963, constitue un moment de redynamisation du secteur pétrolier, puisque, depuis cette date, la société est devenue le moteur principal du développement des richesses du sous-sol algérien.

Le champ gazier du Hassi R'mel contribue à un intérêt particulier de matière d'exploitation en hydrocarbures en Algérie et dans le monde. Avec une production des hydrocarbures à partir de trois couches de grès du trias.

L'exploitation de ces hydrocarbures nécessite un type du forage convenable pour le cas étudié, en utilisant des fluides du forage. Ces derniers diffèrent, selon certaines conditions et caractéristiques, en (boue à base d'eau douce, d'eau salée, à base d'huile avec un changement des caractéristiques de boue selon la formation géologique).

Avec toutes les améliorations qui ont été faites, on rencontre toujours des problèmes lors de l'injection des fluides du forage traversant le puits qui causent parfois l'instabilité des parois ou le blocage des outils du forage et ensuite la fermeture du puits. Ça nous a permis de poser la question suivante:

- quel est le rôle et l'interaction des fluides du forage avec les différentes couches géologiques dans un puits pétrolier? et sur quelle base on modifie les caractéristiques du fluide du forage pour chaque formation ?

Dans l'objectif d'approcher la relation fluides du forage-couches, ce manuscrit intitulé par « Rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques d'un puits pétrolier » s'articule autour de quatre chapitres distincts.

- **Dans le premier chapitre bibliographique**, il était nécessaire de présenter la situation géographique du champ Hassi R'mel et la situation géologique qui nous permettra de savoir la nature des couches géologiques et leurs caractéristiques, puis

Introduction générale

une histoire du développement du champ Hassi R'mel et une évolution générale des bassins et leur remplissage.

- **Dans le deuxième chapitre bibliographique**, on a parlé des différentes techniques et types du forage en mentionnant celui utilisé au champ Hassi R'mel, en donnant un aperçu sur les garnitures et les outils du forage utilisés dans le domaine pétrolier.
- **Dans le troisième chapitre bibliographique, Au début de ce chapitre** il était nécessaire d'introduire la différence entre les termes « fluide » et « boue », on a également cité les différents rôles des fluides du forage dans le forage avec les composants qu'on peut injecter pour modifier les caractéristiques du fluide du forage.
- **Dans le quatrième chapitre**, on a fonctionné les informations qu'on a obtenues à partir des chapitres précédents pour comprendre l'impact et la relation entre les fluides du forage et les couches géologiques. en tenant en considération le choix du couple poids/vitesse de rotation de l'outil du forage et le diamètre des duses.
- **Des Conclusions et Recommandations** sont présentées pour clore ce manuscrit, avec une discussion sur les solutions à apporter pour que l'activité de forage puisse s'avancer d'une façon rapide et accéder au gisement sans obstacles rencontrés.

Chapitre I :
Étude géologique du champ Hassi
R'mel

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

I.1. Introduction

La Plate-forme Saharienne a fait l'objet de la quasi-totalité des travaux d'exploration pétroliers en étant le siège de nombreux réservoirs liés au Paléozoïque et au Mésozoïque.

Pour faire une étude « rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques dans un puits pétrolier », il fallait d'abord savoir la situation de la région à forer et les couches géologiques par la géophysique et la géologie.

Dans ce chapitre, on a essayé de donner un aperçu de la situation du champ Hassi R'mel et sa stratigraphie pour avoir l'opportunité d'analyser nos résultats d'après ces formations géologiques.

I.2. Situation géographique

Hassi R'Mel, porte du désert se trouve, à 550km au sud d'ALGER et à 100km au sud de la ville de LAGHOUAT (fig.I. 01), elle est comprise entre les méridiens 2°55` et 3°50` Est et les parallèles 33°15` et 33°45` Nord. Il fait un climat sec de faible pluviométrie de 140mm/an et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver. Les amplitudes thermiques sont importantes variant entre -5°C en hiver et 45°C en été, les vents dominants sont de direction Nord-Ouest. Le champ de Hassi R'Mel s'étend sur 70km x 50km. [1]

La région de Hassi R'Mel est située au nord de la plate-forme saharienne, à une altitude de 750 m du niveau de la mer, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux.

Le champ de Hassi R'Mel appartient à la province triasique, il possède l'un des plus importants gisements de gaz naturel et une fraction de pétrole dans sa partie Est (Anneau d'huile). Ce champ comprend environ 500 puits. [1]

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

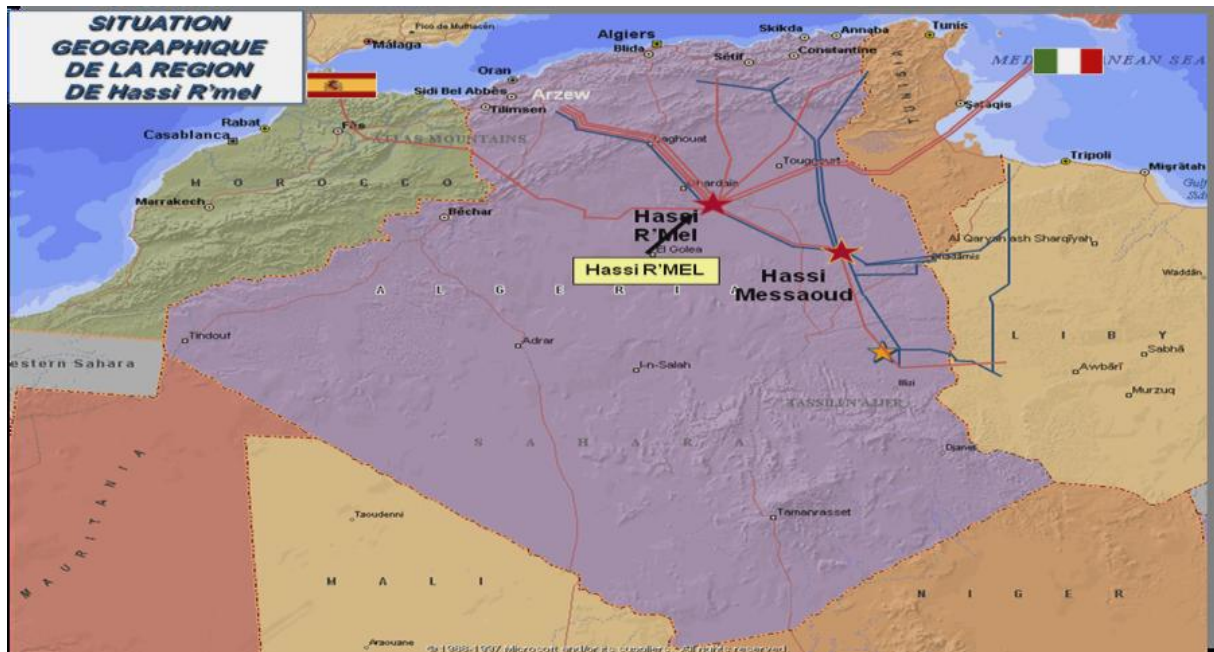


Figure I.01. Situation géographique du site de Hassi R'Mel.

Le gisement de Hassi R'Mel est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. Il a une forme d'ellipse s'étale sur plus de 3500 km², 70 km du nord au sud et 50 km d'est en ouest, il se situe à une profondeur de 2200 m, la capacité du gisement est de l'ordre de 3000 milliards de mètre cubes récupérables. Le gisement de Hassi R'Mel contient les éléments suivants :

- Gaz naturel
- Gaz de pétrole liquéfié GPL (c'est un gaz sous forme liquide)
- Condensat – Gazoline – Liquide

Cette richesse naturelle est convoitée par plusieurs entreprises nationales et étrangères pour l'exploitation telles que SONATRACH, SONELGAZ, ENGTP, GENERAL ELECTRIC, NOUVO PIGNONE, JGC ... etc. [2].

I.3. Situation géologique

Avec une dimension de l'ordre de 3500 Km² et un pendage structural d'environ 0.573° soit une dénivelée de 10m/km, cette structure se présente comme un anticlinal elliptique (dôme) allongé dans la direction NNE-SSW, greffé sur un relief paléozoïque érodé jusqu'au niveau de l'ordovicien et du Cambrien. En réalité la structure regroupe plusieurs petites structures, elle est composée par des culminations et des dépressions limitées par des accidents (failles) d'orientation variable et les plus importantes sont les failles subméridiennes. Ce champ se trouve sur la voûte de Tilghem, il est limité :

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

- Au Nord par les chaînes de l'Atlas Saharien.
- À l'Ouest par le bassin de Béchar.
- À l'Est par les zones hautes de Djemaa –Touggourt.
- Au Sud le Bassin d'Oued Mya.

Cette structure plonge en pente douce vers le Nord en direction de la flexure Sud – Atlasique, se prolonge vers le Sud-West par la petite structure anticlinale de Djebel Bissa et vers le Sud par celle de Hassi R'mel Sud. Toutes les failles observées sont des failles normales. [1]

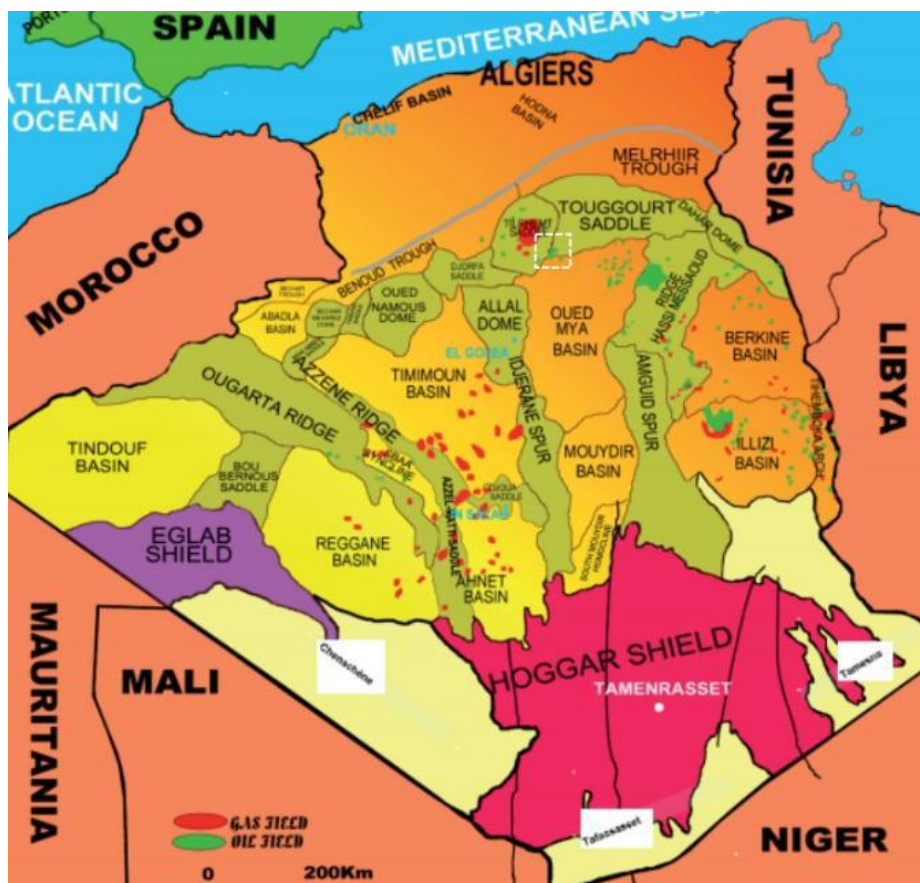


Figure I.02. Cadre géologique du champ de Hassi R'Mel [19],

I.4. Historique de la découverte

I.4.1. Les principales étapes de l'exploration de Hassi R'Mel

Une large campagne sismique déclenchée en 1952, non loin du BORDJ-NILITILGHEM, a permis de déclarer une zone pouvant marquer un anticlinal. Cette campagne a été suivie d'un premier sondage **Berriane-1** implanté à l'Est de la structure qui a révélé la présence d'un niveau réservoir dans les sédiments argilo-gréso-salifère reposant sur les terrains paléozoïques érodés, surmontés par une série carbonatée. [1]

Ces sédiments argilo-salifères et gréseux furent attribués au Trias. C'est ainsi que S.N.

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Repal entreprit en 1956 son premier sondage d'exploration. Ce dernier mit en évidence l'existence d'un gaz humide sous une très forte pression dans les grès du Trias à une profondeur de 2123m. Le sondage fut implanté sur le sommet d'un anticlinal.

Les sondages qui s'en suivent ont permis d'étudier avec précision les faciès des niveaux géologiques. [1]

De 1957 à 1960 les puits HR2, 3,4, ...9 furent forés.

La **C.F.P.A**, voulant déterminer l'extension des réservoirs vers le Sud, avait implanté des sondages de délimitation AE1, AE2, AF1, AF2 et AF3 ou seuls, les puits AF1et AF2 implantés au Sud de **GHARDAIA** ont rencontré le réservoir. Le puits HR8 réalisé en 1958 fut le premier à avoir rencontré des indices d'huile dans le gisement, ce qui a permis la découverte d'une accumulation d'huile dans le flanc Est de la structure (puits HR38).

Dans les années 70-80 d'autres puits implantés à L'Est et Hassi R'Mel Sud mettaient en évidence la présence d'une accumulation d'huile connue sous le nom **anneau d'huile**.

Par la suite, la **SONATRACH** a élargi le programme de développement du gisement par l'implantation des puits à travers toute la structure. Parallèlement à cette action, des forages de reconnaissance sont lancés dans la prospection de la zone périphérique du gisement.

Les enregistrements diagraphiques nous ont permis de découper le réservoir en trois niveaux argileux d'épaisseur variable. [1]

Actuellement, le champ est en plein développement, il compte plus de 450 puits producteurs de gaz et d'huile avec ceux puits injecteurs. [1]

I.4.2. Les principales étapes du développement de Hassi R'Mel

Les deux produits, gaz et pétrole, se trouvant à l'état brut initialement, nécessitent la présence de complexes importants de traitement, lesquels ont subi un développement continu durant cette dernière décennie. Le premier puits, HR-1, a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal que constitue le gisement de Hassi R'mel. Ce puits avait mis en évidence la présence de gaz riche en condensat à une température de 90 °C et une pression de 310 kgf/cm². [3]

Le développement du gisement de Hassi R'mel a été réalisé en plusieurs étapes :

- **1961-1969**: mise en exploitation de six (06) unités de traitement de gaz d'une capacité de quatre milliards de mètres cubes par an ;
- **1972-1974**: mise en exploitation de six (06) unités supplémentaires pour atteindre une capacité de quatorze milliards de mètres cubes par an;

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

- **1975-1980:** mise en œuvre et réalisation du plan directeur de développement visant les objectifs suivants:
 - Augmentation de la capacité de traitement de 14 à 94 milliards m³/an;
 - Maximisation de la récupération des hydrocarbures liquide, condensât et GPL, par recyclage partiel du gaz;
 - **1985:** réalisation et mise en service d'une unité pour la récupération des gaz torchés et la production de GPL des modules 0 et 1;
 - **1987-2000:** réalisation et mise en service des centres de traitement du gaz de Djebel Bissa et de Hassi R'mel Sud;
 - **1981-1993:** mise en service de cinq (05) centres de traitement d'huile;
 - **1995-1999:** mise en service des unités d'hydratation de gaz à Sbaa (Adrar) près d'In Salah;
 - **1999:** réalisation et mise en service de l'usine de récupération des gaz associés provenant des centres de traitement d'huile;
 - **2001:** mise en œuvre de projet de BOOSTING. [3]

I.5. Évolution générale des bassins et leur remplissage

□ **Au Paléozoïque**

L'évolution des bassins sédimentaires intra-cratoniques de la plate-forme saharienne s'inscrit dans celle du contexte géodynamique général du continent africain (Bumby et Guiraud, 2005). Les colonnes sédimentaires des bassins de la plate-forme saharienne sont des témoins de l'évolution géodynamique au cours du Phanérozoïque. Beaucoup de structures géologiques du continent africain sont héritées de la structuration panafricaine fini-protérozoïque dont les linéaments contrôlent la distribution des champs de contraintes au cours du Phanérozoïque (Guiraud et Bosworth, 1999). Ces zones de sutures sont réactivées à plusieurs reprises pendant le Phanérozoïque. Depuis la fin du Précambrien, le continent africain a subi des phases d'extension se traduisant par l'individualisation de bassins sédimentaires et par la formation de rifts intracontinentaux. [1]

Les zones en compression se limitent au domaine atlaso-tellien et à la chaîne varisque plissée du Cap (Afrique du Sud), situés tous deux en bordure du continent africain.

Le cycle panafricain a été suivi d'une phase d'érosion intense qui nivelle toutes les structures et reliefs antérieurs (Caby, 1968). Cette phase de pénéplanation conduit à l'individualisation de la discordance infra-tassilienne (Beuf *et al.* 1971), dont la surface plane est affectée pente

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

très douce orientée vers le Nord. Cette disposition structurale va contrôler l'essentiel des apports sédimentaires dans les bassins paléozoïques. [1]

D'une manière générale, les bassins sédimentaires paléozoïques de la plate-forme saharienne se développent dans un régime en extension, favorable à leur subsidence variable suivant les régions. Après le cycle panafricain, au Paléozoïque inférieur, le régime extensif, induit par l'effondrement gravitaire post-orogénique et l'érosion importante qui l'accompagne (formation de la pénéplaine infra-tassilienne), est favorable à la formation et à l'évolution des bassins sédimentaires dont la structuration se calque sur l'ancien domaine orogénique (Coward et Ries, 2003). L'ensemble se développe au niveau d'une très vaste marge bordant au Sud la Paléotéthys qui sépare la bordure septentrionale du Gondwana de la Laurentia. [1]

L'héritage tectonique panafricain influence l'individualisation de plusieurs bassins de plate-forme. L'ensemble de ces bassins se développe le long de l'ancienne suture panafricaine entre les cratons de l'Afrique de l'Ouest et du Sahara oriental. L'orientation globalement nord-sud des structures panafricaines influence également la distribution des sédiments dans les bassins dont les apports se font, selon la même orientation, du Sud vers le Nord. [1]

Outre le contrôle tectonique de l'évolution des bassins, les variations du niveau de mer contrôlées par l'évolution du climat, jouent un rôle majeur dans l'évolution de la sédimentation. D'origine eustatique, les transgressions majeures se produisent au Cambrien inférieur, à l'Ordovicien inférieur, au début du Silurien, au Dévonien moyen et supérieur et, enfin, au Carbonifère inférieur et supérieur (Carr, 2002 ; Bumby et Guiraud, 2005). Ces transgressions se traduisent généralement par le passage de dépôts fluviatiles au Sud à des dépôts marins peu profonds au Nord, c'est-à-dire vers la Paléotéthys. Les zones de sédimentation les plus profondes du Paléozoïque sont aujourd'hui reconnues dans le domaine plissé du Haut-Atlas occidental au Maroc (Coward et Ries, 2003). La migration vers le Nord du Gondwana permet le développement d'un inlandsis en Afrique de l'Ouest à l'Ordovicien supérieur. La poursuite de la dérive vers le Nord s'accompagne de la disparition de l'inlandsis et d'une remontée eustatique importante au cours du Silurien. [1]

Au début du Dévonien, une régression marine générale, dans le nord de l'Afrique, conduit à l'accumulation des séries fluviatiles, alors qu'une nouvelle transgression se traduit par les dépôts carbonatés du Dévonien moyen à supérieur. Les niveaux eustatiques sont ensuite importants au cours du Carbonifère et se traduisent par une sédimentation marine peu profonde, qui passe vers le Nord à des plates-formes carbonatées (Guiraud et Bosworth, 1999). [1]

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Les événements épirogéniques qui se produisent ensuite au cours du Méso- Cénozoïque ne modifient que peu les structures formées auparavant. [1]

□ Au Mésozoïque

Au début du Mésozoïque, les reliefs formés par l'orogénèse varisque sont aplanis.

Cependant, quelques grandes fractures subméridiennes vont rejouer et d'autres se créer.

Les dernières 70 millions d'années, c'est-à-dire en gros, le Crétacé, sont dans le monde, caractérisés par « a global plate réorganisation, widespread rifting, continental break-up, rapid spreading and global magmatism » (Anderson, 1994). De la Mauritanie à la Libye, nous retrouverons des contrecoups de ces réarrangements. Alors qu'au Paléozoïque le Hoggar paraît subsident, et qu'au Sud, le bouclier nigérian est plutôt une zone haute, au Mésozoïque le mouvement s'inverse : le bouclier Touareg commence à s'esquisser et le Sud s'affaisse (Claret et Tempère, 1965). De grands fossés se forment et que selon Black, ils se situeraient sur une lithosphère délamainée et traduiraient le rejeu de vieilles zones mobiles panafricaines. Il s'en crée aussi sur le craton ouest-africain ou à cheval sur les deux domaines. [1]

Au cours du Crétacé, la mer va recouvrir la plus grande partie du Sahara central et s'avancer sur le Sahara occidental. Elle évacuera ces régions au début du Tertiaire. Les dépôts terrigènes et chimiques offrent de remarquables exemples d'une sédimentation d'une plate-forme stable. Ces couches demeurées horizontales, peuvent être bien étudiées dans les gorges ou les falaises bordant les dépressions. [1]

Les terrains mésozoïques n'y affleurent pas, mais on dispose des données des nombreux sondages pétroliers. Une synthèse en a été faite (Busson, 1971) : elle décrit un bon exemple de formation d'une couverture sédimentaire sur une pénéplaine tantôt émergée, Tantôt submergée par une faible tranche d'eau. Nulle part nous ne trouverons de traces de tectonique salifère, malgré la puissance de ces formations. [1]

Dans l'histoire de ce continent deux évènements extérieurs vont s'inscrire :

□ La séparation de l'Afrique avec les Amériques, d'abord au Nord puis au Sud. Cette séparation se manifeste par des distensions à l'intérieur de la plaque et la montée des magmas basaltiques, surtout au Sahara occidental. Au milieu du Jurassique, l'Afrique a une façade maritime du Maroc jusqu'à la Sierra Leone. Au milieu du Crétacé, l'Atlantique sud s'est formé et le golfe de Guinée finit de s'ouvrir ;

□ La rotation de plaque africaine dans le sens inverse des aiguilles d'une montre. Cette rotation aura pour effet un rétrécissement de la Téthys, qui devient la Méditerranée, fermée à l'Est par la collision de l'Arabie avec l'Eurasie, tandis que se forme la chaîne alpine sur ses

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

deux bords. La naissance de l'Atlas crée ainsi une zone haute au Nord du Sahara tandis qu'au Sud apparait le Hoggar ;

La séparation puis la rotation de l'Afrique s'accompagnent d'un rejet de linéaments, en distension ou en compression suivant les régions, et de montée de magmas profonds.

(Guiraud et Bosworth, 1997 ; Wilson et Guiraud, 1998). [1]

Les trois richesses les plus remarquables aujourd'hui nous paraissent :

- Les grès triasiques du Bas-Sahara, comme magasins potentiels d'hydrocarbures ;
- Les grès continentaux, surtout ceux de la première moitié du Mésozoïque, réputés pour leurs nappes aquifères que l'on groupe sous le nom de « nappe du continental intercalaire » ;
- Des diamants. On connaît depuis longtemps des alluvions quaternaires diamantifères en bordure du Golfe de Guinée ; on en a signalé en Mauritanie et dans le Sud-Ouest algérien ; Leurs roches-mères seraient des kimberlites et/ou des lamproïtes dont certaines seraient d'âge Crétacé (vers 90-100 Ma). [1]

I.5.1. Évolution paléo-structurale régionale

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne, son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1 800 et 2 000 MA, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA. [1]

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles subméridiennes verticales.

Ces accidents subméridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle, d'orientation N-S, NE-SW et NW-SE, sont au moins d'âge panafricain tardif.

Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne. Le schéma structural actuel du bassin de

Oued Mya est le résultat de plusieurs phases tectoniques, dont les plus importantes sont la panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine. Ces phases tectoniques ont modelé la plateforme saharienne, à savoir :

- La distension cambro-ordovicienne,
- La compression tectonique,
- La compression calédonienne (tectono-sédimentaires du Dévonien),
- Les mouvements hercyniens,
- Les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine). [1]

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

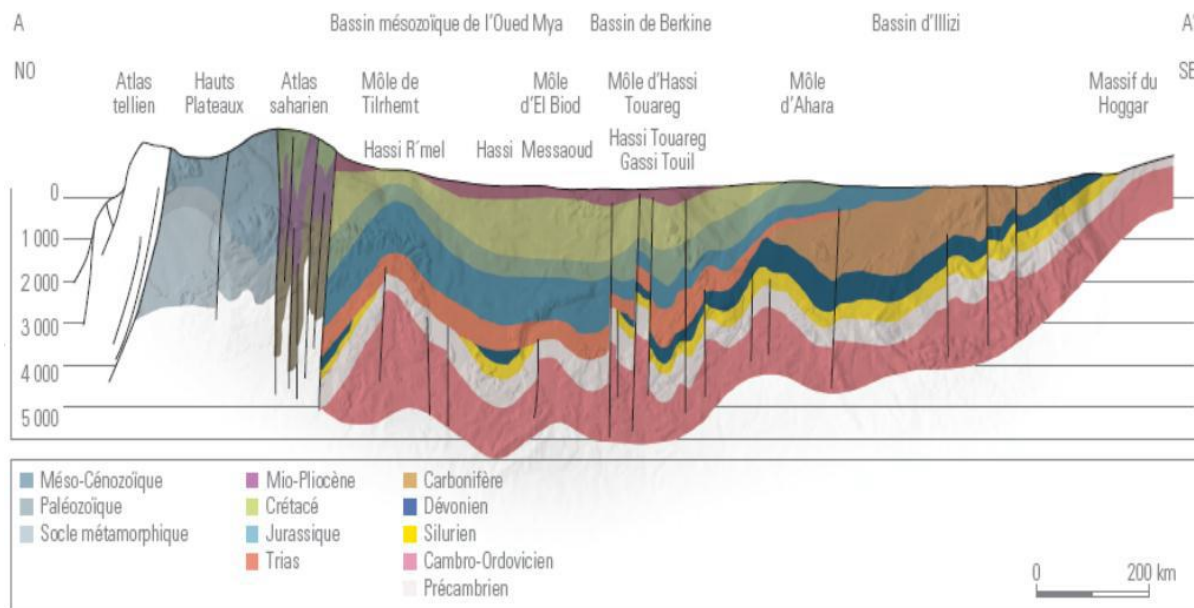


Figure I-03 : Coupe structurale à travers les unités de la plate-forme saharienne (WEC-French, 2007).

La tectonique du champ de Hassi R'Mel s'inscrit dans le cadre de la tectonique globale de la plate-forme Saharienne, celle-ci a subit une structuration qui s'est effectuée aux cours des cycles tectoniques suivants :

I.5.1.1. Cycle Panafricain

Cette tectonique est interprétée comme étant le résultat d'une collision entre deux blocs, le craton Ouest-Africain rigide à l'Ouest et le bloc Est Africain à l'Est, cette collision a engendré de grandes failles subméridiennes et qui sont les responsables des structures majeures Indjrane-M'Zab. [1]

I.5.1.2. Cycle Calédonien

Une extension a eu lieu au Cambro-Ordovicien, mettant en place la première série sédimentaire du paléozoïque inférieur, le Cambrien est marqué par une sédimentation détritique littorale à continentale sur toute la plate-forme. [1]

□ A l'Ordovicien, la mer transgresse sur l'ensemble du continent, ces dépôts sont argilo-gréseux, cette transgression est succédée par l'installation d'une calotte glaciaire surtout l'Afrique centrale ;

□ Au Silurien, la fonte généralisée de la calotte glaciaire à la fin de l'Ordovicien a provoqué une grande transgression qui va affecter l'ensemble de la plate-forme saharienne, ce qui a permis le dépôt d'une épaisse série argileuse riche en matière organique suivi par une autre argilo-gréseuse à carbonatée vers la fin du Silurien ;

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

□ La fin de Silurien et le début du Dévonien inférieur sont marqués par les mouvements calédoniens de compression Est-Ouest qui ont provoqué l'énergie de la structure en voûte de Tilghem ;

Les mouvements épirogéniques sont suivis par une période d'érosion et dépôts, c'est-à-dire une régression généralisée. Cette régression est succédée par une transgression (Gédinien – Siéginien) progressive, ce qui a permis le dépôt des argiles de Emsien ;

Les mouvements tectoniques calédoniens tardifs de la région ont contribué au soulèvement relatif de la région (rajeunissement du relief), ceci est vérifié par les dépôts détritiques relativement grossiers de Dévonien. [1]

I.5.1.3 Cycle Hercynien

Avec notamment ses déformations sublatitudinales et à la suite de laquelle la dorsale Djemaa - Touggourt est née, laquelle se trouve à l'intersection de la dorsale Idjrane - M'Zab dont est la terminaison septentrionale et de la dorsale Djemaa - Touggourt. [1]

La carte structurale au mur du D2 (repère stratigraphique isochrone dans la région) montre que le champ de Hassi R'Mel forme un vaste anticlinal plongeant en pente douce vers le Nord, l'Est et l'Ouest, vers le Nord-Ouest. Cette pente est perturbée par des failles, vers le Sud apparaissent des petites structures anticlinales. [1]

□ Le champ de Djebel Bissa au SUD-OUEST ;

□ Le champ de Hassi R'Mel au Sud ;

Et une Troisième au SUD-EST située au Nord Est de Hassi R'Mel Sud (HR-93b, HR-153, HR-64) ; L'anticlinal de failles d'orientation sub-conjuguées. [1]

L'un subméridien est hérité des mouvements panafricains et semble avoir joué durant toutes les phases suivantes. L'autre, sublatitudinal, dû aux mouvements alpins atlasiques, surtout ces deux réseaux de faille et toute la structure de Hassi R'Mel sont liés aux mouvements du socle lui-même qui a entraîné la couverture sédimentaire dans sa déformation au cours de toutes les phases tectoniques qui l'ont affecté dans le cycle Alpin on trouve :

Au Trias : Après la phase finale du cycle hercynien qui a contribué au soulèvement et l'érosion de la région, une phase distensive NE-SW au Trias provoque l'ouverture de la Téthys, la mer monde la région avec une faible tranche d'eau, ce qui a provoqué le dépôt d'une importante série salifère (évaporitique) Trias - Lias. [1]

Au Jurassique : Pendant cette période l'affaissement s'accroît, suivi d'une transgression généralisée, ce qui a provoqué le dépôt de l'argilo-carbonaté. [1]

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Au Crétacé : Durant le Barrémo-Néocomien, la mer commence à se retirer vers l'Est laissant ainsi la formation des lagunes donnant une sédimentation évaporitique et détritique continentale. [1]

La phase Autrichienne a contribué au retrait total de la mer Néocomienne. Cette phase est interprétée par Robinourz et Larque (1979) comme étant le résultat d'un blocage en cours de rotation des deux plaques : l'Africaine et Sud Américaine. [1]

Durant l'Aptien, une transgression marine engendre les dépôts carbonatés rapidement suivie par une importante régression, à l'Albien on assiste de nouveau à un retour des épandages détritiques. Durant le Cénomaniens et le Turonien, la configuration de la structure du champ de Hassi R'Mel commençait à se définir, la sédimentation est de type argilo-gréseuse. [1]

Au Cénozoïque : Le Cénozoïque est marqué par la prédominance de processus d'érosion et l'accumulation des dépôts continentaux. La régression de la mer a été suivie par des périodes de fluctuation de niveau de la mer, traduisant l'installation des dépôts détritiques et Carbonatés du Miocène. [1]

I.5.2. Évolution paléo-structurale locale

La structure de Hassi R'Mel se trouve sur la voûte de Tilghemt qui fait partie du prolongement Nord de l'axe structurale Indjrane-M'Zab. [1]

Il s'agit d'une voûte (môle) de direction Est - Ouest, à coeur granitique dont les flancs sont formés par des séries sédimentaires d'âge paléozoïque. Elle a été créée grâce à une forte phase tectonique de compression dont le cycle hercynien, qui a provoqué le soulèvement et l'érosion des séries sédimentaires jusqu'au Cambro-Ordovicien avec un réseau de failles de direction Nord-Sud, NORD-EST, SUD-OUEST, NORD-OUEST, SUD-EST. Ces failles (fractures) ont un moyen à faible rejet. La voûte de TILGHEMT est entourée par de nombreux bassins sédimentaires et des môles qui sont constitués par des failles dans la partie centrale et méridionale. Ces failles ont un rôle important dans la sédimentation et structuration des gisements dans toute la plate-forme saharienne. [1]

D'après les différentes cartes en isobathes au toit du Dogger, Lias Anhydritique et du repère dolomitique D2 du champ, montrent que la structure est constituée par la juxtaposition d'une série d'anomalies (éléments) structurales, de formes et de tailles différents témoignant d'une histoire complexe. On peut distinguer trois zones, en fonction de leurs caractères structuraux :

a) Zone Sud : Cette zone présente des structures anticlinales et synclinales de dimensions variables et l'orientation de celle-ci est suivant la direction NE-SW, cette direction est en réalité la direction des accidents (failles) affectant cette zone. Il est à noter que ce type de structures existent aussi dans l'extrémité Sud de la zone ; structure Hassi R'Mel Sud et Djebel

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Bissa. Ce sont des plis engendrés par les décrochements (Failles à rejets vertical), c'est-à-dire des plis d'entraînement. On remarque dans cette zone, un rapport (relation) entre l'épaisseur du sel et l'ampleur des structures. Le fluage des sels accentue les rejets des failles, et vu l'épaisseur importante du sel, donc la série salifère a joué un rôle important dans la structure de la zone. [1]

b) Zone Centre : Du point de vue structural, elle est plus haute et moins complexe que la zone précédente. Cette zone forme un plateau affecté par de faibles déformations, les flancs Est et Ouest sont marqués par des chutes structurales (flexures) qui assurent la fermeture de gisement de parts et d'autres. [1]

c) Zone Nord : Cette zone est très complexe du point de vue tectonique. Elle se situe à la limite méridionale de la flexure Sud-Atlasique dont elle a été particulièrement affectée lors des phases tectoniques récentes (voir Isobathes du A). La structure de cette zone apparaît comme étant une succession de gradins (Horst et Grabens) limités par des accidents (failles) qui assurent la fermeture du champ. Il est à noter que la structure de cette zone est complètement chamboulée, ce qui pose problème dans l'identification des réflecteurs sismiques (zone sourd). [1]

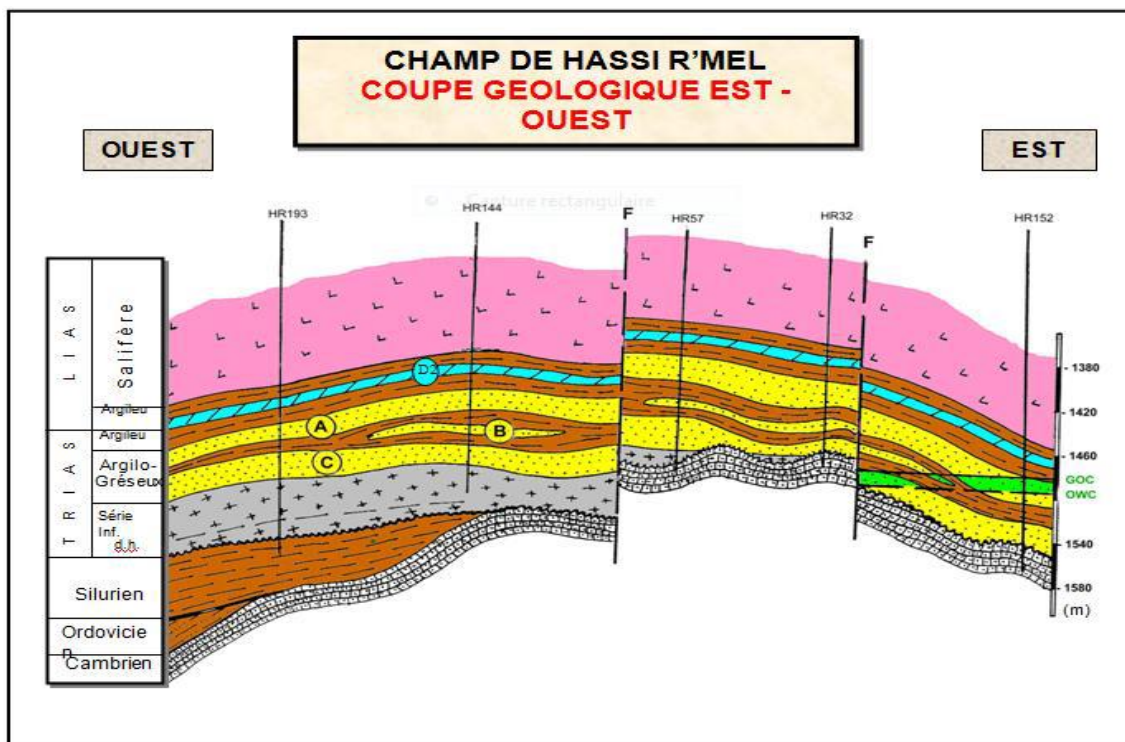


Figure I-04 : Coupe géologique Est-Ouest du champ de Hassi R'mel (synthèse PED SONATRACH).

I.6. Organisation du champ de Hassi R'Mel

I.6.1. Module Processing Plant (MPP)

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Le Module Processing Plant est une unité de traitement, constitué d'un ensemble d'installations conçu et réalisé pour permettre un traitement spécifique du gaz, condensat et GPL, conformément à un procédé approprié et répondant aux spécifications commerciales.

Cinq modules sont implantés à Hassi R'Mel. Quatre ont une capacité unitaire de 60 millions de Standard m³/jour. Le cinquième est le module 0 qui a une capacité de 30 millions Sm³/jour. Un sixième module dessert le petit gisement de Djebel Bissa avec une capacité de 6 millions de m³/jour. Il est désigné par l'appellation : centre de traitement de gaz. Ces modules de traitement de gaz sont reliés pour le stockage des liquides au centre de stockage CSTF

« Central Storage and Transfer Facilities ». [3]

I.6.2. Stockage et Transfert des Hydrocarbures

Tout le condensat et le GPL produits par les différents modules et CTG sont acheminés vers le CSTF, qui est un centre de stockage et transfert des hydrocarbures liquides se trouvant dans la zone centrale de Hassi R'Mel. Ils y subissent une dernière décantation pour les débarrasser des éventuelles quantités d'eau résiduelles, avant de les expédier à travers un système de comptage vers Arzew au moyen d'un Oléoduc de 28 pouces pour le condensat et 24 pouces pour le GPL.

I.6.3. Le Centre National de Dispatching du Gaz (CNDG)

Ce centre est constitué d'un ensemble d'installations qui comporte pipelines, vannes automatiques, équipements de régulation, équipements de comptage...etc, commandé à partir d'une salle de contrôle et qui permette la récupération de tout le gaz produit à Hassi R'Mel et dans le sud Algérien et sa répartition vers les différentes destinations:

- Les centrales de production d'électricité;
- Les usines de liquéfaction du GN à Arzew et Skikda;
- Les gazoducs desservant l'Italie via la Tunisie;
- Les gazoducs desservant l'Espagne via le Maroc;
- Les stations de compression et de réinjection de gaz dans les gisements de Hassi R'Mel;
- La consommation domestique et industrielle dans le pays. [3]

I.6.4. Station de Boosting

L'historique de production montre une baisse de la pression dans les gisements en fonction du programme de soutirage et vu que les unités de traitement de gaz sont conçues pour fonctionner à une pression minimale de 100 bars à l'entrée, le Boosting est une nécessité incontournable.

Compte tenu du profil de soutirage considéré, le procédé de Boosting n'a été introduit qu'en 2003, en faisant les actions suivantes:

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

- Forage de puits additionnels;
- Mise en exploitation du collecteur W8 sur le Module 3 et 4;
- Modification sur le réseau de collecte existant, Par la réalisation des projets suivants:
- Un forage de 59 puits répartis sur les trois zones: Centre, Nord et Sud;
- Un nouveau réseau de collectes et la modification du réseau de collectes existant pour le rendre compatible avec les nouveaux paramètres de service des modules à partir de l'année 2003 ;
- Trois stations boosting implantées au niveau du Module 2, du Module 3 et de la zone centrale regroupant les Modules 0, 1 et 4. [3]

I.6.5. Station de recompression

Le but de réinjection du gaz sec dans les gisements et de maintenir la pression élevée afin de récupérer le maximum des liquides (GPL et condensat). La capacité de réinjections de chaque unité des deux stations de compressions nord et sud est de 90 millions standard de m³/jour. [3]

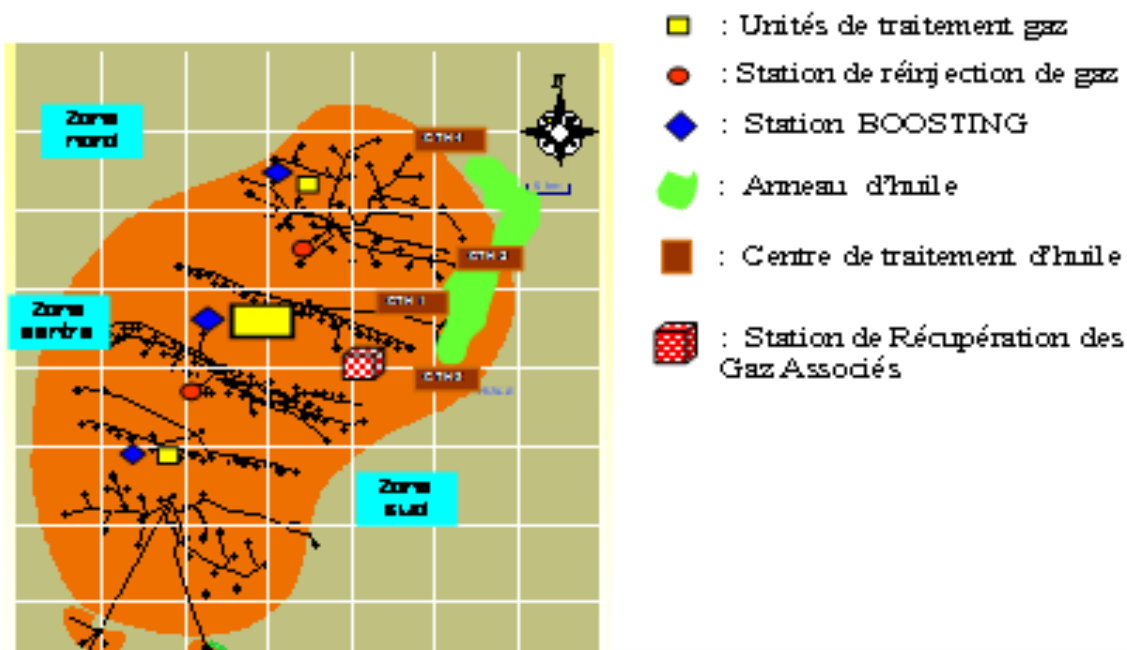


Figure I.05. La carte géométrique du champ gazier de Hassi R'mel et les sites des modules. [3]

I.7. Stratigraphie du champ Hassi R'mel

La couverture sédimentaire de la région de Hassi R'Mel est essentiellement méso cénozoïque, son épaisseur varie entre 2000 et 2300 m. [1]

I.7.1. Le socle précambrien

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Constitué de grands éléments granitiques fracturés, de couleur rose, orange et d'éléments de roches volcaniques. [1]

I.7.2. Paléozoïque

I.7.2.1. Cambrien

Le cambrien est identifié par sa position entre le socle cristallin à la base et les dépôts fins d'origine marine de l'Ordovicien. Il est constitué par une séquence grano-décroissante représentée par des niveaux gréseux hétérogènes fins à grossiers recoupés par des passées argilo-silteuses ; ces matériaux ont été subdivisés en quatre lithozones. [1]

Zone R3 : Constituée de grès très grossier à conglomératique, très argileux et ne présente aucun intérêt pétrolier. [1]

Zone R2 : Grès anisométrique, argileux, d'une épaisseur moyenne de 100 m elle est considérée comme un réservoir secondaire. [1]

Zone Ra : Grès quartzite anisométrique, son épaisseur varie entre 0 et 120 m. Cette zone est elle-même subdivisée en trois grands ensembles granulométriques qui sont :

- Zone grossière inférieure ;
- Zone fine médiane ;
- Zone grossière supérieure ;

Zone Ri : Elle est constituée de grès quartzites isométriques, généralement massifs, fins à moyens, bien classés, le ciment est argileux siliceux avec des passées argilo-silteuses, on note la présence abondante de tigillites. [1]

I.7.2.2. L'Ordovicien

L'ordovicien se présente en une méga séquence issue de la première influence marine dans la région. Il est présent pratiquement dans la partie Ouest du champ, il est entièrement détritique, on trouve, de haut en bas, les termes suivants :

- Zone des alternances** : D'une épaisseur moyenne de 20 m, cette zone présente une alternance de bancs de quartzite fin, isométrique et de niveau d'argile indurée.
- Les argiles d'El Gassi** : Ce sont des grès fins à très fins, argileux, de couleur grissombre, le ciment est de nature argileuse. Ils ont une épaisseur moyenne estimée à 20m.
- Les quartzites de Hamra** : Comme son nom l'indique, elles sont constituées de grès quartzitiques fins à moyens, de couleur gris-clair, on note parfois la présence d'intercalations argileuses. L'épaisseur moyenne de cet horizon est de 75 m. [1]
- Les grès de Ouargla** : Il est constitué de grès fin, silico-quartzitique intercalé de silt et d'argile, avec une épaisseur moyenne de 50 m.

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Les autres dépôts paléozoïques sont, presque, tous étaient érodés dans toute la plateforme saharienne. Certains affleurements apparaissent à des endroits divers. [1]

I.7.3. Mésozoïque

Les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques. [1]

I.7.3.1. Trias

Les dépôts triasiques de Hassi R'Mel sont représentés par les séries inférieures, le Trias argileux gréseux (TAG) et le trias argileux, ils reposent en discordance sur le Cambroordovicien, cet ensemble est surmonté par une importante couverture salifère d'âge Lias. [1]

a) Série inférieure : Elle est composée d'une alternance de grés à passées argileuses, faiblement carbonatées, d'argiles brunes, rouges, parfois feuilletées et d'argiles siliceuses.

La série renferme un épisode d'épanchement volcanique, qui s'intègre dans la série inférieure. [1]

b) Trias Argilo- gréseux (TAG) : C'est un ensemble constitué par la superposition des trois niveaux A, B et C, avec des grés fins à moyens, à l'exception du niveau C qui présente des grés grossiers. [1]

Niveau C : Il est représenté par des grés fins à moyens, localement grossiers très peu cimentés, à conglomérat, galets, quartz et à débris charbonneux. [1]

Niveau B : Il est représenté par des grés très argileux, anhydritique, il est plus développé notamment dans la zone centrale du champ. [1]

Niveau A : Il est représenté par des grés fins à très fins, localement argileux à forte cimentation anhydritique. [1]

c) Trias Argileux : Il est subdivisé dans sa partie médiane par un banc dolomitique appelé D2, et qui le décompose en Trias Argileux Inférieur et Trias Argileux Supérieurs.

Ce D2 marque le passage Trias-Lias. L'ensemble comprend une alternance de sel massif, rosâtre et d'argile brunâtre plastique. [1]

I.7.3.2. Jurassique

Le jurassique comprend quatre formations lithologiques, qui se distinguent de bas en haut par :

Un Lias constitué de quatre ensembles lithologiques distincts :

Le Lias salifère,

Le Lias anhydritique,

Le Lias carbonaté.

Le Lias marneux.

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

- Un Dogger constitué de deux formations :
- Le Dogger lagunaire,
- Le Dogger argileux.
- Un Malm composé de grés et d'argile versicolore à bancs de lignite et de calcaire cristallin.

[1]

I.6.3.3. Crétacé

Composé d'une part d'un continental intercalaire (Albien-Aptien-Barrémien-Néocomien) constitué essentiellement de grés fin à grossiers friable, à ciment carbonaté à passées d'argiles, et d'autre part, par un complexe Cénomaniens, Turonien, Sénonien représenté essentiellement par des calcaire à silex et dolomie vacuolaire. [1]

I.7.4. Cénozoïque

Le cénozoïque repose en discordance sur les formations mésozoïques, il est représenté par les formations mio-pliocène qui représentent une croûte calcaire et une série argilo – gréseuse.

[1]

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

Sys	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CRETACE	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	SENONIEN			Calcaire à silex	
	40	TURONIEN			Dolomie vacuolaire	
	100	CENOMANIEN			Calcaire et argile	
	460		ALBIEN			Grès fins, friables, à passées d'argile
			APTIEN			Marnes et grès
			BARREMIEN			Grès fins à grossiers, à ornent carbonaté
			NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite
	JURASSIQUE	600	MALM			Carbonates grès et argile
		220	DOGGER	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.
LAGUNAIRE					Calcaire dolomitique et argile.	
510		LIAS	MARNEUX		Marnes et calcaire.	
			CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
			ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.	
			SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"	
			SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.	
			ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"	
TRIAS		50	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR		Sel massif et Argile brun-choclat
	200	ARGILO-GRESEUX		A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B		
				C		
30	SERIE INFERIEURE Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.			
PALEOZOIQUE	22	DEVONIEN			Argile à passées de grès	
	100	SILURIEN			Argile noire à graphites	
	128	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques	
SOCLE PRE-CAMBIEN					Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferronachestres.	

Figure I-06 Colonne stratigraphique de la région de Hassi R'mel (synthèse Hassi R'mel SONATRACH).

I.8. Migration et piégeage des hydrocarbures

Trois facteurs ont joué un rôle majeur dans la distribution et le piégeage des hydrocarbures dans cette région :

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

- Les niveaux réservoirs constitués par les grès du trias ;
- La couverture salifère Lias-trias ;
- La tectonique Hercynienne-Alpine et son rôle présumé dans les migrations des hydrocarbures. [17]

I.8.1 Roche mère

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Ces argiles présentent de très bons paramètres géochimiques avec des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile à l'est du périmètre et en phase à gaz humide et condensât au sud.

Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies. Malgré l'érosion de ces argiles dans cette partie du bassin d'Oued Mya, elles auraient alimenté nos réservoirs à partir de zones lointaines.

La migration des hydrocarbures a dû se produire sur de longues distances. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

Des analyses géochimiques ont été effectuées sur quelques puits du bassin d'Oued Mya. [17]

I.8.2. Roche Réservoir

Les principaux réservoirs dans le bassin d'Oued Mya sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent l'unité série inférieure (centre du bassin et sud de Hassi R'mel), l'unité « A » et l'unité « B ».

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif secondaire depuis la récente découverte d'huile dans les structures avoisinantes. [17]

I.8.3. Roche Couverture

La couverture régionale des réservoirs triasiques est constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées. [17]

I.8.4. Migration

La génération et l'expulsion s'est faite depuis le Crétacé supérieur (études de Boote et al, 1998, citées dans l'étude sismique de Western Geco en 2001). L'alimentation des s'est faite par les failles préexistantes pendant l'orogénèse autrichienne et/ou par migration latérale le long des drains constitués par les niveaux perméables. [17]

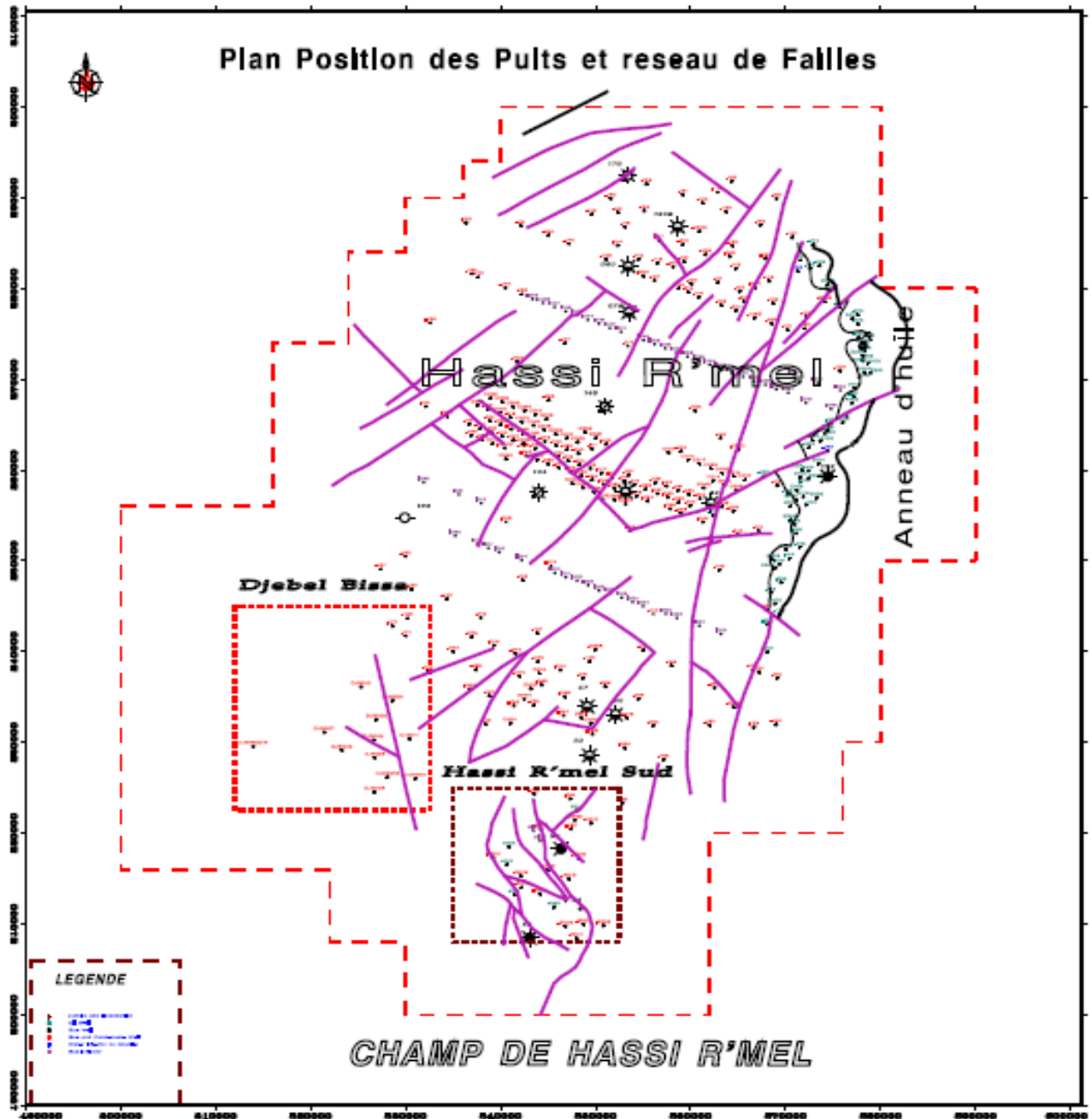


Figure I-07. Plan position des puits et réseaux de failles (synthèse PED SONATRACH).

[Chapitre I. Etude géologique du champ Hassi R'mel]

I.9. Synthèse du chapitre

- Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin.
- Les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.
- Trias Argileux est subdivisé dans sa partie médiane par un banc dolomitique appelé D2, et qui le décompose en Trias Argileux Inférieur et Trias Argileux Supérieurs.
- Ce D2 marque le passage Trias-Lias. L'ensemble comprend une alternance de sel massif, rosâtre et d'argile brunâtre plastique.
- L'utilisation de la cartographie géologique et géophysique dans ce chapitre nous a permis d'avoir des informations concernant les caractéristiques (nature, qualité, profondeur) des différentes formations géologiques et leurs âge.
- On conclut que le cadre géologique du notre champ à forer est le premier et le plus important pas vers notre étude.

Chapitre II :
Le forage pétrolier.

Chapitre II. Le forage pétrolier

II.1. Introduction

Les hydrocarbures sont les sources d'énergie les plus utilisées dans le monde. Jusqu'à présent, la seule façon d'extraire et d'utiliser ces sources d'énergie est le forage. Le forage pétrolier peut atteindre des roches souterraines poreuses et perméables qui peuvent contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux. Son emplacement a été déterminé à partir des études géologiques et géophysiques menées sur le bassin sédimentaire. Ces études donnent une idée de la composition du sous-sol et de la possibilité de sédiments, mais elles permettent certainement de détecter la présence d'hydrocarbures. Seul le forage peut confirmer l'hypothèse et mettre en évidence la nature du fluide contenu dans la roche. Pour cette raison, au fil du temps, une variété de technologies, de procédures et de méthodes ont été développées pour résoudre de nombreux problèmes liés au forage et à la récupération de pétrole et de gaz.

Sélectionner l'équipement qui convient à la capacité et aux exigences de puissance du forage est un préalable à toute opération de forage.

Encore loin de pouvoir répondre aux besoins de puissance ajustés pour répondre à des besoins spécifiques comme la grande profondeur et des frais de location supplémentaires sont requis. Le forage doit être effectué en fonction de la profondeur à forer.

Dans ce chapitre, on va voir les différentes techniques et types du forage pétrolier utilisés en Algérie, avec leur garniture, et les outils utilisés.

II.1.1. Définition du forage pétrolier

On appelle "forage pétrolier" l'ensemble des opérations permettant de forer les roches poreuses et perméables du sous-sol, susceptibles de contenir des hydrocarbures liquides ou gazeux.

L'implantation d'un forage est des études géologique et géophysiques effectuées sur un bassin sédimentaire, ceci nous permet de nous faire une idée de la constitution de sous-sol et des possibilités de gisements, sans pour autant préciser la présence d'hydrocarbures.

L'opération de forage peut alors confirmer les hypothèses faites et mettre en évidence la nature des fluides contenus dans les roches (Askri, 2003).

II.2. LES TECHNIQUES DU FORAGE

Plusieurs techniques de forages d'eau ont été développées en fonction du type d'ouvrage recherché et du contexte géologique. Nous retiendrons ici 3 techniques courantes de forage d'eau, le forage au battage, le forage Rotary et le forage percussion Marteau Fond de Trou (MFT). [4]

Chapitre II. Le forage pétrolier

Le forage au battage est la technique la plus ancienne, simple de conception, elle présente un intérêt surtout dans les terrains sédimentaires grossiers (graviers, galets) qui sont d'excellents réservoirs.

Nous n'aborderons pas en détail cette technique dans ce manuel. Le terrain est remonté mécaniquement à la surface à l'aide d'une benne cylindrique ou d'une cuillère (type de machines "Beneto"). [4]

Les techniques Rotary et Marteau fond de Trou sont les plus répandues et adaptées aux forages d'eau. Certaines machines Rotary sont de taille très importante et peuvent forer jusqu'à plusieurs centaines de mètres.

Les machines légères utilisées par Action contre la Faim fonctionnent en rotary seul pour ce qui est du modèle PAT 201 et aussi en percussion. [4]

Les techniques du forage sont classées en trois techniques qui sont les-suivantes :

II.2.1.Forage au battage

C'est une technique très ancienne, la perforation s'effectue à l'aide d'un câble muni à sa base d'un outil appelé trépan de forme soit monolame, bilame ou cruciforme, de diamètre variant entre 300 à 1200 mm (fig2). Cet outil est suffisamment lourd (400kg à 3 tonnes) pour qu'il puisse donner au câble une extension parfaite et pour minimiser tant que possible la déviation du trou. L'avancement de l'outil est régi par des mouvements de percussions qui lui sont transmis par le câble. Cette technique de forage nécessite une injection de l'eau, depuis le début de la pénétration jusqu'à la rencontre de la première venue d'eau, et ceci pour refroidir et lubrifier l'outil qui s'échauffe au cours de sa traversée des formations géologiques. [6]

Chapitre II. Le forage pétrolier

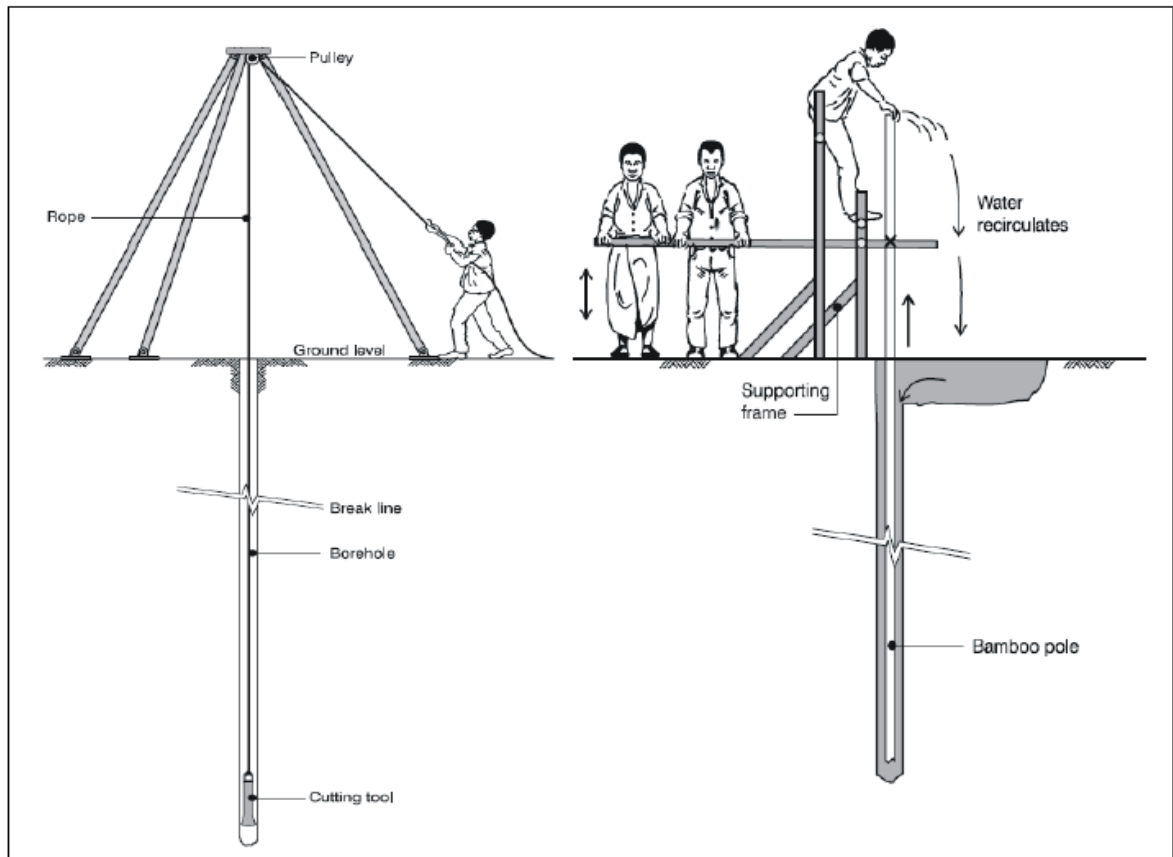


Figure II.01. Principe de la technique de forage au battage

La figure II.01 c'est une description de la simple technique de forage au battage qui est encore utilisé actuellement en plusieurs pays en Inde, Tanzanie et au Nicaragua. Cette méthode de forage ne peut pas pénétrer des roches très dures telle que les basaltes et ne peut pas dépasser une dizaine de mètre de profondeur.

II.2.2. Forage rotary

La technique rotary est exclusivement utilisée dans les terrains sédimentaires y compris les terrains durs pour les machines de fortes puissances.

Un outil appelé trilame ou tricône est mis en rotation depuis la surface du sol par l'intermédiaire d'un train de tiges. L'avancement de l'outil s'effectue par abrasion du terrain, sans choc, uniquement par rotation et poussée. Celle-ci est fournie par la puissance de la machine mais surtout par le poids des tiges au-dessus de l'outil. Il existe sur les ateliers de forages conséquents des tiges spécialement lourdes pour cela (masse-tiges).

L'outil détache dans le fond du trou des copeaux de terrain (appelés cutting). La circulation d'un liquide, la boue de forage, permet de les remonter à la surface. La boue de forage est injectée à l'intérieur des tiges, ressort au niveau de l'outil et remonte à la surface par l'espace annulaire entre le train de tiges et les parois du trou foré. Lors de sa remontée, la boue de forage tapisse les parois du trou (cake) pour les stabiliser. La "boue de forage" est

Chapitre II. Le forage pétrolier

faite à partir d'une argile (la bentonite) ou d'un polymère usuellement appelé polycol. Elle circule en circulation fermée, arrivée à la surface du sol elle est canalisée dans une série de fosses qui permettent aux cutting de décanter, puis pompée et injectée sous pression dans le train de tige. [5]

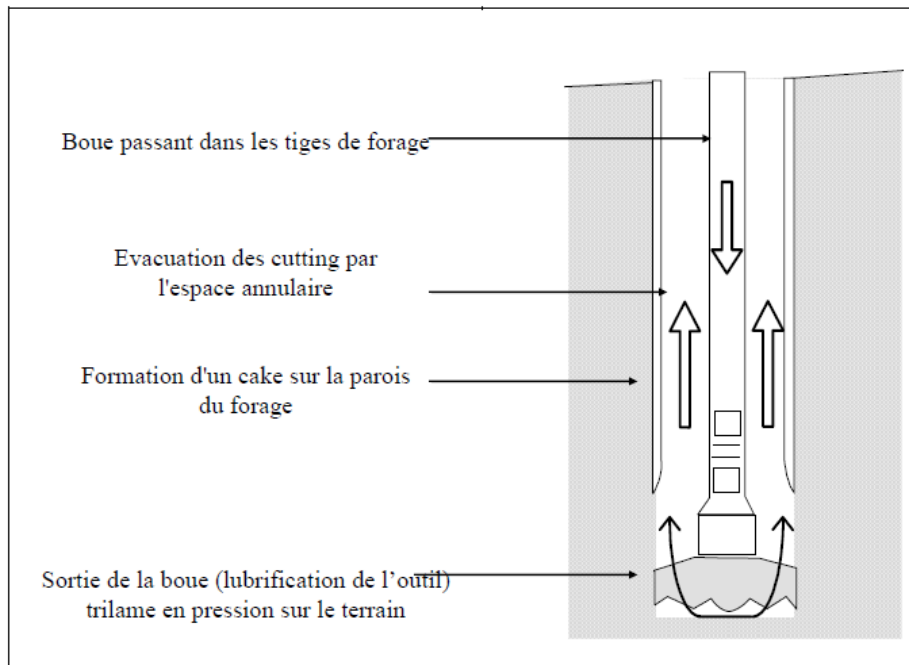


Figure II.02. Le principe rotary [5]

II.2.2.1. Description du matériel

La sondeuse (Figure II.03)

L'utilisation de sondeuses montées sur camion porteur tout-terrain est aujourd'hui largement répandue que l'installation des ateliers. Le poids total des sondeuses compris entre 14.7 et 32 t. La rotation est assurée par un ou deux moteurs d'une puissance individuelle. [6]



Figure II.03. BF831 Sondeuse polyvalente (FORACO)

Chapitre II. Le forage pétrolier

L'évolution récente des foreuses travaillant à l'air comprimé va très nettement vers une utilisation maximale de force hydraulique, pour tout travail autre que le fonctionnement du marteau pneumatique et l'évacuation des cuttings. Il n'y a plus guère d'atelier travaillant dans la recherche d'eau qui ne soit doté au moins d'un moteur hydraulique à débit constant ou variable. Dans le cas des appareils les plus perfectionnés, tous les mouvements essentiels (rotation, translation, positionnement du mât, vérins, pompe à mousse) sont intégrés dans un système hydraulique de sorte qu'un débit d'air maximal peut être utilisé pour la foration (Hermann PLOTE 1986). [6]

Cette sondeuse polyvalente montée sur camion (figII.03) équipée par deux pompes à boue et un compresseur. Elle assure une foration mixte (rotary-boue et Marteau fond de trou) avec circulation inverse et système ODEX-RC. [6]

II.2.3. Principe du forage percussion (MFT)

Cette technique permet de traverser des terrains durs comme le rocher (granites) ou sédimentaires consolidées (grès, calcaires).

Un taillant à boutons en carbure de tungstène fixé directement sur un marteau pneumatique, est mis en rotation et percussion pour casser et broyer la roche du terrain foré. Le marteau fonctionne comme un marteau piqueur, à l'air comprimé qui est délivré par un compresseur en plus de la machine de forage. Le flux d'air permet de remonter les cutting du terrain.

On distingue 2 phases, la percussion et le soufflage. [4]

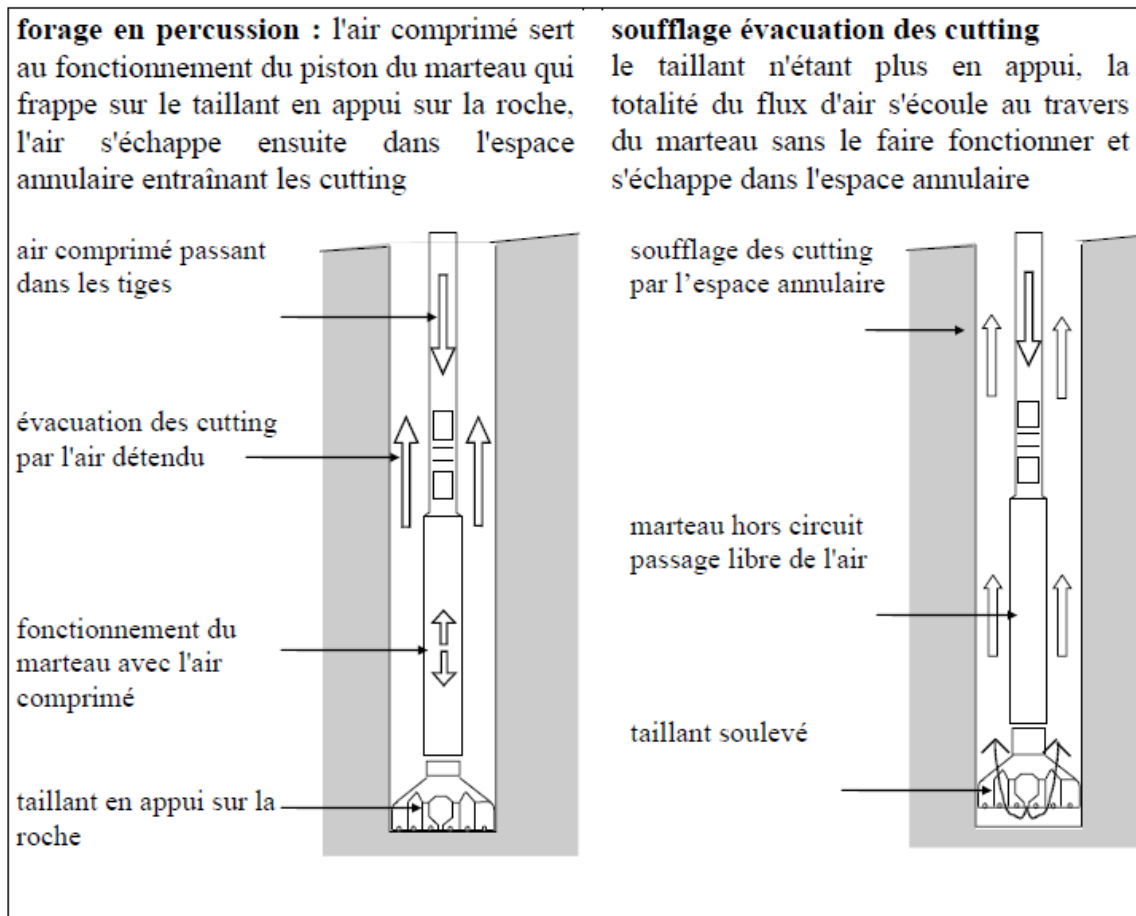


Figure II.04. Principe de fonctionnement du Marteau Fond de Trou [4]

II.2.4. Types du forage

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, et jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter ces sources d'énergie c'est le forage. [1] Pour cela plusieurs techniques, procédures et méthodes ont été élaborées à travers le temps, et dans la plupart du temps, les puits sont forés avec les formes suivantes :

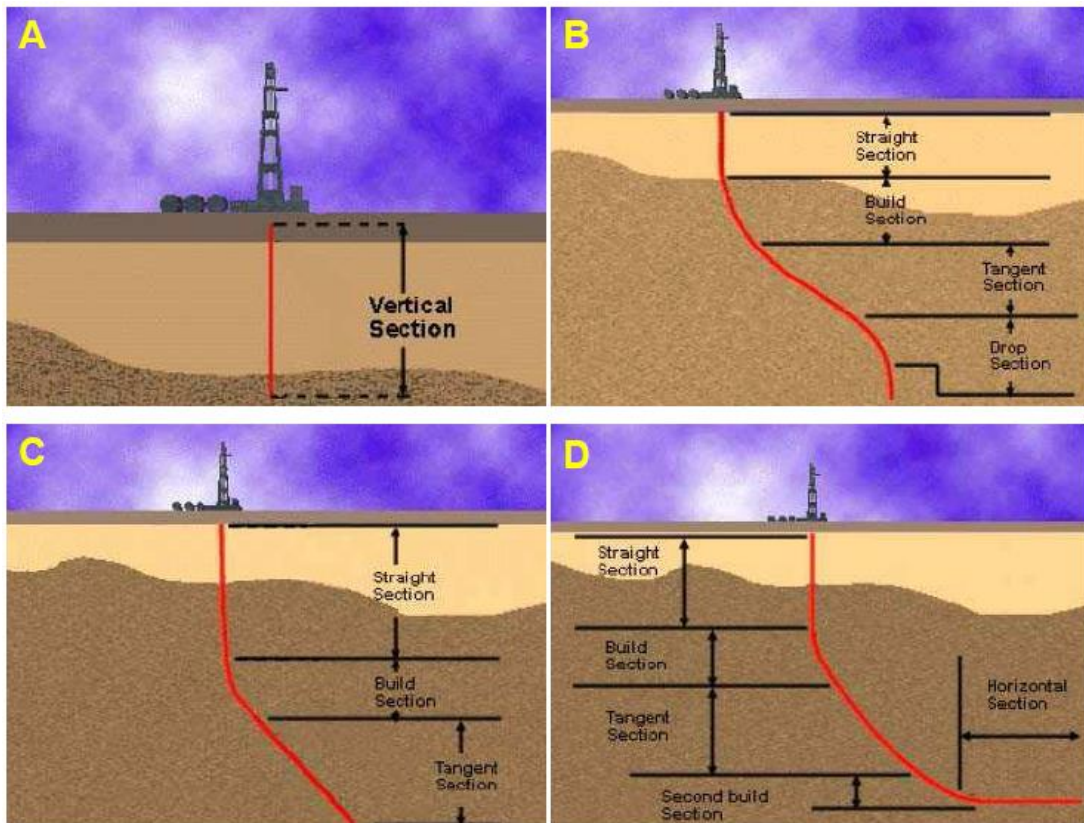


Figure II-05 : Types de forage (A : Vertical, B : Type S, C : Type J, D : Horizontal). [1]

II.2.4.1. Procédés de forage dirigé (horizontal)

Il n'est pas toujours possible d'implanter l'appareil de forage sur la verticale de l'objectif, en particulier lorsqu'un gisement se trouve sous un lac, un relief ardu, une mer. Parfois aussi, des forages commencés verticalement doivent être déviés, l'objectif étant décalé. Dans tous ces cas, on a recours à la technique du forage dirigé. De plus, pour développer un gisement à terre ou en mer, il est souvent plus économique de réaliser une grappe de puits déviés à partir d'un même emplacement, distants seulement de quelques mètres, plutôt que de faire plusieurs forages verticaux. Enfin, dans certains cas, la productivité des puits pourra être améliorée par des drains horizontaux. Ainsi, la plupart des forages de développement sont maintenant des forages dirigés qui, suivant le champ, peuvent aller jusqu'à l'horizontale. [1]

Le profil d'un forage dirigé comporte trois phases :

- Une partie verticale réalisée suivant les techniques de forage classique.
- Une partie courbe, au cours de laquelle la déviation est amorcée à l'aide d'outil déviateurs, puis augmentée aussi régulièrement que possible de 0,5 à 1 degré par 10 m en modifiant les paramètres de forage jusqu'à une valeur comprise entre 25 et 40 degrés.

Chapitre II. Le forage pétrolier

□ Une partie inclinée, mais droite en direction de l'objectif, l'inclinaison étant maintenue constante par l'utilisation de stabilisateurs placés entre les masses tiges.

L'outil déviateur le plus courant est le raccord coudé de 1 à 2 degrés placé au-dessus d'une turbine de forage ou d'un moteur volumétrique et qui oblige celle-ci à se déplacer par rapport à la verticale. Le contrôle de l'orientation du trou est réalisé à l'aide de capteurs placés au-dessus du trépan, qui mesurent l'azimut et l'inclinaison du trou.[1]

Les mesures sont transmises en surface par l'intermédiaire de la boue de forage et/ou par le biais de pulsation de pression. Ces outils permettent de connaître constamment l'inclinaison et l'azimut en cours de forage.

Avant de forer la partie horizontale d'un puits, il est préférable de réaliser un trou pilote à 45° d'inclinaison avec une possibilité du carottage. Ce qui va nous permettre la reconnaissance du réservoir en détails (contacts inter-fluides) et de choisir avec précision la trajectoire du puits.

Le niveau actuel de la technique du forage dirigé permet d'atteindre avec précision de l'ordre de quelques mètres, un objectif situé à 4000 m et décalé verticalement de plus de 1000 m par rapport à l'emplacement.

Le forage horizontal est un exercice beaucoup plus coûteux et complexe que les forages conventionnels. En général, les statistiques montrent qu'il est nécessaire de majorer le budget d'un puits vertical de 30 à 40 % pour obtenir le budget d'un puits horizontal. [1]

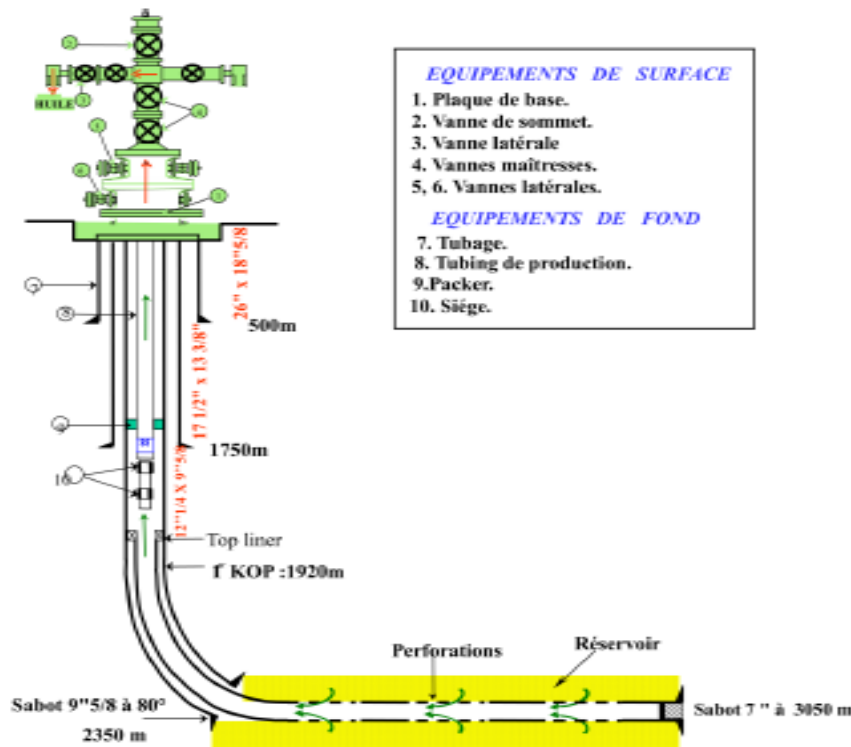


Figure II.06. Forage d'un puits d'huile horizontal. (Présentation SONATRACH, PED)

II.2.4.2. Les objectifs du forage dirigé

Les objectifs recherchés lors d'un forage horizontal sont en général une combinaison de plusieurs facteurs à savoir :

- Obtenir une longueur optimale de la liaison couche-trou.
- Augmenter l'efficacité et la productivité du puits.
- Limiter le nombre de puits à forer sur un champ.
- Pour résoudre un problème particulier de production tel que (Anisotropie de la perméabilité ; Isolation de la formation ; Effet de cône de l'aquifère ou de l'anneau de gaz lors de la production ; Une géométrie particulière de réservoir ou de l'emplacement de surface ; et Pièdre de la production des puits conventionnels). [1]

II.3. Mâts du forage

Le mât de forage [mast] (figure II.07) sert aux manœuvres des garnitures de forage ou des tubages. Il a remplacé la tour [derrick] grâce à la rapidité de son montage et démontage. Il peut être du type qui ne se démonte pas pour le déménagement [moving], ou de celui qui se démonte en un petit nombre d'éléments. Il est dressé tout monté sur la plate-forme de forage.

Il est composé de deux montants reliés par des entretoises et des croisillons qui reposent sur une substructure.

Une plate-forme (figure II.08) installée au sommet, comportant des traverses de forte capacité, supporte le moufle fixe [crown block]. [7]



Figure II.07. Mat de forage [7]



Figure II.08. Plateforme du moufle fixe [7]

Chapitre II. Le forage pétrolier

Une passerelle d'accrochage [monkey board] (figure II.09) est installée à une hauteur de 26 mètres du plancher [rig floor] pour permettre l'accrochage des longueurs de tiges [stands]. Elle est accrochée au mât par deux attaches, repose sur deux jambes de force, et est maintenue en haut par deux câbles. Elle comprend deux rangées pour le stockage des tiges [drill pipes] et masse-tiges [drill collars] de part et d'autre d'une partie rabattable réservée à l'accrocheur [derrick man]. Les rangées de stockage sont divisées en plusieurs autres rangées séparées par des traverses munies chacune d'un dispositif de sécurité pour empêcher les tiges d'en sortir. [7]

La longueur maximale d'une longueur de tiges à stocker dans le mât ne doit pas dépasser 30 mètres, sinon les tiges risquent de se déformer de façon permanente.

A environ 9 mètres du plancher est montée une passerelle de tubages (figure II.10) qui permet le guidage de ces derniers lors de leur vissage. La hauteur de cette passerelle est ajustable entre 6 et 12 mètres à l'aide d'un treuil à air. [7]



Figure II.09. Passerelle d'accrochage [7]



Figure II.10. Passerelle de tubage [7]

Des échelles ou des escaliers permettent l'accès aux passerelles et au sommet.

Les tiges et tubages [casings] sont préparés sur des traîneaux (figure II.11) situés de part et d'autre d'un plan horizontal appelé walk-way. Ces tiges et tubages sont roulés sur ces traîneaux jusqu'à atteindre le walk-way, puis ils sont remontés sur le plancher à l'aide du treuil à air. Ils glissent le long du walk-way, puis sur le plan incliné [catwalk] jusqu'à atteindre le plancher.

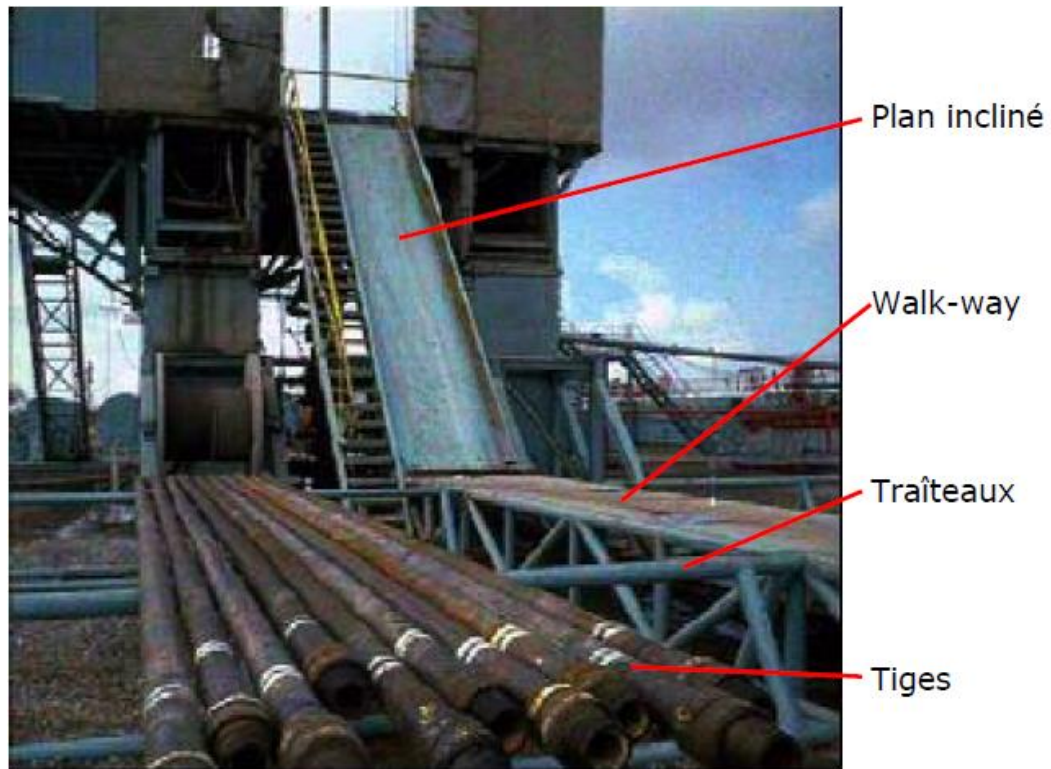


Figure II.11. Tiges de forage [7]

II.3.1. Les mâts libres

Les différents types de mâts libres sont :

7.1. Les mâts ouverts (type Lee C. Moore) ont une chèvre utilisée pour le levage [raising] du mât et participe à la résistance de l'ensemble. Ces mâts comprennent deux poutres minces composées d'éléments en treillis soudés, réunis entre eux par des broches goupillées. Ces poutres sont réunies à l'arrière par des traverses. La face avant est ouverte. Les pieds de ces poutres pivotent autour d'un axe fixé sur la substructure. La partie inférieure arrière des poutres repose sur la chèvre tandis que la partie avant comporte les gerbiers pour supporter les longueurs de tiges stockées. Le montage du mât se fait complètement au sol, puis il est ripé sur des glissières inclinées jusqu'à ce que ses pieds atteignent les axes sur les substructures. La chèvre est mise en place, et on dresse le mât grâce au treuil, au mouflage et à une élingue qui passe sur la chèvre et est attachée sur face arrière du mât. [8]

-Les mâts fermés ou ouverts ayant une chèvre utilisée uniquement au levage du mât et ne participe pas ensuite à la résistance de l'ensemble (type EMSCO). Ces mâts comprennent deux poutres minces composées d'éléments en treillis soudés, réunis entre eux par des broches goupillées. Ces poutres sont réunies par des traverses à l'arrière et même à l'avant pour les mâts de grande capacité. Chaque poutre est terminée par deux pieds, dont celui

Chapitre II. Le forage pétrolier

arrière est monté sur un axe pour permettre à la poutre de pivoter. Le calage des pieds sert à régler la verticalité du mât. Le mât, après être totalement monté au sol, est dressé directement à l'aide d'une élingue et du mouflage, sans qu'il arrive au niveau de la substructure. [8]

-Les mâts ouverts reposant sur des jambes de force longues de 12 mètres qui servent au levage du mât et participent à la résistance de l'ensemble (type IDECO). Ces mâts sont constitués de deux poutres à section rectangulaire, en treillis, reliées par deux articulations au niveau du moufle fixe, et des croisillons amovibles à la partie supérieure. Sur une dizaine de mètres du moufle fixe, ces poutres ne sont entretoisées que sur trois faces, augmentant ainsi l'espace disponible en laissant libre la face intérieure. Les éléments des mâts, entre 3 et 5, sont réunis par des broches goupillées. Chaque poutre repose et pivote sur un axe solidaire du plancher. Le mât est maintenu en position verticale par des jambes de force qui prennent appui, d'un côté, sur des axes situés à l'avant et en bas de la substructure, et de l'autre, sur le mât à une dizaine de mètres du plancher. Les paliers des axes de l'extrémité basse sont fixes mais permettent un léger mouvement latéral, tandis qu'à l'autre extrémité, ils peuvent se déplacer sur des glissières aménagées dans les poutres.

Le mât, après son montage au sol, est dressé grâce au mouflage et à une élingue fixée au crochet. On commence par amener les pieds du mât au niveau de leurs axes sur le plancher, le palier de l'extrémité haute des jambes de force étant en position haute des glissières. Le mât est ensuite mis en position horizontale, puis il est soulevé. L'extrémité supérieure des jambes de force glisse dans les glissières et arrive, lorsque le mât est en position verticale, à la partie inférieure. Elle est alors bloquée par un système d'enclenchement automatique secondé par un dispositif de sécurité. [7]

II.3.2. Les mâts haubanés

Les mâts haubanés (figure II.12) sont utilisés pour les forages de faible et moyenne profondeur. Ils ne se démontent pas, mais se rabattent sur des camions ou des remorques.

On distingue :

- les mâts télescopiques, constitués de deux poutres minces en treillis ou tubulaires,
- Ces mâts sont haubanés pour résister aux vents. Les mâts non télescopiques.

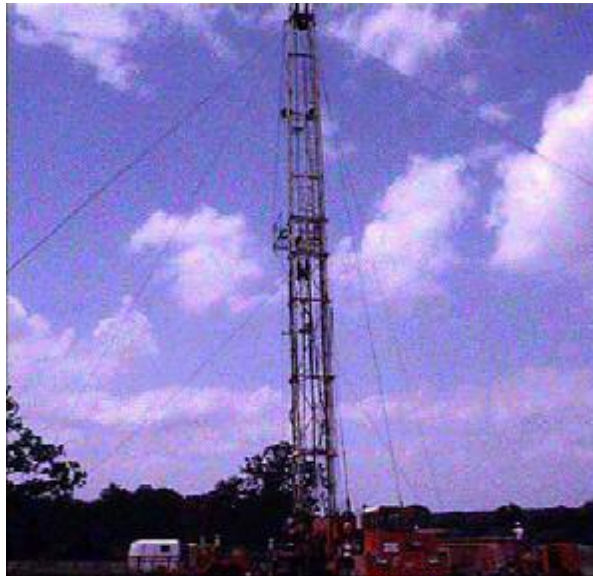


Figure II.12. Mât haubané [7]

Les haubans, au nombre de 8 ou 12, sont inclinés de 45° et sont placés dans les plans diagonaux du mât. Ils sont reliés au mât par des goussets et, au sol, à des points fixes, situés à une distance du puits égale à la hauteur du mât.

Leur tension est de l'ordre de 0.5 à 1 tonne. Les tensions des haubans opposés doivent être identiques. [7]

II.3.3. Les substructures

Le mât repose sur une substructure [substructure] (figure II.13) afin de disposer, sous le plancher de travail, d'une hauteur suffisante pour installer les obturateurs. La substructure est constituée de deux poutres horizontales en treillis de fers en I soudés, placées suivant le sens de la longueur et réunies par des traverses assemblées par des broches goupillées.

En plus du mât, la substructure supporte la table de rotation, le treuil [drawworks] et la garniture de forage [drilling string]. Pendant la descente de tubage, elle supporte le poids du tubage posé sur la table et celui de la garniture de forage stockée dans le gerbier.

Pour la substructure, le constructeur donne la capacité de stockage des gerbiers en fonction de la vitesse du vent et la capacité de l'assise de la table de rotation. [7]



Figure II.13. Substructure [2]

Il existe plusieurs types de substructures :

- substructures à piliers intermédiaires, différentes par la disposition des poutres qui supportent la table de rotation,
- substructures compactes, composées d'un ou de deux parties et sont utilisées dans les appareils mobiles sur roues. Une fois sur place, elles sont surélevées à l'aide de vérins manuels ou hydrauliques,
- substructures à caissons, hautes de 5 à 6 mètres, elles sont très pratiques pour la manutention du matériel tubulaire, mais présentent un problème pour la mise en place de la tête de puits. Les caissons servent aussi au stockage d'eau ou du matériel,
- substructures surélevées ou dépliables, hautes de 8 à 12 m pour faciliter la mise en place d'un haut empilage d'obturateurs. [7]

Il existe également des substructures permettant le déménagement sans démonter le mât. Pour cela, on soulève la substructure, avec le mât dressé, et on la pose sur des chariots à chenilles ou à roues, tirés ensuite par des tracteurs. [7]

II.3.4. Les plates-formes

La substructure est posée sur une plate-forme [platform] en béton construite en fonction de la résistance des terrains, afin d'assurer sa stabilité. Des rigoles sont aménagées autour de la plate-forme pour drainer efficacement les eaux qui peuvent s'infiltrer sous la plate-forme et la déstabiliser.

Si le terrain est assez résistant, on peut poser la substructure sur un platelage formé de madriers en bois ou en métal posé sur le sol préalablement nivelé. Ces platelages sont

Chapitre II. Le forage pétrolier

déménagés avec l'appareil à la fin du forage. Si le terrain est peu résistant, ces platelages sont posés sur une couche de ballast. [2]

II.4. La garniture de forage

Le forage rotary exige l'utilisation d'un arbre de forage creux appelé garniture, qui a pour principales fonctions :

- d'entraîner l'outil en rotation,
- d'y appliquer un certain effort,
- d'y apporter l'énergie hydraulique nécessaire à l'évacuation des déblais.

Une garniture de forage est constituée des principaux éléments suivants :

- les tiges [drill pipes],
- les tiges lourdes [heavy weight drill pipes],
- les masse-tiges [drill collars]. [7]

II.4.1. Les tiges

Les tiges de forage (figure II.14) permettent la transmission de la rotation de la table à l'outil et le passage du fluide de forage jusqu'à ce dernier. [7]



Figure II.14. Tiges du forage [9]

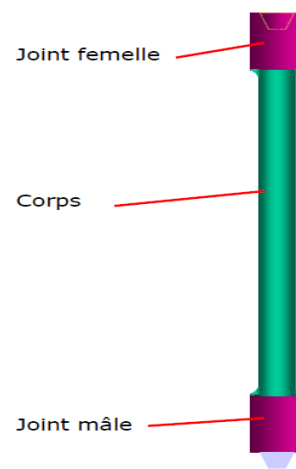


Figure II.15. La forme d'une tige [9]

Elles doivent travailler en tension pour éviter leur frottement contre les parois du puits, qui peuvent causer leur usure et les éboulements des parois, et la déviation.

II.4.1.1. Les tiges lourdes

Les tiges lourdes ont une flexibilité plus grande que celle des masses-tiges et plus petite que celle des tiges normales.

Dans les forages verticaux, les tiges lourdes sont fréquemment utilisées comme intermédiaires entre les masse-tiges et les tiges. Il y a à ce niveau une variation de section occasionnant des contraintes plus élevées (flexion plus grande, vibrations). On utilise donc

Chapitre II. Le forage pétrolier

avantageusement une, deux ou trois longueurs de tiges lourdes, entre les masse-tiges et les tiges, chaque fois que les conditions de forage sont difficiles.

Dans les forages dirigés, les tiges lourdes sont utilisées soit au sommet des masse-tiges, soit parfois en le remplaçant totalement. Dans ce dernier cas la flexibilité sera suffisante pour que l'outil continue dans la direction donnée par l'amorce de déviation.

Avant les tiges lourdes, on utilisait des tiges de forage normales. Malheureusement, ces dernières ont une résistance au flambage insuffisante. Comme elles travaillaient en compression, les ruptures étaient fréquentes et nombreuses. L'utilisation des tiges lourdes a grandement amélioré les opérations, surtout en forage dirigé. [5]

Les diamètres extérieurs des Tools-joints sont surdimensionnés par rapport à ceux des Tools-joints des tiges (figure II.16). Elles comportent en plus un renflement central dont le diamètre est généralement égal à celui des Tools-joints diminué de 3/4 à 1". Comme pour les tiges, l'épaulement du Tools-joint femelle est carré ou conique à 18°. Le diamètre intérieur est généralement intermédiaire entre le diamètre des Tools-joints et celui des masse-tiges. [5]

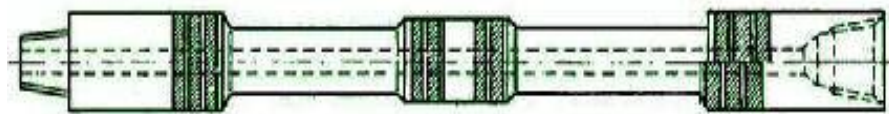


Figure II.16. Tige lourde [5]

Les tiges lourdes peuvent être obtenues par usinage d'une masse-tige, ou à partir d'un ou deux éléments tubulaires laminés à chaud qui constitueront la partie centrale. Les Tools-joints sont soudés aux extrémités.

L'acier utilisé est le même que celui des masse-tiges et des Tools-joints. La partie centrale peut être un acier à plus bas carbone traité pour obtenir une résistance comparable à celle des masse-tiges.

Les Tools-joints et le renflement central sont généralement protégés contre l'usure par le dépôt de plusieurs bandes de rechargement dur (hard facing).

II.4.1.2. Les masse- tiges

Les masse-tiges (figure II.17) permettent de :

_ mettre du poids sur l'outil pour éviter de faire travailler les tiges de forage en compression. Le poids utilisable des masse-tiges ne devra pas excéder 80% de leur poids total dans la boue ;

Chapitre II. Le forage pétrolier

_ jouer le rôle du plomb du fil à plomb pour forer un trou aussi droit et vertical que possible. Elles ne rempliront pleinement ces conditions que si elles sont aussi rigides que possible donc aussi largement dimensionnées que possible.



Figure II.17. Masses-tiges

Une masse-tige est caractérisée par :

- ses diamètres extérieur et intérieur. Le diamètre intérieur est normalisé par l'API en fonction du diamètre extérieur. Lorsqu'il y a un choix possible, il est avantageux de choisir le plus petit diamètre intérieur de façon à augmenter la résistance de la connexion fileté ;
- son type et son diamètre de connexion fileté (Reg - FH - IF - NC) ;
- son profil : lisse, spiralé ou carré. [5]

Les masses-tiges doivent avoir un entretien pour limiter les risques de rupture, cet entretien se fait de plusieurs manières qui sont les suivantes:

- les filetages et les épaulements doivent être nettoyés, graissés puis équipés de protecteurs avant manutention, stockage ou transport,
- repolir si nécessaire les épaulements,
- meuler les bavures sur les épaulements,
- appliquer les couples de serrage corrects,
- utiliser une graisse adaptée à base de plomb,
- mesurer régulièrement le diamètre des masse-tiges pour choisir, en cas de rupture, les coins de repêchage,
- réaliser périodiquement un magna fluxage : première inspection après 2000 heures de service ensuite à 3000 heures et après toutes les 500 heures pour déceler les éventuelles fêlures de fatigue au droit des filetages mâles et femelles où se produisent les ruptures,
- il est conseillé de débloquer tous les joints aux deux premières remontées.

Si au blocage :

Chapitre II. Le forage pétrolier

- la rotation est importante avec expulsion de boue ou d'eau : dévisser, nettoyer, graisser et débloquer au couple,
- la rotation est faible avec ou sans expulsion de graisse : débloquer au couple sans dévisser. [5]

II.4.2. Les stabilisateurs

On appelle forage vertical, par opposition au forage dirigé, tout forage implanté à la verticale de son objectif, la déviation maximale admissible étant limitée pour atteindre la cible. C'est le cas de la plupart du forage d'exploration.

Un outil n'a pas normalement tendance à forer verticalement. Afin de limiter et de contrôler la déviation d'un puits, on intègre dans la garniture de forage des stabilisateurs dont on choisit le nombre, le dimensionnement et la position pour répondre au mieux aux problèmes posés. [7]

Un stabilisateur [stabilizer] (figure II.18) est une pièce comportant un corps cylindrique équipé de trois lames à sa périphérie. Dans le puits, les lames prennent appui sur les parois et permettent ainsi d'assurer un meilleur guidage et un meilleur centrage de la garniture.

Il existe de nombreux types de stabilisateurs dont l'efficacité dépend de la nature des terrains plus ou moins tendres sur lesquels les lames doivent prendre appui et de la surface de contact de ces lames avec les parois.

Parmi ces nombreux types, on trouve les suivants :

- des stabilisateurs à chemise en caoutchouc non rotative utilisés dans les terrains durs,
- des stabilisateurs à surfaces de contact importantes utilisés en stabilisateur d'outil (near bit),
- des stabilisateurs sous dimensionnés utilisés en forage dirigé, présentant un recouvrement maximal des lames. [7]

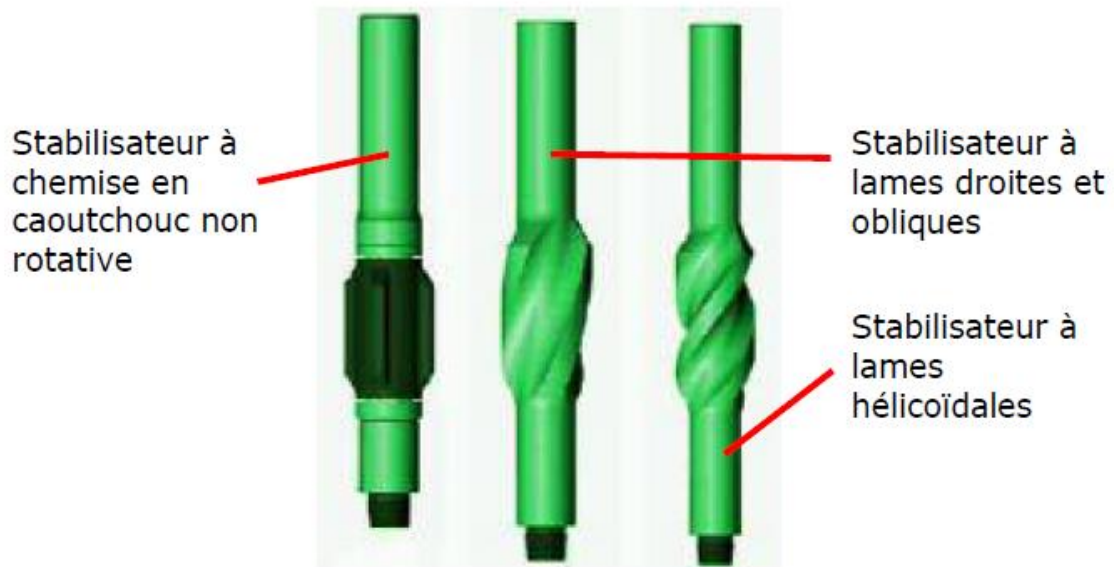


Figure II.18. Différents types des stabilisateurs [7]

II.4.2.1. Stabilisation en trou vertical

Le but d'une bonne stabilisation en trou vertical est de :

- maintenir un angle de déviation le plus faible possible,
- permettre un certain poids sur l'outil,
- garantir un diamètre correct du trou,
- éviter le collage par pression différentielle des masse-tiges. [7]

II.4.2.2. Stabilisation en forage dirigé

Dans le cas du forage dirigé, les stabilisateurs en plus de leur rôle de centrage et de guidage supportent le poids de la garniture.

Puisqu'on ne dispose pas de stabilisateurs non rotatifs mécaniquement satisfaisants, on choisira en forage dirigé des stabilisateurs qui soient aussi peu agressifs que possible, afin d'éviter l'érosion des parois. Les stabilisateurs utilisés présentent donc en général de grandes surfaces de contact (recouvrement ou élargissement des lames).

La position des stabilisateurs dans le train de masse-tiges ainsi que leurs diamètres est prépondérant. Il existe toute une série d'assemblages de fond choisis en fonction du résultat que l'on veut obtenir, c'est à dire :

- soit augmenter l'angle de déviation (build up),
 - soit le maintenir (lock up),
 - soit le diminuer (drop off).
- Les modèles de simulations permettent d'aider à définir les assemblages de fond les mieux adaptés. [7]

Chapitre II. Le forage pétrolier

II.5. Les outils de forage

II.5.1. Les outils à molettes [roller bits]

Les outils à molettes ont été introduits dans le forage rotary par H.R. HUGUES en 1909.

Ils peuvent être des bi-cônes (utilisés actuellement dans les déviations par pression), des tricônes (les plus utilisés dans les forages actuels) ou des quadri-cônes (actuellement disparus).

Un tricône (figure II.19) est constitué de 3 bras forgés (figure II.21), usinés avec leurs tourillons, qui subissent ensuite un traitement thermique et sont assemblés par soudure.

Les molettes [cone] (figure II.20), usinées et traitées thermiquement à part, sont montées sur les tourillons après la mise en place des galets avec leur cage. Elles sont maintenues sur les tourillons par une rangée de billes, glissés par un canal percé dans le bras, qui sera bouché et soudé une fois toutes les billes en place, ou par une bague à ressort. [10]



Figure II.19. Outil tricône [7]



Figure II.20. Molette [7]

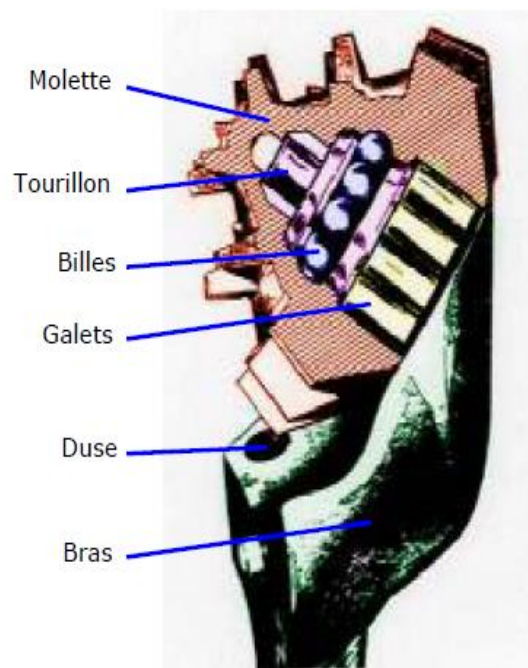


Figure II.21. Bras de l'outil [7]

Les molettes d'un outil ne sont pas identiques : la molette n°1 possède une pointe (nez) qui occupe le centre, et les molettes n° 2 et 3 sont celles qui viennent après, dans le sens des aiguilles d'une montre, en leur faisant face.

Les dents [teeth] peuvent être usinées directement dans la molette ou des pastilles en carbure de tungstène serties dans des trous percés sur la molette.

Chapitre II. Le forage pétrolier

Dans les formations dures, les outils à pastilles en carbure de tungstène [carbide bits] et à paliers de friction (figure II.22) ont une durée de vie plus longue que les outils à dents fraisées et roulements à rouleaux. [7]



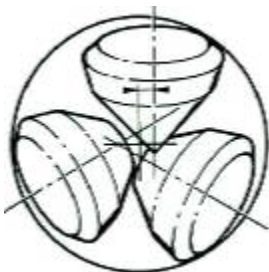
Figure II.22. Outil à pastilles en carbure de tungstène

II.5.1.1. Mode de travail d'un tricône

Sous l'effet de la compression, la dent pénètre dans la roche et l'éclate (figure II.23). En tournant sur elle-même sous l'effet de la rotation, la molette ripe la roche et arrache le copeau. L'effet d'éclatement et de ripage sont complémentaires et varient en fonction du terrain : le ripage dans le cas d'un terrain tendre est plus important que dans un terrain dur, tandis que l'éclatement dans un terrain dur est plus grand que dans un terrain tendre. [7]



Figure II.23. Mode du Travail d'un outil [7]



Pour cela, les axes des molettes sont décalés par rapport à l'axe de l'outil [offset], favorisant ainsi le ripage (figure II.24). Ce décalage diminue en fonction de l'outil jusqu'à devenir nul pour ceux pour terrains durs.

Figure II.24. Décalage des axes d'un outil. [7]

-Plus le terrain à forer est tendre, plus le décalage des axes des molettes est important.

Mais la forme de la denture et l'espacement des dents dans chaque rangée joue également un rôle important. Plus les dents sont hautes et espacées et plus il est facile de dégager les

Chapitre II. Le forage pétrolier

éléments de roche détruits par l'action des dents. En outre, le grand espacement des dents diminue le nombre d'arêtes en contact avec le fond du trou et par conséquent, augmente la pénétration dans la roche.

Dans ces terrains, le décalage des axes aide à déchirer la roche et à rejeter les déblais hors de la denture. [7]

Pour un terrain dur et compact on n'a pas intérêt à obtenir pour chaque dent une pénétration importante, qui pourrait provoquer, du fait de la grande résistance de la roche, des ruptures des dents. On prévoit donc dans ce cas des molettes munies d'un grand nombre de dents, petites et peu espacées. [7]

Dans certains terrains extrêmement durs, il est impossible d'y faire pénétrer les dents d'un outil. Pour forer ces terrains, on a remplacé les dents par des pastilles de carbure de tungstène serties dans les molettes (Figure II.22).

Ce type d'outil travaille par percussion et surtout écrasement qui fracture la roche sans qu'il y ait pénétration importante. [7]

II.5.1.2. Outils à pastilles en carbure de tungstène [carbide bits]

Ces outils sont utilisés pour les terrains durs et abrasifs. L'outil travaille par broyage.

Pour les terrains tendres et moyennement durs, les pastilles sont longues et de forme tronconiques. [10]

Pour les terrains extrêmement durs, elles sont de forme hémisphérique.

Dans les terrains abrasifs, les pastilles de carbure de tungstène sont disposées sur la partie arrière des molettes et protègent son diamètre. [10]

II.5.1.3 Outil conventionnel

Dans l'outil conventionnel, le jet de boue est dirigé sur les molettes à partir d'un évent situé au centre de l'outil. La vitesse à la sortie de cet évent est faible et insuffisante pour nettoyer le fond et favoriser la vitesse de pénétration.

Les déblais ne sont pas remontés immédiatement, mais rebroyés.

Ce système hydraulique est utilisé actuellement sur les outils de grands diamètres ou ceux destinés aux formations tendres de faible profondeur. [8]

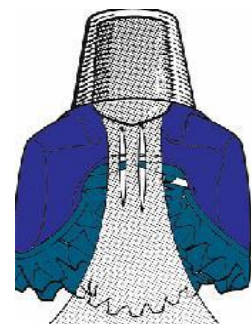


Figure II.25. Outil conventionnel

II.5.1.4 Outil à duses

L'outil à duses comporte des duses interchangeables situées sur ses côtés, entre les molettes. Le jet de boue est dirigé sur le front de taille et crée une turbulence qui refoule instantanément les déblais, pour laisser un fond propre devant l'outil. [8]

Chapitre II. Le forage pétrolier

Dans les terrains tendres, le jet de boue sortant des duses aide à la destruction de la roche, ce qui augmente l'avancement. Ces outils forment des déblais de dimensions plus grandes que ceux obtenus par des outils conventionnels.

Les duses sont en carbure de tungstène et leur diamètre de passage est exprimé en 32ème de pouce. Elles sont fixées à l'outil par des circlips ou des bagues filetées, et munies d'un joint "O" ring qui assure l'étanchéité. Il existe des duses comportant une gorge qui protège le circlips contre le sifflage.



Figure II.26. Outil à duses

Il existe même des duses rallongées et inclinées qui s'approchent du fond, augmentant ainsi l'efficacité de nettoyage. Mais dans ce système, une quatrième duse est ajoutée au centre de l'outil. [8]

II.5.2. Les outils au diamant naturel

Le diamant naturel, carbone cristallisé, est le minéral le plus dur. Sa résistance à l'écrasement (80 000 bar) et à l'usure et son point de fusion (3 650°C) sont très élevés. A 1 300°C, il se transforme en graphite et perd sa résistance mécanique. En plus, son coefficient de friction est très faible, et c'est un très bon conducteur de la chaleur. Il se mesure en carat (0.2 grammes).

Un outil diamant est défini par le nombre de carats, le nombre de pierres au carat qui définit la taille des pierres (grosses pierres : 1 à 4 au carat et petites pierres : plus de 6 au carat), la disposition et l'exposition des pierres.



Figure II.27. Outil en diamant naturel

Les outils pour terrains tendres ont de grosses pierres et une exposition plus grande (jusqu'à 45% de la taille de la pierre), tandis que ceux pour terrains durs ont de petites pierres et une très faible exposition.

Les pierres sont incrustées sur une matrice en carbure de tungstène et un corps en acier. Des événements et des canaux d'irrigation, appelés lignes d'eau, sont prévus pour permettre la circulation de la boue. [8]

II.5.3. Les outils au diamant synthétique

Les outils au diamant synthétique sont plus résistants à l'abrasion que ceux au diamant naturel mais sont moins durs.

Les différents types des outils au diamant synthétique types sont :

II.5.3.1. Diamant synthétique à basse température

Le PDC (Diamant Compact Polycristallin) se présente en général sous la forme d'une fine lamelle de diamant synthétique (épaisseur : 0,5 mm) avec des impuretés de cobalt, placée sur un substrat de carbure de tungstène.

La capacité de coupe de cet outil reste la même durant toute sa durée de vie. En effet, le support en carbure de tungstène s'use plus rapidement que la partie diamantée polycristalline, ce qui provoque son auto-affûtage d'une façon constante et progressive jusqu'à la base du corps de l'outil.

Ayant une stabilité thermique faible (environ 700°C), ces outils sont utilisés dans des formations très tendres, tendres, et moyennement dures non abrasives. [8]

II.5.3.2. Corps des outils PDC

Il existe 2 types de corps d'outil :

II.5.3.2.1. Corps en acier

Le corps est en acier monobloc obtenu par usinage.

Ces outils ont des taillants PDC sertis directement dans le corps sans brasage.

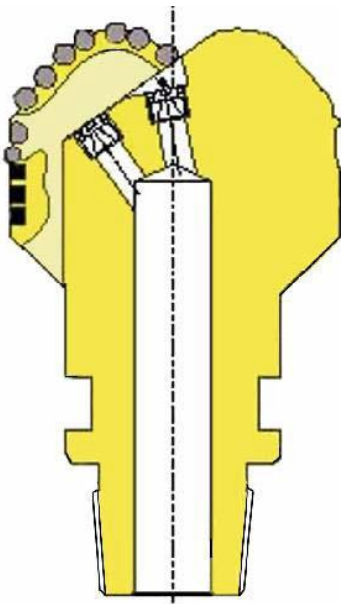


Figure II.28. Corps en acier [7]

Le diamètre est protégé par des barres en carbure de tungstène sur toute la hauteur de la jupe extérieure. Pour réduire le phénomène d'érosion du corps, la surface d'attaque de l'outil est protégée par une métallisation dure.

Ce type d'outils offre la possibilité d'utiliser toute la surface du taillant, étant donné qu'il est entièrement exposé, et de remplacer les taillants après utilisation s'il n'y a pas eu érosion du corps. Par contre, les taillants ne peuvent pas supporter un torque important et se cassent à la base du corps. [8]

II.5.3.2.2. Corps en carbure de tungstène

Chapitre II. Le forage pétrolier

Le corps, en deux parties soudées, a une âme en acier et une matrice en carbure de tungstène.

Ces outils ont des taillants cylindriques brasés directement dans un évidage dans le corps, qui, en plus, les protège contre les chocs. Ainsi, ils peuvent travailler avec des torques très importants.

La durée de vie du corps est supérieure à celle du taillant, du fait de sa très haute résistance à l'abrasion (carbure de tungstène). Dans ce type d'outils, on ne peut pas utiliser toute la surface dure taillant. Une fois utilisé, cet outil ne peut plus être réparé. [3]

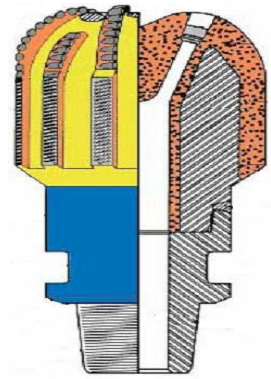


Figure II.29. Corps en Carbure de tungstène [3]

II.5.3.3. Profil des outils PDC

On peut citer différents types des profils PDC qui sont les suivants :

II.5.3.3.1. Profil plat ou avec un faible cône intérieur

L'angle du cône est inférieur à 15° . Dans ce type de profil, le poids se répartit uniformément sur les taillants, mais le nombre de ces derniers est limité et leur usure est intégrale du fait de la stabilité de l'outil.

Les outils ayant ce profil sont utilisés pour des terrains tendres et sont peu favorables aux avancements rapides. Ils sont plus économiques dans des terrains consolidés. [8]

II.5.3.3.2. Profil double cône

Le cône intérieur est très prononcé. Les taillants sont répartis d'une façon croissante vers la périphérie, améliorant ainsi la stabilité et la précision directionnelle.

Les outils ayant ce profil sont utilisés pour des terrains durs. [8]

II.5.3.3.3. Profil parabolique

Court ou long, ce type de profil présente une surface importante sur laquelle un grand nombre de taillants est fixé.

Le profil court ou moyen a l'avantage de réduire le couple résistant durant le forage, ce qui permet d'appliquer davantage de poids sur l'outil et, par conséquent, augmenter la vitesse d'avancement.

En outre, le profil parabolique est plus facile à diriger avec un moteur de fond dans un puits dévié. [8]

II.6. Quelques problèmes de forage

II.6.1. Venu de fluide de formation

La venue de fluide au cours du forage ou de la manœuvre (gain) constitue le problème le plus dangereux. Si la venue n'a pas été contrôlée rapidement elle peut évoluer en une éruption non contrôlable et peut provoquer des dégâts humains et matériels en plus de la détérioration d'un ou de plusieurs réservoirs.

Lorsqu'on détecte un gain de boue il faut suivre les opérations suivantes :

1. Arrêter le forage : dégager l'outil du fond, arrêter la circulation et la rotation.
2. Faire une observation directe de l'annulaire (Flow Check).
3. Si le Flow Check est positif, fermer immédiatement l'annulaire.
4. Observer attentivement la pression dans l'annulaire, et à l'intérieur des tiges.
5. Si la pression dans l'annulaire est trop importante (> 150 Bar) ou si on observe une fuite à partir de l'Annulaire, fermer les Mâchoires à Tiges.
6. Observer attentivement la variation de la pression jusqu'à la stabilisation. Prendre les pressions de l'annulaire et des tiges.
7. Commencer le contrôle de l'éruption en circulant à travers le Choke Manifold selon la méthode des Foreur.

Le contrôle d'éruption consiste à la préparation de la boue neuve permettant de contrebalancer la nouvelle pression de formation. La densité de cette boue est calculée à partir de la pression enregistrée dans l'annulaire et de la densité de la boue qui se trouve dans le puits. Par la suite on circule un premier cycle avec débit réduit et en utilisant le Choke Manifold. A ce stade tout le volume de boue est remplacé et le fluide infiltré a été récupéré à la surface. En circule un deuxième cycle, toujours sous faible débit et en utilisant de Choke Manifold, pour remplacer l'ancienne boue par la nouvelle boue alourdie. Au cours de la deuxième circulation la pression dans l'annulaire va diminuer progressivement jusqu'à s'annuler lorsque la boue neuve occupe tout le volume du puits. Par la suite on ouvre l'Obturateur, on observe le puits (Flow Check) et on recommence la circulation normale puis le forge.

Cette méthode s'appelle la Méthode du Foreur ou la méthode de 2 circulations. Il existe d'autres méthode plus complexes mais plus rapide tel que la Méthode de l'Ingénieur (ou la méthode à circulation unique).

II.6.2. Coincement de la garniture de forage

Chapitre II. Le forage pétrolier

Il est possible que l'outil de forage ou la garniture se coince à une profondeur donnée, au cours du forage ou de la manœuvre. Dans ce cas la solution qui permet le décoincement dépend du problème qui à causer ce problème.

II.6.2.1. Coincement dans des argiles réactives (gonflantes)

Le plus souvent le coincement est provoqué par le gonflement des argiles sous l'effet de la boue de forage qui ne permet pas l'équilibrage des pressions de formations.

Dans ce cas soit on essaye de libérer la garniture, en utilisant la rotation et la circulation : d'abord faible puis en augmentant progressivement, et en essayant de traverser progressivement et très lentement la zone de coincement et toujours dans le sens opposé au coincement $\nabla \rightarrow$ vers le bas : si on a coincé en remontant, et vers le haut : si on a coincé en descendant. Si la garniture est libérée il faut à ce moment travailler la section étroite plusieurs fois avec rotation, circulation et translation : Alésage \rightarrow Jusqu'à ce que on ne remarque plus aucun problème en traversant cet intervalle.

Lorsqu'il est impossible de décoincer on peut utiliser un inhibiteur d'argile dans la boue, ou pomper du diesel (2 m³) qui est très efficace dans la stabilisation des argiles, ou encore pomper la Soude Caustique qui sert à désintégrer les argiles...

La dernière solution contre le coincement est l'utilisation de la Coulisse de battage : Jarring (JAR). Cette solution n'est pas très efficace et permet souvent de coincer d'avantage la garniture !

Si le coincement est définitif : c'est-à-dire qu'il est devenu impossible de décoincer, on abandonne la garniture par coupure à l'explosif (Back-Off). L'abandon se fait en calculant le point de coincement à partir de la hauteur d'élasticité en fonction du poids, et en provoquant une détonation à la profondeur voulue, couplée avec une rotation inverse des tiges de forage.

II.6.2.2. Coincement dans les sels (Halite)

Le sel est une formation fluente encore plus que les argiles réactives. Ils sont le plus souvent sous fortes pression de formation ce qui les pousse souvent à obturer la section de forage. Le coincement dans les sels si il est bien diagnostiqué (identifié sans ambiguïté) peut être résolu facilement en injectant une quantité d'eau douce qui va dissoudre la zone obturée. Mais si on a confondu un coincement classique des argiles par celui du sel, l'injection de l'eau va dans ce cas aggraver le problème et il serait d'autant plus difficile de faire libérer la garniture. Ainsi, dans tout type de coincement il est toujours préférable d'essayer de libérer la

Chapitre II. Le forage pétrolier

garniture d'abord par les solutions mécaniques (circulation à faible débit d'abord puis en augmentant progressivement, rotation si possible et translation).

II.6.2.3. Coincement par pression différentielle (Differential sticking)

Ce type de coincement se produit dans les formations poreuses qui sont entrainés d'aspirer lentement de la boue de forage (cas de légères pertes au cours du forage). Dans ce cas, lorsque la garniture est statique (au cours de la connexion) les masse-tiges sont aspirées et se collent contre les parois du puits par pression différentielle. Si le diagnostic de la pression différentielle est évident le décoincement est très facile : il suffit d'alléger légèrement la boue de forage.

II.7. Synthèse du chapitre

- La venue de fluide au cours du forage ou de la manœuvre (gain) constitue le problème le plus dangereux. Si la venue n'a pas été contrôlée rapidement elle peut évoluer en une éruption non contrôlable et peut provoquer des dégâts humains et matériels en plus de la détérioration d'un ou de plusieurs réservoirs.
- La densité de cette boue est calculée à partir de la pression enregistrée dans l'annulaire et de la densité de la boue qui se trouve dans le puits.
- Les déblais ne sont pas remontés immédiatement, mais rebroyés.
- Ce système hydraulique est utilisé actuellement sur les outils de grands diamètres ou ceux destinés aux formations tendres de faible profondeur.
- Dans les terrains tendres, le jet de boue sortant des duses aide à la destruction de la roche, ce qui augmente l'avancement.
- Les outils pour terrains tendres ont de grosses pierres et une exposition plus grande (jusqu'à 45% de la taille de la pierre), tandis que ceux pour terrains durs ont de petites pierres et une très faible exposition.

Chapitre III :
Les fluides du forage.

Chapitre III. Les fluides du forage

III.1. Introduction

Dans le domaine de la prospection minière ou pétrolière, il est indispensable d'utiliser un fluide du forage (à base d'eau, d'huile ou à base du gaz) convenable pour augmenter la vitesse d'avancement du forage et pour plusieurs autres fonctions qui vont être citées dans ce chapitre, avec les différents types de ces fluides et leurs utilisations et les principaux produits utilisés pour avoir des caractéristiques du fluide différentes pour chaque couche géologique.

Le fluide du forage fût utilisé pour la première fois par le capitaine LUCAS dans le champ de Spindletop, près de Beaumont au Texas.

A l'époque, ils utilisaient un mélange simple de l'argile+ eau comme un fluide du forage et maintenant avec l'amélioration continue de la technologie, les boues sont bien développées.

III.2. Définition

Le fluide de forage, appelé aussi boue de forage, est un système composé de différents constituants liquides (eau, huile) et/ou gazeux (air ou gaz naturel) contenant en suspension d'autres additifs minéraux et organiques (argiles, polymères, tensioactifs, déblais, ciments, ...). Le fluide de forage était déjà présenté en 1933 lors du premier Congrès Mondial du Pétrole, où il a fait l'objet de cinq communications (Darley et Gray, 1988). Le premier traité sur les fluides de forage a été publié en 1936 par Evans et Reid. En 1979, l'Institut du pétrole Américain (API) définit 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 fluide est préparé dans des bacs à boues, il est injecté à l'intérieur des tiges jusqu'à l'outil d'où il remonte dans l'annulaire, chargé des déblais formés au front de taille (Figure III.01). A la sortie du puits, il subit différents traitements, tamisage, dilution, ajout de produits, de façon à éliminer les déblais transportés et à réajuster ses caractéristiques physico-chimiques à leurs valeurs initiales. Il est ensuite réutilisé (Landriot, 1968). [11]

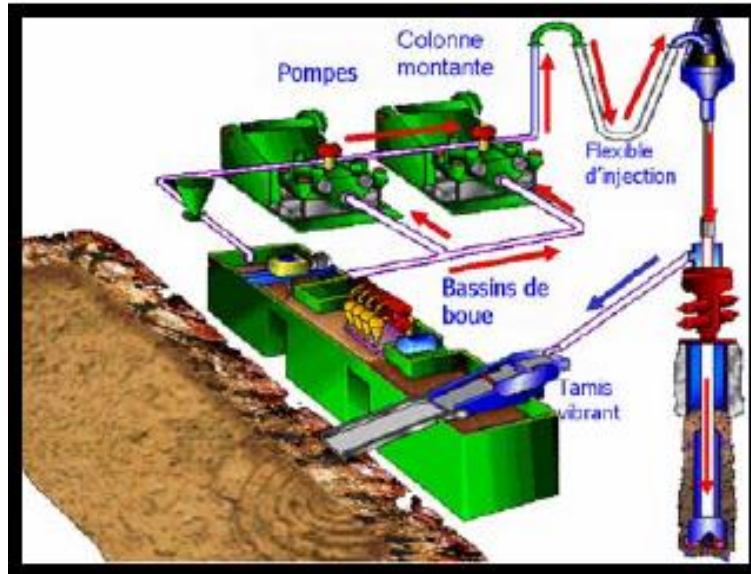


Figure III.01. Cycle du fluide sur le site de forage [14]

III.3. Le rôle des fluides du forage

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

-La plupart des manuels sur les fluides de forage énumèrent entre 10 et 20 fonctions assurées par ces fluides dans le puits [12].

En général, les principaux rôles du fluide de forage sont :

- Nettoyage du puits,
- Maintien des déblais en suspension,
- Sédimentation des déblais fins en surface,
- Prévention du cavage et des resserrements des parois du puits,
- Dépôt d'un cake imperméable,
- Prévention des venues d'eau, de gaz, ou d'huile,
- Entraînement de l'outil,
- Apport de renseignements sur le sondage,
- Augmentation de la vitesse d'avancement,
- Refroidissement et lubrification de l'outil et du train de sonde,
- Contamination des formations productrices,
- Corrosion et usure du matériel,
- Toxicité et sécurité,
- Diminution du poids apparent du matériel de sondage. [13]

III.3.1. Nettoyage du puits

La boue doit débarrasser le puits des particules de formation forées qui se présentent sous forme de débris de roche appelés « cuttings » ou « déblais ».

III.3.2. Maintien des déblais en suspension

Le fluide de forage doit non seulement débarrasser le puits des déblais de forage durant les périodes de circulation, mais il doit également les maintenir en suspension pendant les arrêts de circulation.

III.3.3. Sédimentation des déblais fins en surface

Alors que la boue doit permettre le maintien en suspension des déblais dans le puits durant les arrêts de circulation, ce même fluide doit laisser sédimenter les déblais fins en surface, afin de les éliminer. Bien qu'apparemment ces deux aptitudes semblent contradictoires, elles ne sont pas incompatibles.

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

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

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

La boue doit posséder des caractéristiques physiques et chimiques telles, que le trou conserve un diamètre voisin du diamètre nominal de l'outil.

Le cavage est causé par des éboulements, par la dissolution du sel, par la dispersion des argiles, par une érosion due à la circulation de la boue au droit des formations fragiles, etc.

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

III.3.6. Dépôt d'un cake imperméable

Chapitre III. Les fluides du forage

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

Le dépôt du cake permet de consolider et de réduire la perméabilité des parois du puits.

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

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

La pression hydrostatique souhaitée est maintenue en ajustant la densité entre des valeurs maximum et minimum.

III.3.8. Augmentation de la vitesse d'avancement

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

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

III.3.9. Entraînement d'outils (turbine, MWD, etc.)

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

III.3.10. Diminution du poids apparent du matériel de sondage

Bien que ce soit beaucoup plus une conséquence qu'une fonction, la présence d'un fluide d'une certaine densité dans le puits permet de diminuer le poids apparent du matériel de

Chapitre III. Les fluides du forage

sondage, garniture de forage et tubages, ceci permet de réduire la puissance exigée au levage.

III.3.11. Apport de renseignements sur le sondage

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

- Par les déblais remontés avec la circulation du fluide,
- L'évolution des caractéristiques physiques et/ou chimiques de la boue,
- La détection de gaz ou autres fluides mélangés à la boue.

III.3.12. Contamination des formations productrices

La présence d'un fluide au droit de formations poreuses et perméables peut exercer une pression hydrostatique supérieure à la pression de gisement. Cela peut nuire à la future mise en production de cette zone.

III.3.13. Corrosion et usure du matériel

Le fluide peut accélérer l'usure du matériel de sondage, par une action mécanique, si elle contient des matériaux abrasifs.

Elle peut aussi être corrosive par une action électrolytique (présence d'ions) due à un déséquilibre chimique.

III.3.14. Toxicité et sécurité

La boue de forage ne devra pas présenter de danger pour la santé du personnel. Elle ne devra pas non plus créer de risques d'incendie, tout particulièrement dans le cas d'utilisation de boues à base d'huile. [13]

III.4. Principaux produits pour les fluides de forage

III.4.1. Rôle et utilisation

Un très grand nombre de produits sont employés dans les fluides de forage. Certains ont un rôle particulier, d'autres ont un rôle multiple.

Les principaux produits employés dans les boues vont être examinés. [13]

III.4.2. Colloïdes argileux

a- Les bentonites

Les bentonites sont des argiles sodiques du type montmorillonite qui présentent la propriété de se disperser dans l'eau douce en absorbant de grandes quantités d'eau.

Les bentonites sont employées pour augmenter la viscosité et les gels des boues douces et diminuer leur filtrat. En milieu salé (plus de 35 g/l de Na Cl), les bentonites sont inefficaces et ne servent alors que de support colloïdal.

Présentation : les bentonites sont livrées en sacs papier poids net : 25 ou 50 kg, Big Bag de 1 t ou en vrac directement dans des silos. [13]

b- Les attapulgites

Les attapulgites sont des argiles du type Sépiolite qui présentent la propriété de gonfler et de rester en suspension en milieu salé. Cette propriété est employée pour augmenter la viscosité et les gels des boues salées (> 35 g/l de Na Cl). Cependant, ces argiles ne présentent aucune capacité à réduire le filtrat.

Présentation : les attapulgites sont livrées en sacs papier poids net 50 kg, plus rarement en Big Bag de 1 t ou en vrac.

Bentonites et attapulgites se passent au mixer à la cadence de 1 sac de 50 kg en 5 minutes. [13]

III.4.3. Colloïdes organiques

a- L'amidon

Les amidons pour boues de forage sont extraits des pommes de terre, du riz, du maïs, du blé et traités spécialement pour gonfler rapidement même dans l'eau froide et non alcaline.

L'amidon est ajouté dans les boues douces ou salées pour réduire le filtrat. Son emploi exige cependant que l'une de ces trois conditions soit satisfaite :

- $\text{pH} > 12$,
- présence anti-ferment,
- salinité supérieure à 200/250 g/l.

Un bon amidon doit réduire le filtrat sans trop augmenter la viscosité de la boue et il doit résister à une température de 150 °C.

Présentation : les amidons sont livrés en sacs papier multi-plis dont 1 traité pour résister à l'humidité. Poids net 25 kg. L'amidon se passe au mixer, le sac de 25 kg en 10 à 15 mn. [13]

b- C.M.C. et P.A.C

La C.M.C., abréviation de carboxyméthylcellulose, est un colloïde organique infermentescible à longue chaîne.

Les C.M.C. sont classées en deux catégories, fonction de la viscosité qu'elles confèrent au fluide :

- basse viscosité (L.V.),
- haute viscosité (H.V. ou Regular).

Elles sont qualifiées de «technique» ou «purifiée» suivant la concentration en produit actif (C.M.C. T ou P).

Chapitre III. Les fluides du forage

Généralement, les C.M.C. techniques sont employées pour réduire le filtrat des boues réunissant les deux conditions suivantes : salinité inférieure à 30/35 g/l et une concentration en calcium inférieure à 500 mg/l.

Pour des concentrations supérieures, on préfère employer les C.M.C. « purifiées » qui, bien que plus chères, possèdent un rendement nettement meilleur.

Les C.M.C. haute viscosité sont employées pour augmenter la viscosité autrement que par addition d'argile.

Le rendement d'une C.M.C. diminue lorsque la salinité augmente et on lui préfère l'amidon pour contrôler le filtrat des boues salées saturées.

Cependant, les C.M.C. possèdent encore un bon rendement en milieu salé saturé sous réserve de maintenir la concentration en calcium au-dessous de 400/500 mg/l. Dans ce cas là, la boue possèdera des viscosités plus basses qu'avec l'amidon.

Tout comme l'amidon, les C.M.C. se dégradent lorsque la température atteint 150 °C, certaines peuvent résister jusqu'à 180 °C.

L'usage et l'utilisation de P.A.C. dérivé Poly Anioniques de la Cellulose est identique à celle des C.M.C. Les P.A.C. présentent l'avantage sur les C.M.C. d'amener une inhibition plus importante des argiles forées. Nous trouverons des P.A.C. basse et haute viscosité.

Présentation : sacs papier multi-plis. Poids net 25 kg.

La C.M.C et les P.A.C. se passent au mixer, un sac tous les quart d'heure (si vous passez un sac plus rapidement, il y aura apparition de grumeaux, et le produit ne sera pas efficace).

Les C.M.C. ne doivent pas être utilisées dans les zones acidifiables. [13]

III.4.4. Les fluidifiants et défloculants

a- Les lignosulfonates

Les lignosulfonates sont extraits de la pâte à papier de conifères par traitement de la pulpe à l'aide d'un acide sulfurique de métal lourd.

Les lignosulfonates de ferrochrome fonctionnent pratiquement, dans toutes les boues à base d'eau. Ces produits possèdent la particularité de se comporter, comme un fluidifiant entre 2 et 8 g/l de concentration, et comme un inhibiteur de gonflement et de dispersion des argiles à des doses plus élevées.

Une boue traitée à l'aide de lignosulfonates résiste à de hautes concentrations en calcium et en Na Cl et à des températures de 190 °C.

Il est cependant nécessaire de travailler avec des valeurs de pH supérieures à 9, sinon un micro bullage de masse très persistant se manifeste. Lorsque le pH atteint ou dépasse 9, le micro bullage disparaît pour faire place à un bullage de surface que l'on élimine par addition d'anti mousse.

Pour des raisons environnementales, il est actuellement interdit d'utiliser des lignosulfonates contenant des métaux lourds. Les lignosulfonates de ferrochrome sont progressivement remplacés par des lignosulfonates sans chrome (C.F. chrome free).

Présentation : sac papier, poids net 25 ou 50 kg (le produit est de couleur marron foncé).

[13]

III.4.5. Les additifs minéraux

a- La soude caustique (Na OH)

La soude est employée pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue, 3 à 4 kg/m³ pour les boues à l'eau de mer,

Chapitre III. Les fluides du forage

- augmenter le pH et accroître le rendement des produits organiques (fluidifiants et réducteurs du filtrat).

Présentation : paillettes blanches livrées généralement en fûts métalliques ou sac polyéthylène - Poids net 25 ou 50 kg.

La soude s'ajoute rarement au mixer (danger de projection) et le plus souvent par le fût de traitement chimique en solution aqueuse associée aux dérivés ligneux éventuels. [13]

b- Le carbonate de soude ($\text{Na}_2 \text{CO}_3$)

Le carbonate de soude est employé pour :

- accroître le rendement des argiles : 1 à 2 kg par mètre cube de boue,
- précipiter le calcium.

Présentation : poudre blanche livrée en sacs. Poids net 25 à 50 kg.

Le carbonate de soude se passe au mixer ou directement dans la boue (goulotte ou bassin) s'il n'est pas possible de faire autrement. [13]

c- Le bicarbonate de soude (Na HCO_3)

Le bicarbonate de soude est employé lors des reforages ciment pour précipiter la chaux libérée par le ciment (il faut approximativement ajouter 500 kg de bicarbonate de soude à la boue pour traiter 1 m³ de ciment à reforer).

Présentation : poudre blanche livrée en sacs. Poids net 25 à 50 kg. Le bicarbonate s'utilise comme le carbonate de soude. [13]

d- Le gypse ($\text{Ca SO}_4, 2 \text{H}_2\text{O}$)

Le gypse est employé pour :

- Fabriquer les boues au gypse (utilisés lors du forage de gypse ou d'anhydrite).
La solubilité du gypse est de 2,14 g/l en eau douce à la température de 20 °C.

Chapitre III. Les fluides du forage

Les ions calcium apportés par le gypse empêchent le gonflement des argiles forées, ce qui permet de travailler avec des viscosités plus faibles.

- Traiter les contaminations à base de carbonate.

Présentation : poudre blanche livrée en sacs papier multi-plies. Poids net 50 kg.

Le gypse se passe au mixer. [13]

e- La chaux éteinte (Ca (OH)₂)

La chaux éteinte est employée pour :

- augmenter la viscosité d'une suspension d'argile préalablement hydratée dans de l'eau (ceci entraîne une augmentation de filtrat) ;
- fluidifier certains types de boues salées saturées (Na Cl).

Présentation : poudre blanche livrée en sacs papier multi-plies. Poids net 50 kg.

La chaux se passe au mixer ou mieux en solution aqueuse par le fût de traitement chimique. Cadence de traitement : 50 à 100 kg à l'heure. [13]

f- Le sel (NaCl)

Le chlorure de sodium est employé pour fabriquer des boues salées saturées, lorsque l'on doit forer dans des zones salifères (massives ou intercalations).

Présentation : sacs plastiques. Poids net 50 ou 65 kg ou Big Bag de 1 t.

Le sel se passe au mixer ou en saumure par la colonne à saturation (5 m³/h). [13]

g- Le chlorure de calcium (Ca Cl₂)

Le chlorure de calcium est employé lorsque l'on désire confectionner des boues contenant une concentration en calcium dans le filtrat plus élevée que celle que peut fournir le gypse. Il est utilisé, pour certaines boues à émulsion inverse.

Présentation : écailles blanches livrées en sac plastique. Poids net 50 kg.

Chapitre III. Les fluides du forage

Ce produit fixe l'eau contenue dans l'air. Si le sac est déchiré, le chlorure de calcium va se transformer en bloc de sel difficilement utilisable. [13]

III.4.6. Les produits organiques spéciaux

a- Les anti-ferments

Ces produits sont utilisés pour empêcher ou stopper la fermentation des colloïdes organiques (amidons, gommés, etc.) en milieu aqueux. On utilise généralement des dérivés phénoliques. Doses d'emploi : 0,5 à 1,5 kg/m³. [12]

b- Les anti-mousses

Ces produits favorisent le dégazage de la boue. Il en existe une infinité. Citons :

- le stéarate d'alumine,
- les alcools supérieurs (octylique, etc...),
- les tensioactifs (éthers polyoxyéthylènes) : ces produits réduisent les tensions à la surface des éléments.

Le stéarate d'alumine doit être préalablement dispersé dans du gaz oil : 5 kg de stéarate pour 25 litres de gaz oil. Les alcools et tensioactifs sont livrés sous forme liquide et peuvent être employés tels quels.

L'incorporation d'anti-mousse dans la boue s'effectue en laissant couler un faible filet de produit dans la goulotte pendant 2 ou 3 cycles, soit une dose de 0,1 à 0,3 litre par mètre cube de boue. [12]

c- Les agents de décoincement

Les statistiques montrent que 70 à 80 % des coincements sont des coincements par pression différentielle.

Ce coincement se produit au niveau des zones perméables (calcaires, grès, etc...) lorsqu'un élément du train de sonde touche la paroi du puits. Il est causé par la

Chapitre III. Les fluides du forage

différence existant entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue.

Rappel : le cake est sensé former un "crépi" qui empêche l'égalisation des pressions.

L'injection d'un bouchon d'huile, dans une boue à l'eau, est souvent inopérante, l'huile n'arrive pas toujours à s'infiltrer entre le cake et le métal, permettant l'égalisation des pressions et le décoincement.

En général, ces additifs sont des tensioactifs cationiques qui se fixent sur les parties métalliques et les roches formant un film lubrifiant et hydrophobe.

Les doses d'emploi sont les suivantes : 2 à 3 % par rapport à l'huile.

Ajoutons que ces produits peuvent être employés en mesure préventive dans la boue de circulation.

Présentation : produit liquide livré en fûts métalliques de 50 ou 175 kg net.[12]

d- Les antifrictions et extrême pression

Ces produits ont été mis au point pour réduire l'usure des outils, de la garniture, des pièces en mouvement, des pompes, etc.

Les produits A.F. (antifriction) sont en fait des lubrifiants permanents. Citons le graphite en poudre, les billes de verre, l'asphalte, etc.

Les produits E.P. (extrême pression) sont en fait des «anti-grippants», c'est-à-dire qu'ils déposent un film lubrifiant à l'amorce du grippage des roulements de l'outil empêchant le phénomène de se produire. Le film ne peut donc se déposer qu'à très haute température (300 à 400 °C).

Un appareil, le lubricity testé, permet de mesurer la diminution de l'usure et l'action lubrifiante après addition des produits dans la boue.

Doses d'emploi : 1 à 4 % par rapport à la boue. Les additifs sont liquides ou en poudre, selon les fabricants. [12]

e- Les anticorrosions

Les boues aérées, les boues salées saturées et en général les boues ayant un pH inférieur à 10 corrodent les parties métalliques avec lesquelles elles sont en contact. Pour réduire ce phénomène, on peut ajouter dans la boue des produits anticorrosion. Citons : le chromate de soude, le bichromate de potassium, etc., et les dérivés d'amines grasses.

Les doses d'emploi varient suivant les produits : 3 g/l pour les chromates et bichromates et 0,5 g/l pour les dérivés d'amines. [12]

f- Les anti-bourrants et accélérateurs de vitesse d'avancement

Ces additifs empêchent les argiles forées de « coller » sur le métal des outils, ce qui évite le « bourrage » et permet d'appliquer des poids plus élevés sur un outil forant dans des argiles ou des marnes. Citons les glycols non miscibles. Les doses d'emploi varient de 1 à 10 % suivant le pourcentage d'argile collante. [12]

III.4.7. Les alourdissants

a- La barytine ou sulfate de baryum ($BaSO_4$ densité : 4,2)

C'est l'alourdissant le plus couramment utilisé.

La barytine, plus communément appelée baryte, ne doit pas contenir d'argile ni de sel soluble et sa densité doit être d'au moins 4,20. Elle ne doit pas contenir d'abrasif et sa granulométrie doit être telle qu'elle ne sédimente pas ni n'augmente pas trop la viscosité du fluide. Tout ceci est normalisé, on parlera de baryte API ou OCMA.

A l'aide de la baryte on peut augmenter la densité d'un fluide jusqu'à 2,50.

Présentation : sac papier multi-plis poids net 50 kg, Big Bag de 1,5 t ou vrac directement dans des silos.

La baryte se passe au mixer à la cadence maximale de 25 t/h (cette cadence maximale de barytage est une donnée essentielle lors du contrôle d'une venue). [12]

b- Le carbonate de calcium (Ca CO₃ densité : 2,7)

C'est un alourdissant utilisé principalement dans les fluides de complétion. Il présente l'avantage de pouvoir être détruit par acidification. Il est aussi employé comme alourdissant dans les fluides ayant une faible viscosité parce qu'il ne sédimente pas facilement..

A l'aide de Ca CO₃, on peut alourdir une boue jusqu'à une densité de 1,30 - 1,35.

Le Ca CO₃ se passe au mixer comme la baryte. [12]

III.4.8. Les colmatants

Les produits colmatants naturels ou synthétiques sont en nombre considérable. Ils sont classés de la façon suivante.

a- 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 granulométries utilisées sont les suivantes :
 - produit brut tout venant,
 - de 1,6 à 5 mm Gros,
 - de 0,5 à 1,6 mm Moyen,
 - de 0,16 à 1,6 mm Fin. [12]

b- Colmatants fibreux

Leur but est de «tisser une trame» autour des colmatants granulaires. Ils ont une faible résistance mécanique à l'extension (rupture des fibres sous l'influence des pressions différentielles). Citons :

- les fibres de bois,
- de cannes à sucres,
- cellulosiques,
- le tissu. [12]

c-Colmatants lamellaires

Ils forment un colmatage surtout superficiel. Ils sont en général utilisés pour parfaire le colmatage réalisé par les colmatants granulaires et fibreux. Citons :

- la cellophane,
- le mica. [12]

d- Colmatants gonflants

Ils permettent d'obtenir très vite un fluide à très haute viscosité. Citons, les gommes de GUAR, qui à l'aide d'un catalyseur, fournissent une gelée extrêmement visqueuse. [12]

e-Colmatants à prise

Injectés liquides, ils deviennent au bout d'un certain temps rigides. Citons :

- le ciment,
- le ciment magnésien,
- le plâtre,
- les bouchons de baryte ou de bentonite. [12]

III.5. Circonscription de la boue de forage

Chapitre III. Les fluides du forage

Il s'agit d'une suspension d'un solide dans un liquide, ce liquide peut être l'eau, l'huile ou l'émulsion

huile-eau les caractérisations de la boue (densité et rhéologie) peuvent être variables avec l'ajout des additifs à sa composition.

Il existe plusieurs types de fluides de forage et classifiés habituellement en fonction de la phase traversée. Dans le champ d'Ourhoud nous en avons rencontrés :

- Fluide ou boue à base d'eau (Water Based Mud),
- Fluide ou boue à base d'huile (Oil Based Mud).

III.5.1. La boue à base d'eau (WBM)

C'est un mélange spécial d'argile, d'eau et d'additifs chimiques injectés à l'intérieur du puits de forage à travers la tige de forage et le trépan pour refroidir le trépan rotatif rapide, lubrifier la tige de forage qui tourne dans le puits et dégager les déblais de roches vers la surface (Figure III. 02) La boue de forage peut être faite à base d'eau ou à base d'huile.

[15]

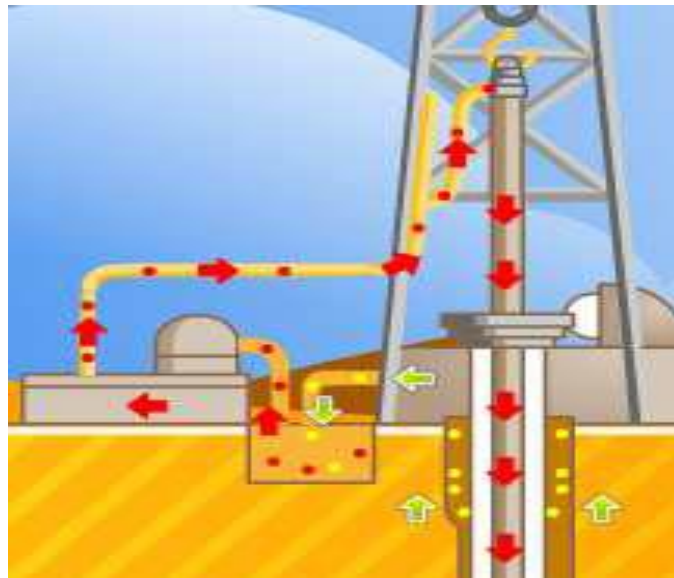


Figure III.02. Circuit de la boue de forage [15]

III.5.1.1. Boue de forage naturelle

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

Cette boue naturelle est très sensible à tous les contaminants : elle se comporte comme une boue bentonitique mais réagit très mal aux traitements. [13]

III.5.1.2. Boue bentonique

Afin de clarifier ce paragraphe nous le scindons en :

- Boue bentonique sans amincissant.
- Boue bentonique avec amincissants minéraux

III.5.1.3. Boue bentonique sans amincissant

C'est une suspension de bentonite ou d'argile activée dans de l'eau douce. Le pH de la suspension est de 8,5 à 9. On peut améliorer les caractéristiques de la filtration par ajout d'un colloïde organique non fermentescible (C.M.C. par exemple).

Cette boue peut être utilisée comme fluide de début de sondage et transformée progressivement en boue naturelle.

En général ce type de boue est conservé sous sa forme bentonique. Sa grande sensibilité aux contaminants fait qu'il doit être assez rapidement transformé en un type de boue bentonique plus élaboré.

Cette boue peut être utilisée comme fluide de début de sondage et transformée progressivement en boue naturelle.

En général ce type de boue est conservé sous sa forme bentonique. Sa grande sensibilité aux contaminants fait qu'il doit être assez rapidement transformé en un type de boue bentonique plus élaboré. [13]

III.5.1.4. Boue bentonique aux dérives de la lignine et du lignite

Les dérivés ligneux les plus utilisés actuellement sont les ligno-sulfonates sans chrome et les lignites (sans chrome), appelés couramment F.C.L._{cf} et L.C.

Les boues douces bentoniques au F.C.L. peuvent se définir comme des suspensions bentoniques dont l'état colloïdal est amélioré et protégé par un lignosulfonate. Eventuellement la protection de cet état colloïdal peut être renforcée par un colloïde organique (en général la C.M.C.) et/ou un lignite. Le pH de ces fluides est en général contrôlé à la soude entre 9 et 10,5.

Le domaine d'utilisation est très large, il couvre pratiquement celui de toutes les boues de forage à base d'eau douce. Seules les concentrations en dérivés ligneux seront à adapter aux difficultés. [13]

III.5.1.5. Boue douces au F.C.L._{cf} et L.C._{cf}

Ce sont des boues au F.C.L._{cf} auxquelles on ajoute un lignite afin de renforcer l'action du F.C.L._{cf}. La présence du L.C._{cf} confère à cette boue une meilleure stabilité des caractéristiques de filtration, particulièrement aux températures élevées (200°C).

La technologie des boues douces au F.C.L._{cf} et L.C._{cf} est identique à celle des boues douces au F.C.L._{cf} : la seule différence réside dans l'adjonction de 5 à 10 kg de L.C._{cf} par m³ de boue.

Des contraintes environnementales plus strictes limitent l'utilisation de ces produits (présence de métaux lourds). Des fluides destinés à les remplacer, notamment aux hautes températures, sont actuellement utilisés. [13]

III.5.1.6. Boue au gypse

C'est une boue bentonique à pH inférieur à 11, sursaturée en sulfate de calcium (Ca SO₄, 5 à 10 fois la saturation de la phase liquide (1 à 2 g/l)) dont les caractéristiques rhéologiques sont contrôlées par des fluidifiants organiques ou minéraux.

Chapitre III. Les fluides du forage

La mise au point des lignosulfonates a permis la mise en œuvre de ce type de boue d'un entretien plus aisé que les boues à la chaux (boue dont la source de calcium était de la chaux). Ces fluides (boue à la chaux) ont été abandonnés car le contrôle de la rhéologie était délicat et d'une sensibilité plus importante aux contaminants. [13]

III.5.1.7. Fluides à faible teneur en solides

La vitesse d'avancement des outils de forage, ainsi que la densité sont fortement affectées par la teneur en solides. Aussi, lorsque la tenue des formations le permet, les boues à faible teneur en solides ou l'eau sont utilisées.

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

III.5.2. Boues à base d'eau salée

Dans ce paragraphe, nous trouverons les fluides contenant une eau dont la concentration en électrolytes est supérieure à 10 g/l. Cette solution de base est en général une saumure de chlorure de sodium allant de 10 g/l à la saturation (318 g/l à 20°C). [10]

III.5.2.1. Limitation du système

La température est une sérieuse limite à l'utilisation de ce système. Compte tenu de la valeur du pH, il est difficile de trouver des polymères capables d'assurer la rhéologie au delà de 110°C.

La densité est limitée à 1,80.

Le principe de base de ce système est le blocage des pores. Il vaut mieux ne pas l'utiliser dans les zones réservoir.

III.5.2. 2. Boue à l'eau de mer

Chapitre III. Les fluides du forage

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

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

Dans la pratique, les conditions propres au forage en mer, entre autres son prix de revient, les conditions de stockage et d'approvisionnement, font que l'on adopte un type de boue résistant aux contaminations éventuelles sans nécessiter de traitement important ni surtout d'arrêt de forage. [10]

III.5.3. Boues à l'eau émulsionnée

L'objet de ce paragraphe est limité aux émulsions du type huile dans l'eau. Les émulsions de type eau dans l'huile étant traitées avec les boues à l'huile.

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

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

En boues de forage, on connaît plusieurs types d'émulsion suivant la nature de la phase dispersée :

- émulsion eau dans huile : lorsque l'eau forme la phase dispersée, l'huile formant la phase continue,
- émulsion huile dans eau : lorsque l'huile est la phase dispersée, l'eau étant la phase continue,
- émulsion air dans eau : dans le cadre des boues à la mousse.

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

La dispersion d'un liquide dans un autre est obtenue mécaniquement. Toutefois, en raison d'un certain nombre de facteurs, une émulsion constituée par deux liquides purs

Chapitre III. Les fluides du forage

n'est pas stable. Les gouttelettes ont tendance à coalescer sous l'influence des forces attractives, puis à sédimenter, ou à se réunir à la surface sous l'effet de la différence de densité existant entre les phases. La dispersion peut être stabilisée par la formation d'un film à la surface séparant les deux liquides. Ce film modifie les forces attractives entre les gouttelettes formant la phase dispersée : il prévient donc leur coalescence et s'oppose à l'action de la différence de densité.

Les boues à base d'eau émulsionnées seront utilisées dans les mêmes cas que le type de boue non émulsionnée. L'émulsion au travers des avantages cités permettra de résoudre certaines difficultés particulières, sans plus. [10]

III.5.4. Boues à base d'huile

Une boue à l'huile est un fluide où la phase continue est de l'huile, exclusivement de l'huile. Nous verrons plus loin les avantages de cet état.

La boue à l'huile (neuve) n'acquière sa caractéristique optimum qu'après un certain nombre de circulation dans le puits. Il est important de noter que l'apparition d'eau ou d'émulsion dans le filtrat de la boue neuve est généralement due au fait que la formation de savon calcique avec la chaux est fonction de la température et du cisaillement, et donc qu'elle est parfois incomplète. Le phénomène disparaît donc rapidement dans le puits. [15]

Nous distinguons deux catégories :

- les boues à l'huile,
- les boues émulsionnées inverses (eau dans huile). [10]

III.5.4.1. Boues à l'huile

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

Les boues à l'huile sont principalement utilisées :

- pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages d'extension,
- pour les reprises et entretiens de puits productifs,
- d'une manière générale pour tous les travaux au droit des horizons productifs.[10]

III.5.4.2. Boues à émulsion inverse

Ce type de boues, du fait que le filtrat est composé exclusivement d'huile, présente tous les avantages des boues à l'huile et permet de pallier certains inconvénients de ces dernières :

- sensibilité à l'eau,
- contrôle de la rhéologie plus aisé,
- risque d'incendie,
- prix de revient au m³ élevé.

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

Les boues à émulsion eau/huile sont principalement utilisées pour résoudre des problèmes de forage :

- argiles gonflantes et/ou à fort pouvoir dispersant,
- grandes épaisseurs de sels et/ou d'anhydrite,
- puits profond posant des problèmes de hautes températures,
- forages dirigés,
- instrumentations (collage, sur-forage, etc...),
- pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages de développement ou d'extension,
- pour les reprises et entretiens de puits productifs,

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

[10]

III.6. Circuit de la boue

1. La boue est mélangée puis conservée dans le bassin de décantation.
2. Une pompe achemine la boue dans la tige de forage qui descend jusqu'au fond du puits.
3. La boue sort de l'extrémité de la tige de forage et tombe au fond du puits où le trépan est en train de forer la formation rocheuse.
4. La boue emprunte ensuite le chemin inverse en remontant à la surface les morceaux de roche, appelés déblais, qui ont été arrachés par le trépan.
5. La boue remonte jusqu'à l'espace annulaire, entre la tige de forage et les parois du puits. Le diamètre type d'une tige de forage est d'environ 10 centimètres (4 pouces). Au bas d'un puits profond, le puits peut mesurer 20 centimètres (8 pouces) de diamètre.
6. A la surface, la boue circule dans la conduite d'aspiration de la boue, une tige qui mène au tamis vibrant.
7. Les tamis vibrants se composent d'un ensemble de crépines métalliques vibrantes servant à séparer la boue des déblais. La boue s'égoutte dans les crépines et est renvoyée vers le bassin de décantation.
8. Un traitement plus élaboré est effectué par un ensemble d'équipements d'épuration mécanique.
9. Les déblais de la roche glissent le long de la glissière du tamis pour être rejetés. En fonction des impératifs environnementaux, notamment, ils peuvent être lavés avant leur rejet. Une partie des déblais est prélevée pour être examinée par des géologues afin d'étudier les propriétés des roches souterraines présentes au fond du puits. [16]

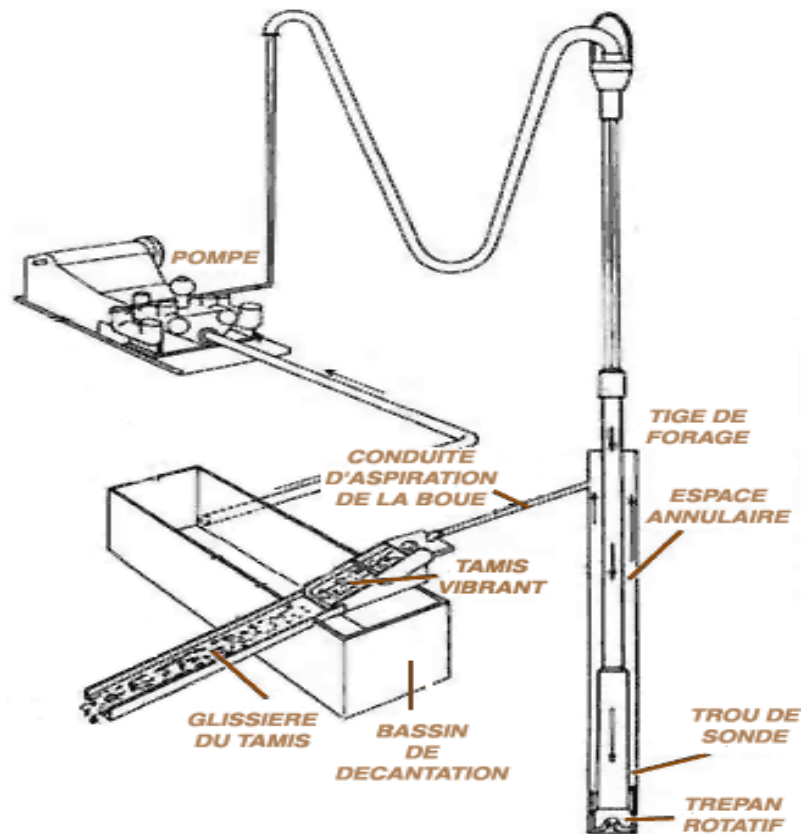


Figure III.03. Circuit de la boue. [16]

III.7. Synthèse du chapitre

- Pendant l'exploration pétrolière, on peut comprendre que l'impact des fluides du forage est différent d'une couche à l'autre. C'est pour ça il y a plusieurs types de fluides utilisés, aussi que les additifs ajoutés au fluide se différent en dépendant des caractéristiques des formations géologiques.
- D'après ce chapitre, on a pu savoir les fonctions générales des fluides du forage dans l'exploration pétrolière, leurs types, également les substances chimiques qui peuvent être injectés si on en a besoin.
- Les boues à émulsion eau/huile sont principalement utilisées pour résoudre des problèmes de forage :
 - argiles gonflantes et/ou à fort pouvoir dispersant,
 - grandes épaisseurs de sels et/ou d'anhydrite,
 - puits profond posant des problèmes de hautes températures,
 - forages dirigés,
 - instrumentations (collage, sur-forage, etc...),
 - pour le forage et le carottage des niveaux producteurs dans les sondages de développement ou d'extension,
 - pour les reprises et entretiens de puits productifs.

Chapitre IV :
**Interaction entre fluides du forage et
formations géologiques**

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.1. Introduction

Au cours des différentes phases d'un forage pétrolier, il est important de maintenir en permanence le puits rempli d'un fluide de forage de densité appropriée. Ce fluide est la première et la plus importante barrière de sécurité entre le fond du puits et la surface. Sa densité doit être:

- assez élevée afin d'exercer une pression suffisante pour équilibrer la pression des fluides contenus dans les pores des formations à traverser et pour maintenir les parois du trou,
- mais pas trop élevée pour ne pas endommager, causer de pertes, fracturer les terrains et diminuer la vitesse d'avancement.

C'est pour cela, dans ce chapitre on va savoir le rôle et l'impact du fluide de forage dans chaque formation géologique, le couple poids/vitesse de rotation de l'outil de forage utilisé et le diamètre des duses où la boue traverse.

IV.2. cas d'étude du puits de pétrole HR-174

IV.2.1. Situation géographique du puits HR-174

Actuellement, le champ de Hassi R'mel est en plein développement, il compte plus de 500 puits producteurs de gaz et d'huile avec ceux puits injecteurs.

Parmi ces nombreux puits, on a choisi de faire une étude (Rôles des fluides du forage dans les principales couches géologiques) sur le puits HR-174 qui est situé au NORD-EST du champ Hassi R'mel d'une profondeur de 0-2247 m à une altitude de 750m au niveau de la mer.

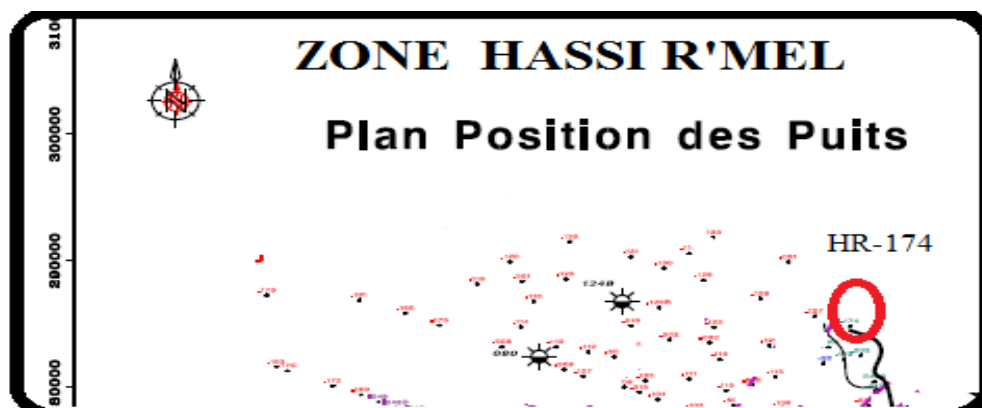


Figure IV.01. Plan de position du puits HR-174

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.2.2. géologie du site d'étude

IV.2.2.1. Prévisions géologiques d'un puits pétrolier HR-174

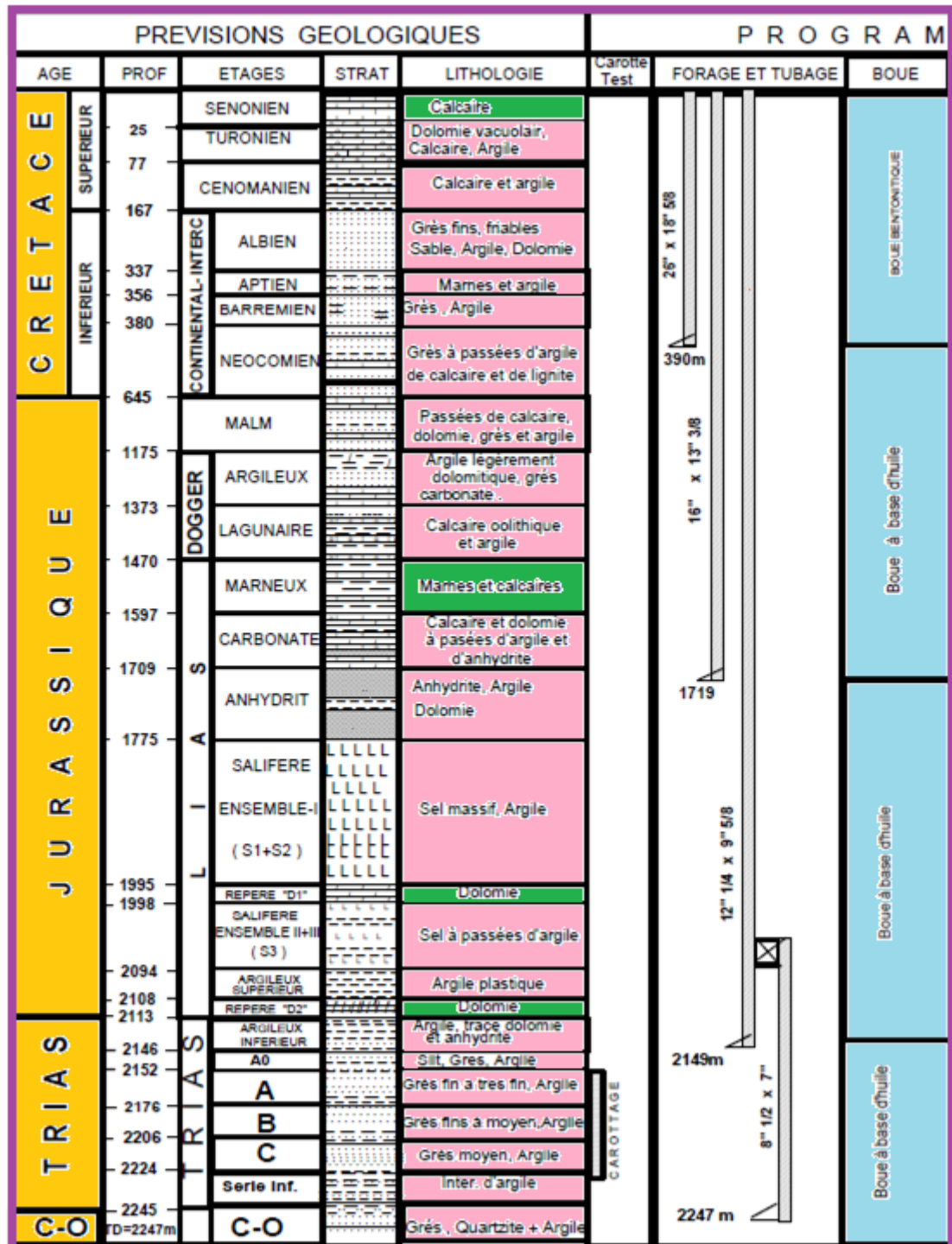


Figure IV.02. Colonne stratigraphique du puits HR-174 dans la région de Hassi R'mel (synthèse Hassi R'mel SONATRACH).

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

-Pour faire une analyse globale du puits HR-174 et savoir les interactions (boue-couche géologique), il faudrait le subdiviser en 4 Formations géologiques principales qui sont mentionnées au-dessous pour faciliter la lecture :

-Première formation géologique FG1 composée de différentes couches géologiques (argile, dolomie, calcaire, grés, marnes, sable): Cette formation FG1 de l'intervalle 0-390m, soit une épaisseur de 390m qui appartient au CRETACE combine les six couches géologiques où les passées des argiles sont peu significatives, pour cette raison on a utilisé la boue à base d'eau puisqu'il y a pas un risque du gonflement-retrait.

-Deuxième formation géologique FG2 composée de différentes couches géologiques (grés, argile, sable, marnes, calcaire, des passées de dolomie): Dans cette formation géologique FG2 de l'intervalle 390-1719 soit une épaisseur de 1329m qui appartient entre l'âge CRETACE du haut et au JURASSIQUE par la partie inférieure. Dans cette formation on a accumulé toutes les sept couches qui ont des argiles de mêmes caractéristiques (argiles gonflantes avec un comportement de dessiccation après un contact avec l'eau), pour cette raison on a utilisé une boue à base d'huile pour éviter tout type du gonflement-retrait possible.

-Troisième formation géologique FG3 composée de différentes couches géologiques (anhydrite, argile, dolomie, sel): cette formation FG3 limitée d'une profondeur de 1719-2149m avec une épaisseur de 430m a été formée dans l'âge JURASSIQUE, on peut remarquer que la quantité du sel est assez importante dans la FG3 (pour cela on considère toutes cette couche en une seule formation) le sel se dissolue ou se cristallise avec le temps et former des bouchons, qui provoque l'obturation de la colonne et l'arrêt totale de la production, pour empêcher ces problèmes, l'utilisation de la boue à base d'huile avec un rapport huile/eau était le choix favorable.

-Quatrième formation géologique FG4 composée de différentes couches géologiques (composée de différentes couches géologiques): la formation FG4 de la profondeur 2147-2249m soit une épaisseur de 98m qui appartient à l'âge TRIAS inclut les grés et les argiles et aussi le quartzite, ça veut dire que la dureté dans ce niveau est assez importante, si on veut augmenter la densité de la boue c'est juste pour faciliter l'évacuation des déblais parce que les parois sont déjà

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

stable suffisamment, la viscosité de la boue doit être importante à cause de la température extrêmement élevée au profond.

Tableau IV.01. Les différentes couches géologiques trouvées dans chaque formation.

FORMATIONS GEOLOGIQUES	PROF (m)	COUCHES GEOLOGIQUES
Première formation géologique (FG1)	0-390	calcaire
		dolomie vacuolaire, calcaire, argile
		calcaire et argile
		grés fins friables, sable, argile, dolomie
		marnes et argile
Deuxième formation géologique (FG2)	390-1719	grés à passées d'argile de calcaire et de lignites
		passées de calcaire, dolomie, grés et argile
		argile légèrement dolomitique, grés carbonate
		calcaire et argile gonflant
		marnes et calcaires
Troisième formation géologique (FG3)	1719-2149	calcaire et dolomie à passées d'argile et d'anhydrite
		anhydrite, argile, dolomie, sel
		sel massif, argile
		dolomie
		sels à passées d'argile
		argile plastique
Quatrième formation géologique (FG4)	2149-2247	dolomie
		argile, trace dolomie et anhydrite
		grés, argile
		grés fin à très fin, argile
		grés fins à moyen, argile
		grés moyen, argile
argile		
		grés, quartzite, argile

IV.2.3. Discussion du Forage pour toutes les formations géologiques

IV.2.3.1. Discussion du forage pour La formation FG1

Intervalle de 0-390 m

Cette section sera forée avec un simple Gel Polymers Mud qui est économique et a suffisamment de gels pour assurer une bonne suspension des déblais lorsque les pompes sont éteintes et une bonne capacité de charge pour le nettoyage des trous. Comme il n'y a pas d'inconvénient technique majeur, Commencer le forage pour détecter toute zone de

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

circulation perdue potentielle à travers l'intervalle de calcaire et de carbonate en utilisant des viscosités très élevées de boue de gel pré-hydratée.

IV.2.3.2. Discussion du forage pour La formation FG2

Intervalle de 390 m à 1719 m

Cette section sera forée à l'aide de boue à base d'huile (OBM) DS.IE.70 qui est un système d'émulsion inverse à base de diesel avec un rapport huile/eau de 70/30. La boue à base d'huile dans cette section est recommandée pour préserver la stabilité du trou et maximiser les performances de forage dans cette section.

Les volumes de dilution seront également minimisés en surveillant de près les performances de l'équipement de contrôle des solides à tout moment.

L'objectif de cette section est de caser le Sénonien Salifère, de s'assurer qu'il n'y a pas d'afflux d'eau douce de la formation albien, et potentiellement instable.

IV.2.3.3. Discussion du forage pour La formation FG3

Intervalle 1719-2149

Cette section sera forée en utilisant AVOIL DS.IE.90 récupéré de la section précédente et de la boue nouvellement mélangée pour constituer le volume final. La boue à base d'huile dans cette section est recommandée pour préserver la stabilité du trou et maximiser les performances de forage dans cette section.

L'objectif de cette section est de forer et de caser les zones de surpression, et en particulier le calcaire qui est connu pour être chargé d'eau salée, et le Lias qui est sel.

Par conséquent, un système d'émulsion inverse à base de diesel repris de la section précédente sera utilisé avec des propriétés ajustées en conséquence.

IV.2.3.4. Discussion du forage pour La formation FG4

Intervalle 2149-2247

Cette section sera forée en utilisant Non Damage Avoil 90/10 qui est un système d'émulsion inverse à base de diesel La boue à base d'huile avec Avacarb est recommandée pour préserver la stabilité du trou. L'objectif de cette section est de forer à travers le

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

réservoir. En tant qu'action préventive contre les pertes, le produit est utilisé comme matériau de pontage et de perte de circulation non dommageable qui a une distribution de particules fournissant un Cake imperméable très mince et facilement amovible.

Afin de minimiser les dommages à la formation FG4 et d'assurer une productivité maximale du puits, la boue récupérée de la section précédente doit être traitée avec une centrifugeuse.

Lorsque vous commencez à forer cette section, il sera impératif de maintenir les solides forés à faible gravité en dessous de 5 %. Pour cela, il sera nécessaire d'arrêter la centrifugation pendant cette phase de forage pour conserver la taille des particules de CaCO₃.

Afin d'éviter tout coup de gaz, il est recommandé de conserver 50 m³ de boue lourde à une densité de 2,25 à utiliser. Le dégazeur doit être dans de bonnes conditions de fonctionnement, et sera testé tous les jours.

IV.2.4. La densité de boue pour chaque formation géologique

IV.2.4.1. Calcul des densités moyennes de la boue pour toutes les formations géologiques

-On calcule la densité moyenne de la boue pour chaque couche géologique par la formule suivante :

$$d = (P \times 10.2) / Z \dots \dots \dots (3)$$

P : La pression hydrostatique exercée par la boue à la profondeur Z en bar ;

Z : La profondeur vertical de la formation géologique ;

d : Densité de la boue ;

-Il faudrait d'abord avoir les pressions hydrostatiques de boue qui est calculée par la formule suivante :

$$P = \gamma \times g \times Z \dots \dots \dots (4)$$

γ : La masse volumique de la couche ; (kg/m³)

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

P : La pression hydrostatique de la boue (bar)

g : La pesanteur (N/m²)

-On a calculé les pressions hydrostatiques et les différentes densités de boue pour chaque couche géologique et les mentionné dans un tableau. (Tableau IV.02)

Tableau IV.02. Les pressions hydrostatiques et les densités de boue pour chaque couche géologique.

Formation géologique	Couches géologiques	Epaisseur (m)	Pression hydrostatique (bar)	densité
FG1	calcaire	25	4.9	1.96
	dolomie vacuolaire, calcaire, argile	52	1.1	0.2
	calcaire et argile	90	1.6	0.19
	grés fins, friables, argile, dolomie	170	3.6	0.22
	marnes et argile	19	3.7	2
	grés, argile	24	4.2	1.8
FG2	grés à passées d'argile de calcaire et de lignite	265	66.29	2.5
	passées de calcaire, dolomie grés et argile	530	101.4	1.9
	argile légèrement dolomitique, grés carbonaté	198	46.6	2.4
	calcaire et argile	97	20	2.1
	marnes et calcaire	127	26.2	2.1
	calcaire et dolomie, à passées d'argile et d'anhydrite	112	27.5	2.5
	anhydrite, argile dolomie	66	16.8	2.59
FG3	sel massif, argile	220	42	1.9
	dolomie	3	0.8	2.72
	sel à passées d'argile	96	18.8	2
	argiles plastiques	14	2.5	1.8
	dolomie	5	1.4	2.8
	argile, trace dolomie et anhydrite	33	8	2.5
FG4	grés, argile	6	1.03	1.7
	grés fins à très fins, argile	24	4.1	1.7
	grés fin à moyen, argile	30	5.1	1.7
	grés moyen, argile	18	3	1.7
	Inter d'argile	21	3.7	1.8
	grés, quartzite, argile	2	0.4	2.04

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

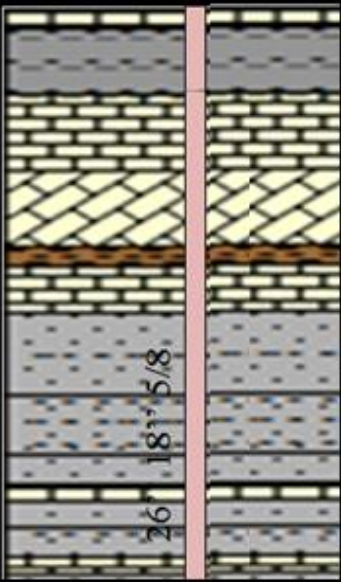
Pour mentionner les pressions et les densités moyennes de chaque formation géologique que nous allons utiliser plus tard, on les a mis dans un tableau récapitulatif (Tableau IV.03)

TableauIV.03. Tableau récapitulatif de pressions hydrostatiques et de densités moyennes de boue dans chaque formation géologique.

Formations géologiques	Epaisseur (m)	pression hydrostatique moyenne (bar)	densité moyenne
FG1	390	7.4	1.06
FG2	1329	43.54	2.3
FG3	430	12.25	2.3
FG4	98	2.88	1.79

IV.2.5. Description du profil du puits HR-174 dans la formation FG1

Tableau IV.04. Colonne stratigraphique de la première formation géologique FG1 du puits HR-174 à une profondeur variante de 0 à 390m.

PREVISIONS GEOLOGIQUES			PROGRAM
PROF	STRAT	LITHOLOGIE	BOUE
25		Calcaire	Boue
77		dolomie vacuolaire, calcaire, argile	
167		calcaire et argile	
337		grès fins, friable sable, argile, dolomie	Bentonique
356		marnes et argile	d= 1.06
390		grés et argile	

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

Tableau IV.05. Dimensions des tubes et les types de boue pour le puits HR-174

Taille du trou	26 "	16"	12¼"	8½"
Profondeur(m)	0-390	390-1719	1719-2149	2149-2247
Epaisseur(m)	390	1329	430	98
Formation géologique	FG1	FG2	FG3	FG4
Dimensions des tubes	18 ⅝"	13 ⅜"	9 ⅝"	Liner 7"
Type de boue	WBM	OBM DS.IE.70	OBM DS.IE.90	OBMDS.IE.90
Densité de boue	1.06	2.3	2.3	1.79
Rapport huile/eau	-	70/30 93/07	93/07	90/10
Ph	12	-	-	-

IV.2.6. Description de densité pour les différentes formations géologiques

IV.2.6.1. La densité de la boue pour la formation FG1

La densité de la boue pour la formation (FG1) doit être aussi basse que possible < 1.08, il est extrêmement important dans l'effort visant à minimiser les risques de pertes de boue entière dans cette formation. De plus, une augmentation du poids de la boue réduit le taux de pénétration et augmente la durée pendant laquelle la boue est en contact avec la formation. La densité de la boue doit donc être surveillée et subir un contrôle minutieux de l'équipement de contrôle des solides. L'utilisation de polymère au lieu de bentonite pour le contrôle de la viscosité et du filtre aide à réduire le poids de la boue et maximiser le taux de pénétration.

Tableau IV.06. Les composants chimiques de la boue et leurs fonctions dans la formation FG1

COMPOSANTS	FONCTION
BENTONITE	Viscosifiant et contrôle du filtrat
SOUDE CAUSTIQUE	Alcalinité pour le contrôle du pH.
AVAGUM	Gomme Guar, Viscosifiant
ECOLUBE	Lubrifiant
GRANULAR F/M/C	L.C.M. Vegetal Shell
AVAMICA F/C	L.C.M. Mica
CARBONATE DE SOUDE	Dissolvant de calcium

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.2.6.2. La densité de la boue pour la formation FG2

La densité de la boue doit être maintenue dans la plage 2.3 avant le forage du TURONIEN avec des ajouts de barytine et une centrifugation si nécessaire pour maintenir les solides de faible densité en dessous de 5%. La densité de la boue est importante afin de réduire les risques de pertes de boue entière dans la formation.

De plus, une augmentation de densité de la boue réduit la vitesse de pénétration et augmente donc la durée pendant laquelle la boue est en contact avec la formation et la profondeur d'invasion du filtrat et donc la stabilité du trou.

La densité de la boue doit être maintenue principalement en utilisant un équipement de contrôle des solides efficace et en exécutant les cribles les plus fins possibles sur les agitateurs. Si l'équipement de contrôle des solides n'est pas utilisé efficacement ou est de mauvaise conception, une centrifugation accrue sera nécessaire et il peut devenir nécessaire de mélanger du diesel pour maintenir les propriétés du fluide.

Tableau IV.07. Les composants chimiques de la boue dans la formation FG2 et leurs fonctions.

PRODUITS	FONCTIONS
AVABENTOIL SA	Argile Organophile, Viscosifiant
AVOIL PE	Émulsifiant primaire
AVOIL SE	Émulsifiant secondaire et agent mouillant
AVOIL FC	Additif de perte de fluide à base de lignite
AVOIL WA	Agent mouillant
SODIUM CHLORYDE	Contrôle de l'eau
BARYTE	Agent de pondération

Tableau IV.08. Les caractéristiques de la boue pour la formation géologique FG2

CARACTERISRTIQUES	VALEUR
Intervalle (m)	390 m – 1719 m
Densité	2.3
Viscosité plastique (cps)	minimum possible
Rapport huile/eau	70/30 – 93/07
Na Cl (% par WT)	26
Solides (% by Vol)	16-18
Sable (% en Vol)	Max 0.5

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

Note : Les produits de boue livrés sur le site du puits doivent être recouverts d'un film plastique rétractable très résistant et doivent être stockés sur des palettes de bonne qualité.

IV.2.6.3. La densité de la boue pour la formation FG3

La densité de la boue doit être maintenue autour de 2.3 selon les conditions du trou avec des ajouts de barytine et une centrifugation si nécessaire pour éliminer les solides de faible gravité. Cette densité de boue élevée est nécessaire pour stabiliser les formations en surpression, et contrecarre la compression du sel et l'afflux de fluides de formation (eau CaCl₂ et CO₂).

Pour cette raison, le niveau des fosses doit être strictement surveillé et toute augmentation signalée immédiatement. De plus, les propriétés de la boue (densité, alcalinité, teneur en chlorures et stabilité électrique) doivent être vérifiées en permanence.

La densité de la boue doit donc être maintenue principalement en disposant d'un excellent équipement de contrôle des solides et des écrans les plus fins possibles sur les agitateurs, et deuxièmement par l'utilisation de la centrifugeuse et troisièmement, si nécessaire en saignant dans la boue nouvellement fabriquée à plus faible densité.

La densité de la boue étant élevé, les deux centrifugeuses doivent être utilisées en série dans un système de récupération de barytine. La première centrifugeuse doit être réglée à haut débit/rotation basse vitesse afin d'éliminer la barytine rejetée qui sera renvoyée au système actif ; le centrât de cette centrifugeuse est envoyé à la deuxième centrifugeuse.

Tableau IV.09. Les caractéristiques de la boue utilisée dans cette formation FG3

CARACTERISTIQUES	VALEUR
INTERVALLE (m)	1719-2149
DENSITE	2.3
VISCOSITE PLASTIQUE (cps)	minimum possible
RAPPORT OIL/WATER	93/07
Na Cl (% by Wt)	26
SOLIDES (% by Vol)	44/48
SABLE (% by Vol)	Max 0.5

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.2.6.4. La densité de la boue pour la formation FG4

La densité de la boue sera d'environ 1.79 afin de stabiliser le trou, avec des ajouts d'AVACARB et une centrifugation si nécessaire pour éliminer les solides forés à faible gravité. La densité de la boue est importante afin de réduire les risques de pertes de boue entière dans la formation FG4.

La densité de la boue doit donc être maintenue principalement en disposant d'un excellent équipement de contrôle des solides et des écrans les plus fins possibles sur les agitateurs, et deuxièmement par l'utilisation de la centrifugeuse et troisièmement, si nécessaire en saignant dans de la boue nouvellement fabriquée à plus faible densité.

Tableau IV.10. Les composants chimiques de la boue utilisée dans la formation FG4

COMPOSANTS CHIMIQUES	FONCTIONS
AVABENTOIL SA	Argile Organophile, Viscosifiant
AVOIL PE	Émulsifiant primaire
AVOIL SE	Émulsifiant secondaire et agent mouillant
AVOIL FC	Additif de perte de fluide à base de lignite
BRYTE	Agent de pondération
AVACARB	Agent de pondération et de transition
CHLORURE DE SODIUM	Contrôle de l'eau

Tableau IV.11. Caractéristiques de la boue pour la formation FG4.

CARACTERISTIQUES	VALEUR
INTERVALLE	2149-2247
DENSITE	1.79
VISCOSITE PLASTIQUE	minimum possible
RAPPORT HUILE/EAU	90/10
Na Cl (% par Wt)	26
SOLIDES (% par Wt)	35-38
SABLE (% par Wt)	Max 0.5

IV.2.7. Les pertes de boue pour chaque formation géologique

I.2.7.1. Les pertes de boue pour la formation FG1

Il existe un potentiel de pertes dans toute cette section, en particulier dans les calcaires fracturés et les argiles non consolidés. Pour cette raison, le poids de la boue doit être minimisé et maintenu aussi bas que possible par un bon contrôle des solides et un

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

déversement et une dilution si nécessaire. En cas de pertes totales ou partielles, les matériaux de prévention des pertes tels que GRANULAR et AVAMICA doivent être pompés.

IV.2.7.2. Les pertes de boue pour la formation FG2

Il existe un potentiel de pertes tout au long de cette section, en particulier si la densité de la boue devient trop élevée. Pour cette raison, la densité de la boue doit être maintenue dans la plage spécifiée en fonction des conditions du trou par un bon contrôle des solides.

En cas de pertes, les matériaux de prévention des pertes tels que GRANULAR et AVAMICA peuvent être pompés et laissés tremper ou une petite quantité peut être ajoutée à l'ensemble du système de fluide actif.

La surcharge de l'espace annulaire avec des déblais entraîne une augmentation de l'E.C.D et est donc une cause potentielle de pertes. Pour cette raison, le contrôle du taux de pénétration doit être considéré comme une mesure préventive potentielle contre les pertes.

IV.2.7.3. Les pertes de boue pour la Formation FG3

Il existe un potentiel de pertes tout au long de cette section, en particulier si la densité de la boue devient trop élevée. Pour cette raison, la densité de la boue doit être maintenue dans la plage spécifiée en fonction des conditions du trou par un bon contrôle des solides. En cas de pertes, les matériaux de prévention des pertes tels que GRANULAR et AVAMICA peuvent être pompés et laissés tremper ou une petite quantité peut être ajoutée à l'ensemble du système de fluide actif. Dans les deux cas, les tamis de l'agitateur doivent être vérifiés pour s'assurer que les matériaux de prévention ne sont pas retirés lors de la première circulation.

Les pertes sont un problème potentiel, en particulier pendant la phase de cimentation, et il existe un risque de compression du sel et d'afflux d'eau. La boue nécessite une haute densité et une haute salinité en phase aqueuse pour forer les couches salifères et pour tamponner tout afflux d'eau à faible salinité.

Lors du forage de tubage de 9 5/8", le volume du trou sera déplacé avec la nouvelle boue mélangée et stockée pour être utilisé dans cette section et la suivante.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

La stabilité électrique doit être supérieure à 1000 volts. Toute présence d'eau dans le filtrat HP/HT est le signe d'une mauvaise stabilité de l'émulsion du système. Le traitement doit être effectué immédiatement avec suffisamment d'émulsifiants AVOIL PE, AVOIL SE et LIME.

IV.2.8. Les problèmes rencontrés pour chaque formation géologique

IV.2.8.1. Le problème rencontré dans la formation FG1

La formation de boulettes est un problème potentiel à cause des argiles de cette section, qui ont tendance à être collantes. Ceci est notable par une baisse de la vitesse de perçage coïncidant avec une augmentation du couple.

Si des problèmes de bouletage surviennent, 5 m³ de pastilles caustiques (6 kg/m³ de SOUDE CAUSTIQUE) peuvent être pompées lors des raccordements combinées à un détergent à boue (AVADETER) et à des granulés fins (30 k/m³ GRANULAIRE) si nécessaire.

Veiller à ce que le pH de la boue soit élevé (PH = 12) facilitera la dispersion des argiles collantes et aidera à prévenir le bouletage.

IV.2.8.2. Le problème rencontré dans la formation FG2

Afin de minimiser l'effet des argiles gonflantes dans cette couche et d'inhiber les lessivages dans les sels sénoniens, une boue à base d'huile AVOIL 70/30 est recommandée. Cela préservera la stabilité du trou et maximisera les performances de forage à travers ces formations d'évaporation/anhydrite.

Le puits sera soigneusement observé pour assurer une détection précoce des débits d'eau douce de cette zone, s'il s'avère en surpression. En conséquence, la salinité élevée de la phase aqueuse de la boue tamponnera tout afflux d'eau à faible salinité.

Afin d'utiliser la boue restante pour la section suivante, il est recommandé d'augmenter progressivement le rapport huile/eau jusqu'à 93/07, en utilisant une nouvelle boue mélangée avec comme dilution, avant d'atteindre la profondeur du point de cuvelage.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

En tirant l'outil de forage, il pourrait se coincer dans le Turonien ou les formations Salifères. A cet effet, et afin de résoudre le problème, pour chaque formation, les éléments suivants sont recommandés :

- Pomper une pastille de 10 m³ d'acide chlorhydrique à 15 % isolé avec deux espaceurs diesel de 2 m³.
- Pomper une pastille de 10 m³ d'Eau Douce isolée avec deux entretoises diesel de 2 m³ pour chacune.

La stabilité électrique doit être supérieure à 800 volts. Toute présence d'eau dans le filtrat HP/HT est le signe d'une mauvaise stabilité de l'émulsion du système.

Le traitement doit être effectué immédiatement avec suffisamment d'émulsifiants AVOIL PE, AVOIL SE et LIME.

IV.2.8.3. Le problème rencontré dans la formation FG3

La salinité de la phase aqueuse aura tendance à augmenter en raison de l'évaporation ou de la dissolution des sels dans la formation FG3, mais pourra diminuer en cas d'afflux de fluide de formation à faible salinité.

IV.2.9. Le forage du niveau D2 dans le puits HR-174

Etant donné que le niveau dolomitique D2 représente un marqueur litho stratigraphique (voir la figure I, 03), corrélable sur toute la province triasique du Nord au Sud, Nous allons aborder les différents outils et méthodes utilisées dans la région de Hassi R'Mel, afin de déterminer la nature et l'épaisseur de cette formation.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

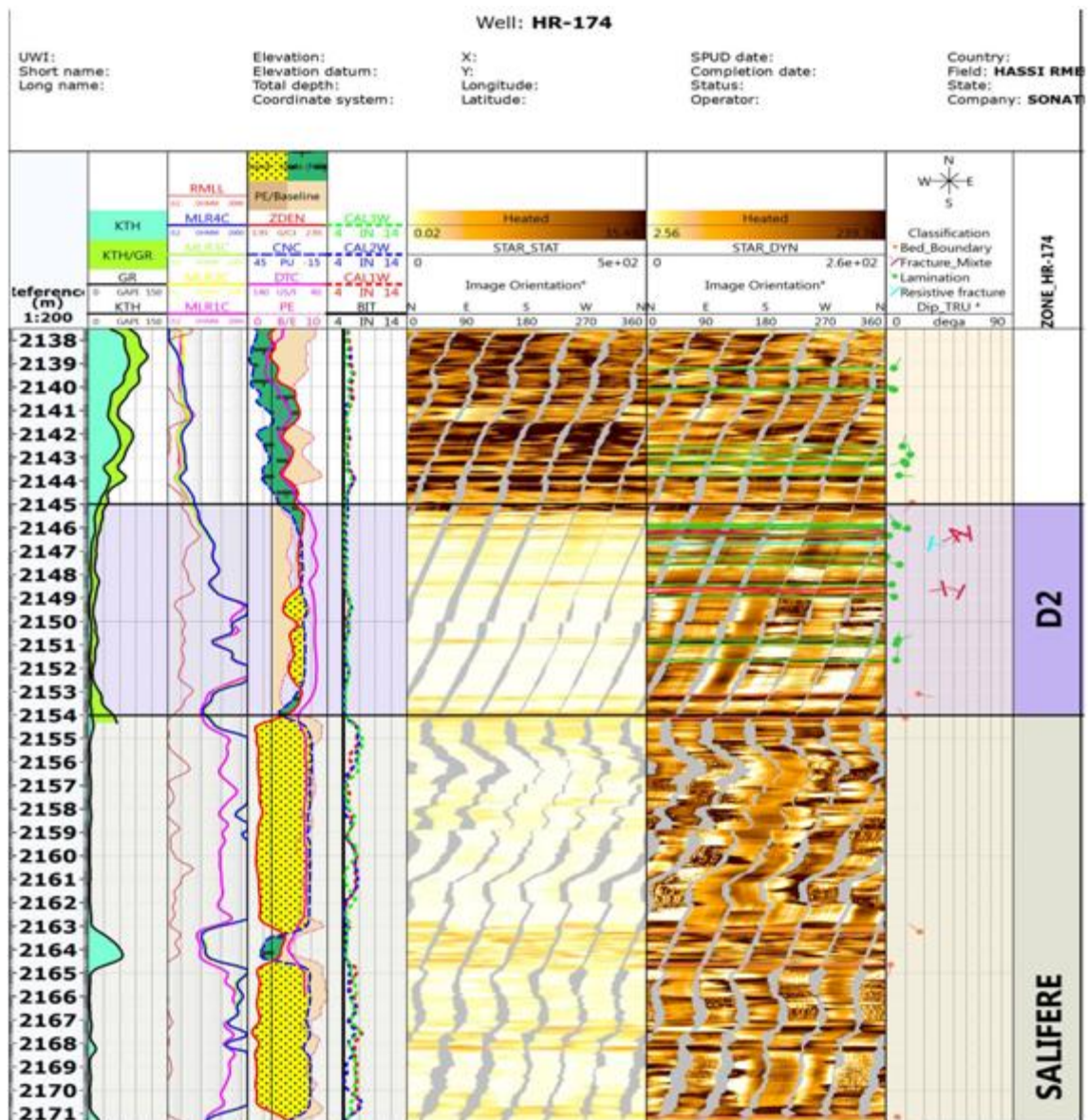


Figure IV-03. Imagerie du puits HR-174

IV.2.9.1. Mise en évidence du D2

IV.2.9.1.1. Interprétation de l'imagerie du niveau D2 dans le puits HR-174

Le puits HR-174, situé au Nord-est du champ de Hassi R'Mel, est le seul puits où la méthode d'imagerie a été pratiquée.

Les informations de cet intervalle indiquent un milieu d'une nature lithologique compacte (calcaire ou dolomie).

L'interprétation faite à l'aide du logiciel « Tech log », a permis la lecture directe des diagraphies, montrant une différence de contraste entre, la formation comprise entre 2145m et 2154 m de profondeur, et ses deux formations couvertures. Cela, peut être

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

interprété, en termes de nature lithologique de ces formations, car, on peut déduire la présence d'une formation compacte (calcaire ou dolomie), située dans l'intervalle 2145 m – 2154 m, bordée, de part et d'autre, par une couverture qu'on présume être argileuse ou salifère. [1]

Cette méthode a bien montré la différence de contraste entre le niveau dolomitique D2 et la couverture salifère inférieure, ainsi que la couverture supérieure qui est argileuse. Cette différence de contraste a dévoilé la dureté et la compaction du niveau dolomitique par rapport aux deux autres couvertures. [1]

IV.2.9.2. Aperçu sur « Tech log » logiciel

Les données acquises dans les puits de forage sont complexes, variées et représentent un investissement important. Il est impératif de capitaliser sur cet investissement, que vous travailliez sur votre premier puits d'exploration en eau profonde ou que vous réalisiez un programme de forage complet dans une zone de gaz de schiste. Avec la plateforme Techlog, vous pouvez rassembler toutes vos données de puits de forage dans une application très intuitive pour effectuer des analyses. En plus d'offrir des modules avancés pour les experts du domaine, la plate-forme Techlog fournit une base solide aux utilisateurs généralistes pour examiner et analyser les données. Il prend en charge des flux de travail complexes dans plusieurs disciplines. [9]

Techlog est une plate-forme logicielle basée sur Windows appartenant à Schlumberger et destinée à agréger toutes les informations sur les puits de forage. Il permet à l'utilisateur d'interpréter n'importe quel journal et données de base. Il répond au besoin d'une plate-forme unique capable de prendre en charge tous les flux de travail d'intégration de données et d'interprétation de puits de forage, réduisant ainsi le besoin d'une multitude d'outils hautement spécialisés. En regroupant l'ensemble du flux de travail sur une seule plate-forme, les risques et les incertitudes peuvent être évalués tout au long de la vie du puits de forage. [9]

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

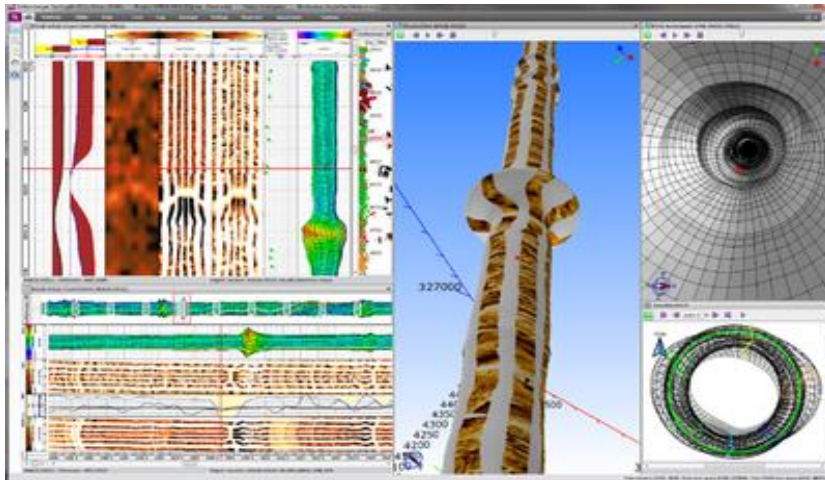


Figure IV.04. Capture d'écran de Schlumberger Techlog fonctionnant sous Windows 7 [9]

IV.2.9.2.1. Développement du Techlog

Le logiciel Techlog a été développé à Montpellier (sud de la France) par une société appelée Techsia. Techsia a été créée en 2000. La première version de Techlog était disponible dans le commerce en 2002. Techlog a été développé pour avoir une interface moderne et familière offrant une visualisation et une interaction faciles de toutes les données, avec un flux de travail préétabli qui a permis aux utilisateurs moins expérimentés de suivre, Techsia a rendu l'interprétation multi-puits plus accessible à tous les experts techniques. En 2009, Schlumberger a acquis Techsia [1] et la plateforme Techlog et ils supportent et commercialisent actuellement Techlog. Techlog offre de nouvelles fonctionnalités dans chaque nouvelle version, non seulement dans l'interprétation pétro physique et géologique, mais aussi dans l'interprétation géomécanique, l'incertitude et les liens vers la plate-forme standard de l'industrie comme Petrel. Techlog a également le nouveau module acoustique qui ajoutera beaucoup plus de fonctionnalités à l'application. [9]

IV.2.9.3. Le carottage

La carotte du puits HR-174, prélevée dans le Nord-est du champ Hassi R'mel, indique une épaisseur de 11m pour le « D2 ». De 2141,40 m à 2152 m de profondeur, on retrouve une dolomite gris-verdâtre à grise, compacte, légèrement argileuse avec des micro-cavernes et quelques fissures par endroit, et on remarque aussi, de 2148,40 m à 2148,80 m, des inclusions de sel. Ce repère dolomitique est bordé, d'en haut, par le Trias Argileux Supérieur, représenté par une argile brun-chocolat, plastique à indurée et feuilletée avec des inclusions de sel rosâtre, et d'en bas, par le Trias Argileux Inférieur, représenté

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

par une argile noirâtre, indurée et feuilletée, et aussi, le salifère qui présente un sel blanc massif à translucide avec des inclusions de nodules d'argile verdâtre à la base.[7]

Les carottes prélevées des puits HR172, HR173, HR174, HR182, HR194, HR202, HRC006, HRC015 et HRS010, indiquent la présence d'un banc dolomitique épais de quelques mètres seulement et qui présente des caractéristiques qui peuvent le qualifier de réservoir.

- **Carotte n° 1 :**

La carotte montre clairement le niveau dolomitique, compacté, déposé dans le supra tidal en contact avec des conditions continentales, pour passer, après une transgression marine, à un milieu de dépôt très profond, marqué par les dépôts très fins de l'argileux supérieur.[7]

- **Carotte n° 2 :**

La carotte nous montre le passage de l'argileux inférieur, déposé dans un milieu profond, vers le niveau dolomitique D2 déposé dans un milieu peu profond (dépôt carbonaté). [7]

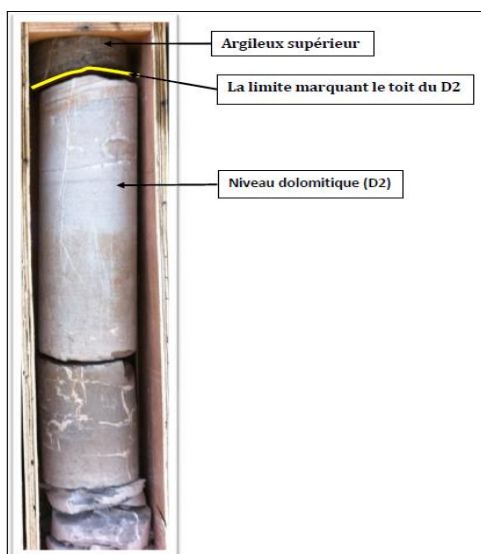


Figure IV.05. Carotte n°1[1]

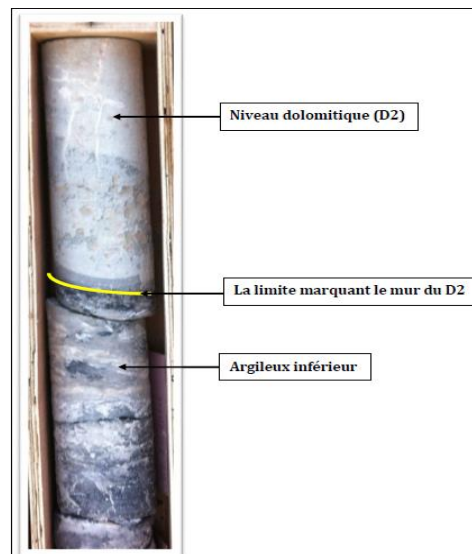


Figure IV.06. Carotte n°2[1]

Pendant le forage du puits HR-174, il était nécessaire d'utiliser un outil de forage tricône pour la première formation FG1, et des outils en PDC pour les formations FG2, FG3, FG4 pour assurer un forage efficace parce que la dureté des couches est significative par rapport à ceux en première formation.

La boue du forage se traverse à travers des orifices dans l'outil de forage qui sont appelées « duses », il est indispensable de déterminer le diamètre de duses pour avoir un débit de boue traversé optimal.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.2.10. Calcul du diamètre des duses

En phase 12 ¼, pour nettoyer correctement le puits HR-174, on désire avoir une vitesse de remontée des déblais de 40 m/min dans l'espace annulaire trou tiges (tiges 5") et une puissance hydraulique de 4 hp / in² sur le front de taille.

- On utilise un outil PDC possédant 5 duses et la densité de la boue est 2.3.

- La capacité de l'espace annulaire trou tiges est 62,7 l/m.

*Notre but maintenant est de déterminer le diamètre des duses d'après la puissance hydraulique et l'aire totale traversée.

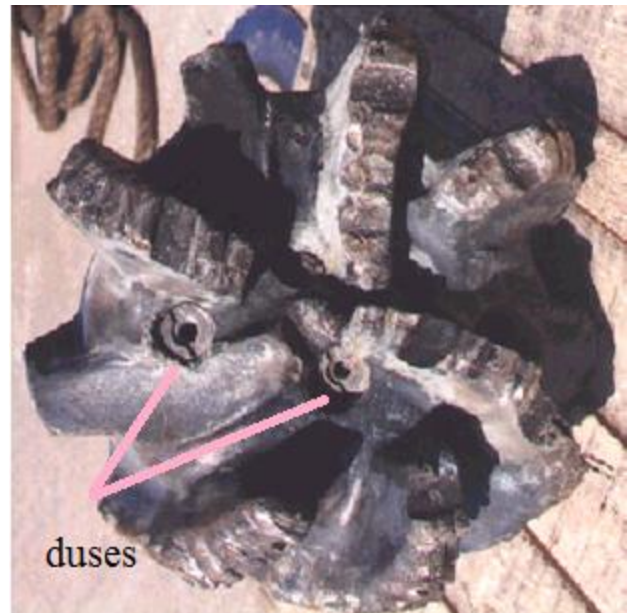


Figure IV.07. Outil à duses

La puissance hydraulique (HSI) est liée au débit, au diamètre de l'outil et à la chute de pression P_c

$$HSI = (P_{co} \times Q) / (35140 \times \varnothing^2) \dots \dots \dots (1)$$

P_{co} : chute de pression à l'outil exprimée en kPa

Q : Débit en l/mn

\varnothing : Diamètre de l'outil en pouce

35140 : Facteur de conversion

$$TFA = \sqrt{\frac{d \times Q^2}{2959,41 \times C^2 \times P_{co}}} \dots \dots \dots (2)$$

TFA : aire totale de passage de la boue à travers les duses (Total Flow Area) exprimée en pouce carré.

d = densité de la boue.

C = coefficient d'orifice (égal à 0,80 pour un outil conventionnel et égal à 0,95 pour un outil à jet).

2959,41 = facteur de conversion

Q = débit de circulation exprimé en l/min

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

Pco = chute de pression à l'outil exprimée en kPa

-D'après les données qu'on a obtenu, on peut calculer la chute de pression à l'outil Pco et puis déterminer le diamètre des duses en utilisant les formules au-dessus.

- Une vitesse de remontée de 40 l/min face aux tiges correspond à un débit de 62.7 x 40, soit 2 508 l/min
- La HSI nécessaire est de 4
- La chute de pression à l'outil :

$$P_{co}=8650Kpa$$

$$TFA = \sqrt{\frac{d \times Q^2}{2959,41 \times C^2 \times P_{co}}} = \sqrt{\frac{1,40 \times 2500^2}{2959,41 \times 0,95^2 \times 8437}} = 0,639 in^2$$

$$TFA=0.639 in^2$$

Alors, après qu'on a pu trouver la valeur de l'aire totale de passage de la boue TFA on peut déterminer le diamètre des duses en utilisant ce tableau suivant :

Tableau IV.12. L'aire totale du passage de boue par rapport au diamètre et nombre des duses.

Nozzle Diamete r	Nozzle Count									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
7/32	0,038	0,075	0,113	0,150	0,188	0,225	0,263	0,301	0,338	0,376
8/32	0,049	0,098	0,147	0,196	0,245	0,295	0,344	0,393	0,442	0,491
9/32	0,062	0,124	0,186	0,249	0,311	0,373	0,435	0,497	0,559	0,621
10/32	0,077	0,153	0,230	0,307	0,383	0,460	0,537	0,614	0,690	0,767
11/32	0,093	0,186	0,278	0,371	0,464	0,557	0,650	0,742	0,835	0,928
12/32	0,110	0,221	0,331	0,442	0,552	0,663	0,773	0,884	0,994	1,104
13/32	0,130	0,259	0,389	0,518	0,648	0,778	0,907	1,037	1,167	1,296
14/32	0,150	0,301	0,451	0,601	0,752	0,902	1,052	1,203	1,353	1,503
15/32	0,173	0,345	0,518	0,690	0,863	1,035	1,208	1,381	1,553	1,726
16/32	0,196	0,393	0,589	0,785	0,982	1,178	1,374	1,571	1,767	1,963
17/32	0,222	0,443	0,665	0,887	1,108	1,330	1,552	1,773	1,995	2,217
18/32	0,249	0,497	0,746	0,994	1,243	1,491	1,740	1,988	2,237	2,485
19/32	0,277	0,554	0,831	1,108	1,384	1,661	1,938	2,215	2,492	2,769
20/32	0,307	0,614	0,920	1,227	1,534	1,841	2,148	2,454	2,761	3,068
21/32	0,338	0,676	1,015	1,353	1,691	2,029	2,368	2,706	3,044	3,382
22/32	0,371	0,742	1,114	1,485	1,856	2,227	2,599	2,970	3,341	3,712
24/32	0,442	0,884	1,325	1,767	2,209	2,651	3,093	3,534	3,976	4,418

D'après le tableau des diamètres au-dessus, on a pu déterminer le diamètre idéal des duses qui est 13/32.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

IV.2.11. Test de forabilité (drill off test)

Ce test permet de déterminer le couple poids sur l'outil – vitesse de rotation qui donne la meilleure vitesse d'avancement pour un type d'outil donné dans une formation donnée.

La procédure qu'on a utilisée est la suivante :

- On a choisi une vitesse de rotation adaptée à la formation à forer et la maintenir constante.
- Avec cette vitesse de rotation et un poids donné, on a mesuré le temps nécessaire pour que le poids chute d'une certaine valeur et noté la longueur forée pendant cet intervalle. Puis on a calculé la vitesse d'avancement réalisée avec ce couple.
- Après, on a commencé avec un poids proche de la valeur maximum prévue pour l'outil et fais les essais avec 4 ou 5 poids différents. Le dernier essai était fait avec le poids utilisé pour le premier essai pour s'assurer qu'entre temps la formation n'a pas changé.
- On a déterminé avec la vitesse de rotation sélectionnée, le poids sur l'outil entraînant la vitesse d'avancement la plus élevée.
- Remarque : Si 2 poids donnent le même avancement, prendre le plus faible.
- On a Procédé comme précédemment en faisant varier la vitesse de rotation ou, à poids constant, mesuré le temps nécessaire pour forer une longueur donnée à différentes vitesses de rotation.

Avec un outil 8 ½ de code IADC 717, une vitesse de rotation de 50 tours / min et une diminution de poids de 2.5 kdaN, on a obtenu les résultats suivants :

Tableau IV.13. La vitesse d'avancement par rapport au poids de l'outil en fonction du temps.

Poids sur l'outil en <u>kdaN</u>	Temps en secondes	Longueur forée en m	Vitesse d'avancement en m/h
25.0	54	0.15	10
22.5	49	0.15	11
20.0	51	0.17	12
17.5	50	0.14	9.9
15.0	67	0.13	7
25.0 (vérification)	55	0.15	9.8

D'après le tableau de valeurs précédent, on constate que le poids qui fournit la vitesse d'avancement la plus élevée est 20 kN.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

- Avec ce poids, on répète la même opération en faisant varier la vitesse de rotation et l'on obtient les valeurs suivantes :

Tableau IV.14. La vitesse d'avancement par rapport à la vitesse de rotation en fonction du temps.

Vitesse de rotation en tours/min	Temps mis pour forer en secondes	Vitesse d'avancement en m/h
60	72	10
55	60	12
50	55	13
45	48	15
40	72	10
60 (vérification)	72	10

-Dans ce cas, 20 kN et 45 tours/min est le couple qui donne la plus grande vitesse d'avancement (15 m/h).

IV.3. Conclusion et recommandations

-La présence des argiles plastiques dans la formation géologique FG3 est un problème majeur dans le puits HR-174, qui cause un coincement de l'outil de forage et l'instabilité des parois, qui implique l'arrêt de forage si on n'arrive pas à évacuer l'outil.

-La production du pétrole sur le champ de Hassi-R'mel est marquée par la présence considérable d'eau salée dans la formation FG3, ce sel peut se recristalliser et former des bouchons, qui provoque l'obturation de la colonne et l'arrêt totale de la production.

-on a calculé la densité de boue de forage de chaque formation géologique d'après leurs caractéristiques, les valeurs de ces boues sont les suivantes :

Pour la FG1 ; $d=1.06$

Pour la FG2 ; $d=2.23$

Pour la FG3 ; $d=2.23$

Pour la FG4 ; $d=1.79$

-La densité dans la formation FG3 est la plus grande, parce qu'on est en train de forer dans des couches friables (anhydrite, argile, dolomie, sel massif) qui ne vont pas garder la stabilité du puits sans soutènement.

Chapitre Iv. Interaction entre fluides du forage et formations géologiques

-On remarque que la pression hydrostatique de boue exercée sur les différentes formations est disproportionnelle (voir Tableau IV.09) et ça implique que parfois (où il y a une faible pression hydrostatique) il suffit de forer en basant sur le poids des tiges.

-Les pertes de boue posent un problème majeur dans les formations FG1, FG2, FG3 spécialement dans les calcaires fracturés et les argiles non consolidés.

- Dans la formation FG4, il n'y a pas des pertes de boue parce que la profondeur est importante, donc les roches sont plus dures et compactes (le quartzite par ex).

-La description des carottes, a montré que le D2 est compacte, avec des passages légèrement argileux, salifère par endroit. Le faciès est de type dolomitique avec la présence de fissurations verticales à sub-verticale et horizontale et de joints stylolitiques.

Recommandations

-La solution proposée pour le problème des argiles plastiques dans la formation FG3 est l'augmentation du Rapport huile/eau c'est-à-dire le pourcentage d'huile doit être supérieur à 93 est celui de l'eau inférieur à 10 pour empêcher le gonflement-retrait des argiles par l'ajout des alourdissants comme la baryte ($d(\text{BaSO}_4) = 4.3$), Ou de changer l'orientation du forage vertical pour dépasser les argiles plastiques dans la mesure du possible.

- Pour remédier au problème de l'eau salée, on doit injecter de l'eau douce dans notre puits.

-En cas de pertes de boue, il est préférable d'augmenter la densité du fluide pour l'empêcher à circuler dans les fissures, les matériaux de prévention des pertes tels que GRANULAR et AVAMICA doivent être pompés immédiatement.

**Conclusion générale et
Recommandations**

Conclusion générale

Conclusion générale

Le calcul de la densité de boue de forage convenable pour chaque formation géologique nécessite la prise en compte de nombreux paramètres considérant les couches géologiques. Aujourd'hui, les boues de forage sont améliorées avec un grand diversement des additifs, cela nous explique que le choix de boue a besoin d'une étude détaillée des principales couches géologiques.

Dans notre travail, on a conclut :

-La présence des argiles plastiques dans la formation géologique FG3 est un problème majeur dans le puits HR-174, qui cause un coincement de l'outil de forage et l'instabilité des parois, qui implique l'arrêt de forage si on n'arrive pas à évacuer l'outil.

- La production du pétrole sur le champ de Hassi-R'mel est marquée par la présence considérable d'eau salée dans la formation FG3, ce sel peut se recristalliser et former des bouchons, qui provoque l'obturation de la colonne et l'arrêt totale de la production.

-on a calculé la densité de boue de forage de chaque formation géologique d'après leurs caractéristiques, les valeurs de ces boues sont les suivantes :

Pour la FG1 ; $d=1.06$

Pour la FG2 ; $d=2.23$

Pour la FG3 ; $d=2.23$

Pour la FG4 ; $d=1.79$

-La densité dans la formation FG3 est la plus grande, parce qu'on est en train de forer dans des couches friables (anhydrite, argile, dolomie, sel massif) qui ne vont pas garder la stabilité du puits sans soutènement.

-On remarque que la pression hydrostatique de boue exercée sur les différentes formations est disproportionnelle (voir Tableau IV.09) et ça implique que parfois (où il y a une faible pression hydrostatique) il suffit de forer en basant sur le poids des tiges.

-Les pertes de boue posent un problème majeur dans les formations FG1, FG2, FG3 spécialement dans les calcaires fracturés et les argiles non consolidés.

- Dans la formation FG4, il n'y a pas des pertes de boue parce que la profondeur est importante, donc les roches sont plus dures et compactes (le quartzite par ex).

Conclusion générale

-La description des carottes, a montré que le D2 est compacte, avec des passages légèrement argileux, salifère par endroit. Le faciès est de type dolomitique avec la présence de fissurations verticales à sub-verticale et horizontale et de joints stylolitiques.

Recommandations

-La solution proposée pour le problème des argiles plastiques dans la formation FG3 est l'augmentation du Rapport huile/eau c'est-à-dire le pourcentage d'huile doit être supérieur à 93 est celui de l'eau inférieur à 10 pour empêcher le gonflement-retrait des argiles par l'ajout des des alourdissants comme la baryte ($d(\text{BaSO}_4) = 4.3$), Ou de changer l'orientation du forage vertical pour dépasser les argiles plastiques dans la mesure du possible.

- Pour remédier au problème de l'eau salée, on doit injecter de l'eau douce dans notre puits.

-En cas de pertes de boue, il est préférable d'augmenter la densité du fluide pour l'empêcher à circuler dans les fissures, les matériaux de prévention des pertes tels que GRANULAR et AVAMICA doivent être pompés immédiatement.

Références bibliographiques

Références bibliographiques

Références bibliographiques

- [1], Ait Slimani Mohamed & Beggache Mahrez, caractérisation sédiment-logique et petro physique du niveau dolomitique D2 de Hassi R'mel, mémoire de master, Université Mouloud Mammeri d TIZI-OUZOU 2017.
- [2], Hadjadj Aoul Amine – Messaoudi Mohamed, équipements de forage mémoire de master en 2010.
- [3], Document PDF, présentation du champ Hassi R'mel.
- [4], acf-le forage- Action contre la faim 2004.
- [5], Jean-Paul Nguyen, techniques d'exploitation pétrolière, le forage, institut français du pétrole, en 1993.
- [6], Mounir AMAR, Techniques de forage: Principe& matériels, mémoire de master, Université CHOUAÏB DOUKKALI faculté des sciences, en 2007.
- [7], A. Slimani M. Daddou, Formation JDF, Module M1, division forage, département formation, en mars 2004.
- [8], A. SLIMANI, module M2, Division forage, formation supérieur SONATRACH, en Juin 2006.
- [9], Dr Mehdi METAICHE, Techniques et procédés du forage, université de Bouira, en 2013.
- [10] IFP school student chapter, outils et paramètres du forage, 2006
- [11] Khodja Mohamed, les fluides du forage: «étude des performances et considérations environnementales, thèse du doctorat, Université Louis Pasteur Strasbourg – France, en 2008.
- [12] Chilingarian, G. V., et Vorabutr, P. (1983) Drilling and Drilling Fluids, Elsevier Scientific, Amsterdam.
- [13] Division forage, les fluides du forage, école nationale supérieure du pétrole et des moteurs.
- [14] CD Schlumberger (1997) Oil Well Drilling "Mud circulation and treating equipment", Vol.4.
Schlumberger/Sedco Forex. Technomedia international. Inc.
- [15] Boukhalfa Zahra & Tordjemani Yasmine, Etude des méthodes de traitement des boues de forage : Considération environnementale, mémoire du master, Université M'Hamed Bougara- Boumerdes, en 2017.

Références bibliographiques

- [16] Selma Soltani, Analyse du comportement des fluides de forage à travers les formations géologiques de Gassi Touil, Université Larbi Ben M'hidi - Oum El Bouaghi, mémoire du master, en 2017.
- [17] TOTAL energies, Support de Formation EXP-PR-EQ010-FR, en 2007, page (56)
- [18] Riadh Ahmadi, Techniques de forage (LATF-3), National Engineering School of Sfax (ENIS), en 2017, page (11,12).
- [19] Paul la pierre, (WEC_French. 2007).

Annexes

Annexes

Annexe 01. Fiche de réception du puits HR-174

TOTAL E&P CONGO	FICHE DE RECEPTION <i>HR-174</i>	Date : 20/01/2021 heure : 14h00
EXPLOITATION		page ½
CHAMP :	TCHENDO	PUITS : TCDM1-32.13
TYPE DE TRAVAUX :	WORKOVER	RESERVOIR : TURONIEN
DATE DE DEBUT :	14/01/2021 à 00h00	DATE DE FIN : 20/01/2021 à 14h00
APPAREIL :	ATHENA SN /23	DUREE : 5 à 6 jours
CAUSE DE L'INTERVENTION :	Défaut d'isolement d'assemblage de fond	
REFERENCES DES DOCUMENTS DE BASE :	DT/DFPL DFC 067-R	
COMMENTAIRES PARTICULIERS AVANT PRISE EN CHARGE DE LA PLATE-FORME		

POINTS VERIFIES	CARACTERISTIQUES	OBSERVATIONS
1-LIAISON COUCHE /TROU fluide de complétion	Eau mer filtrée inhibée Norust CR 486 1.5 L/m3	D = 0.1
Cimentation		
Perforations	850 à 945 m/RT avec TCP 4 1/2" 13t/m	
Stimulation	Non	
2- INTEGRITE cuvelage n°3		
cuvelage n°2		
cuvelage de production	casing 9 5/8" 43.5# Nvam L80	Anneau 1022.30m/RT
Epreuve colonne de production	test TBG 3 1/2 " à 300 psi sur FB2 2.75 posé sur nipple F 2.75 "	Durant 15mn à 204m/RT
Epreuve espace annulaire	70 bars sur packer de production	Durant 15mn à 170m/RT
Fluide annulaire	Eau de mer filtrée inhibée à CR 486 1.5L/m3	d = 1.02
Epreuve tête de production	210 bars	
Test adaptateur	210 bars	
Test Xmas (global)	210 bars	

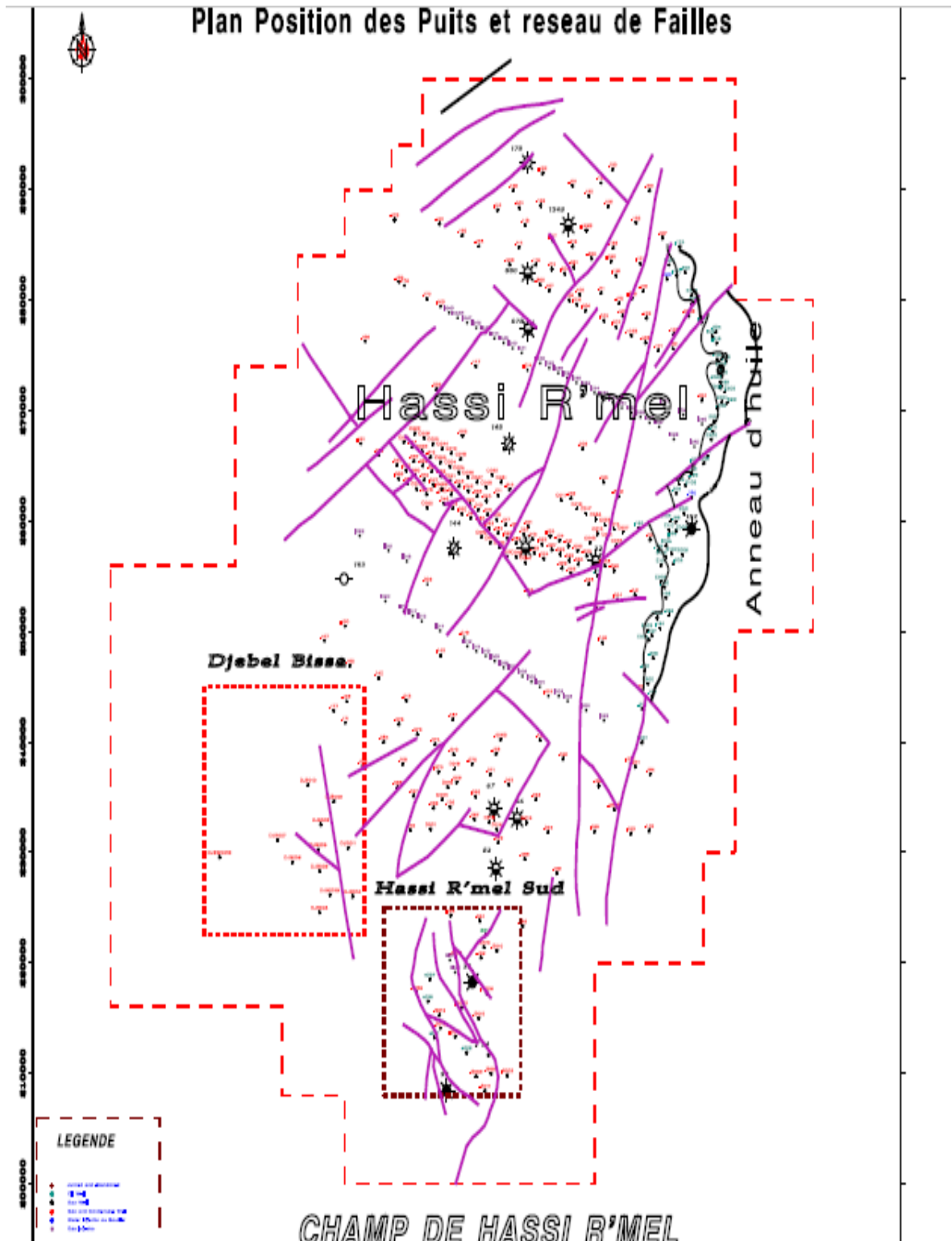
Annexes

Annexe 02 : Colonne stratigraphique de la région de Hassi R'mel (synthèse Hassi R'mel SONATRACH).

Sys	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
TER CRETACE	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	SENONIEN			Calcaire à silex	
	40	TURONIEN			Dolomie vacuolaire	
	100	CENOMANIEN			Calcaire et argile	
	460		ALBIEN			Grès fins, friables, à passées d'argile
			APTIEN			Marnes et grès
			BARREMIEN			Grès fins à grossiers, à ornent carbonaté
			NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite
	JURASSIQUE	600	MALM			Carbonates grès et argile
		220	100	DOGGER	ARGILEUX	Calcaire dolomitique et argile.
LAGUNAIRE					Calcaire dolomitique et argile.	
510		130	LIAS	MARNEUX	Marnes et calcaire.	
				CARBONATE	Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
				ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive à passées d'argile.	
				SALIFERE I	Sel massif avec une passée dolomitique "D1"	
				SALIFERE II & III	Sel à passées d'argile.	
				ARGILEUX SUPERIEUR	Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"	
TRIAS		200	TRIAS	ARGILEUX INFÉRIEUR	Sel massif et Argile brun-chocdat	
	ARGILO-GRESEUX			A	Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.	
				B		
		C				
30	SERIE INFÉRIEURE Disc. Hercynienne			Andésite, argile et passées de grès argileux.		
PALEOZOIQUE	22	DEVONIEN			Argile à passées de grès	
	100	SILURIEN			Argile noire à graphites	
	128	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blanchâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques	
SOCLE PRE-CAMBIEN					Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferronacresifés.	

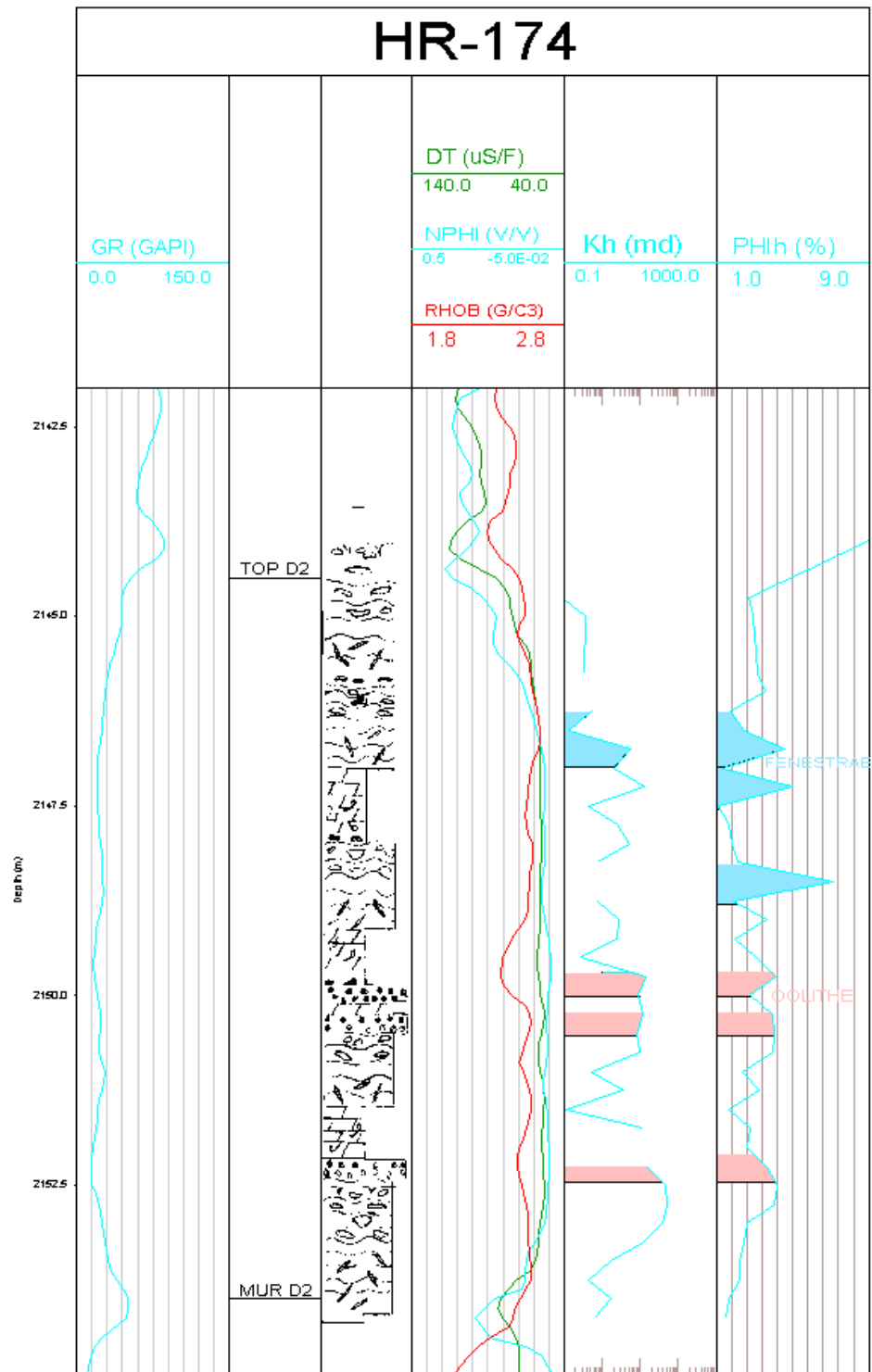
Annexes

Annexe 03. Plan position des puits et réseaux de failles (synthèse PED SONATRACH)



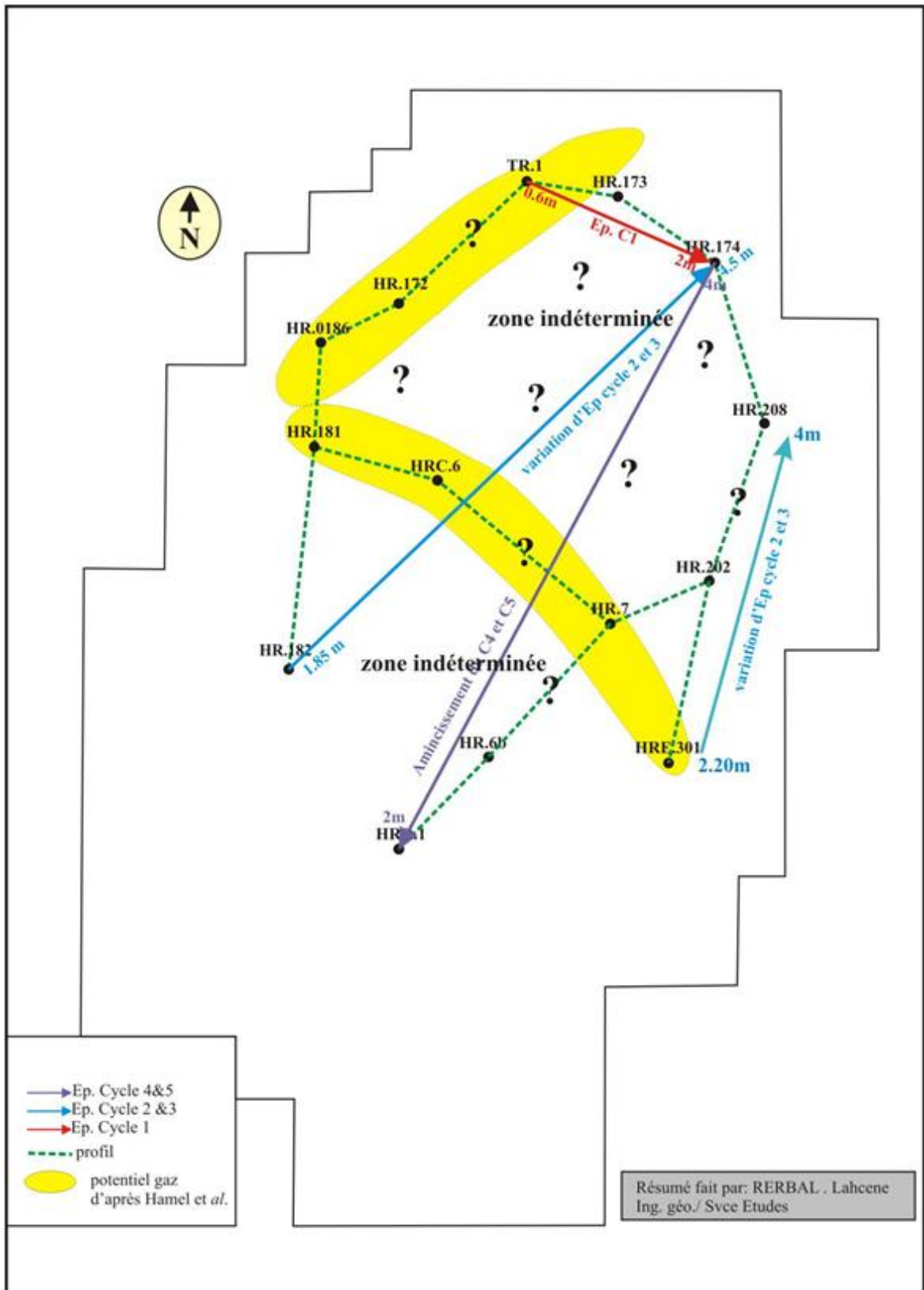
Annexes

Annexe 04. Log composite type du puits HR-174



Annexes

Annexe 05 L'évolution et la variation des épaisseurs des cycles sédimentaires du D2 dans le champ de Hassi R'Mel.



Annexes

Annexe 05. Descriptions de carotte des puits HR-174, HR-202, HRC-6

SOCIETE : sonatrach	CAROTTE 18 m en RECUPERE 18 m soit 100 %	SONDAGE HR-174	
PAYS OU PERMIS : ALGERIE	DATE d'extraction de la carotte :	CAROTTE n° 1	
CHAMP OU STRUCTURE : HASSI R'MEL	CAROTTIER (type et φ) : C20 5 24/32	BOUE : D: 4,61 V: 60	TETE : 2141,40 m PIED : 2152,30 m

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Pen	Age	Description lithologique – Mesures diverses – Remarques - Observations
2140						T.A. Sup	<u>2137 - 2141,40 m</u> : Argile brun chocolat, plastique à indurée, feuilletée, localement gris-verdâtre dolomitique. Plus des inclusions de sel rosâtre.
2141						REPÈRE DOLOMITIQUE "D2"	<u>2141,40 - 2152 m</u> - Dolomie gris-verdâtre, compacte, légèrement argileuse, à grise, micro-caverneuse, légèrement fissurée par endroit.
2142							
2143							
2144							
2145							
2146							
2147							
2148							
2149							
2150							
2151							
2152							
2153							Argileux salifère
							<u>2152 - 2152,30 m</u> : Argile noirâtre, indurée, feuilletée.
							<u>2152,30 - 2155 m</u> : Sel blanc massifs à translucide, à inclusions de nodules d'argile verdâtre à la base. ↳ Épaisseur du "D2" : 11 m ↳ Échelle : 1,5 cm → 1 m

Annexes

SOCIETE: sonatrach		CAROTTE 18 m en		SONDAGE HR 202	
PAYS OU PERMIS: ALGERIE		RECUPERE 18 m soit 100 %		CAROTTE n° 1	
CHAMP OU STRUCTURE: HASSI R'MEL		DATE d'extraction de la carotte: 04-04-89		TETE: 2149 m	
		CAROTTIER (type et φ): C20 5 21/32		PIED: 2167 m	
		BOUE: salée, saturée			
		D: 1,53 / V: 65 / S: 315			

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Pen	Age	Description lithologique - Mesures diverses - Remarques - Observations
2152		— — — — —				Argileux sup	- Argile brunâtre à gris-verdâtre, plastique à indurée localement et carbonatée (2150-2154m), à plan de friction lustrée.
2152,20		— — — — —					<u>2152,20 - 2160,30 m</u>
2153		— — — — —				"D2"	- Calcaire gris-beige, compact microcaverneux par endroits.
2154		— — — — —				"D2"	- Dolomie gris-beige à la base.
2155		— — — — —				"D2"	- Passées d'argiles verdâtres, indurées, carbonatées.
2156		— — — — —				"D2"	<u>↳ Repère "D2"</u>
2157		— — — — —				"D2"	→ Toit: 2152,20 m
2158		— — — — —				"D2"	→ Mur: 2160,30 m
2159		— — — — —				"D2"	→ ép: 8,1 m
2160		— — — — —				"D2"	
2160,30		— — — — —				"D2"	<u>2160,30 - 2161 m:</u>
2161		— — — — —				T. salifère	Argile noirâtre, indurée et feuilletée, légèrement salifère.
		— — — — —				T. salifère	<u>2161 - 2165 m:</u> Sel massif, blanchâtre à rosâtre, translucide.

éch: 2cm → 1m

Annexes

SOCIETE: sonatrach		CAROTTE 18 m en			SONDAGE HR HRC 6	
PAYS OU PERMIS: ALGERIE		RECUPERE 18 m soit 100 %			CAROTTE n° 01	
CHAMP OU STRUCTURE: HASSI R'MEL		DATE d'extraction de la carotte: 03-03-93		TETE: 2063 m		
		CAROTTIER (type et φ): C 20 8 15/32		BOUE: salée, saturée D: 1,54 / V: 55 / S: 315		
				PIED: 2081 m		

Côtes Echelles	N°	Figuré	Ind	Fis	Pen	Age	Description lithologique - Mesures diverses - Remarques - Observations
2067						Argileux Sup.	2063 - 2067 m: Argile carbonatée, gris-verdâtre, brun-chocolat par endroits, ± indurée.
2068						REPÈRE DOLOMITIQUE "D2"	2067 - 2073 m Calcaire gris à gris-beige, cristallin, compact, dur, dolomitique par endroits.
2069							L → Repère "D2" → Toit: 2067 m → Mur: 2073 m → Ép: 6 m
2070							
2071							
2072							
2073						Argileux Inf.	2073 - 2081 m Argile gris-verdâtre à vert-sombre, brun-chocolat par endroits ± indurée, à plans de friction lustrée par endroits, plastique.
2074							

Éch: 2,5cm → 1m

Annexes

Considérations d'Ingénierie

1. Directives pour les ingénieurs de boue
 - a. La cabine de laboratoire de boue devrait être entièrement équipée de tous les équipements et réactifs standard exigés pour exécuter tous les essais selon les normes API (RP 13B1 & B2 & RP 13J).
 - b. Un stock suffisant et approprié de Matériel de circulation perdue à différentes qualités doit être disponible sur le site de la plate-forme; une pilule L. C. M. doit être préparée avant de commencer à forer dans les formations avec un risque de pertes.
 - c. Rapportez régulièrement la température de la ligne d'écoulement à chaque contrôle de boue. Toutes les mesures de rhéologie à effectuer à 120/150 ° F.
 - d. Au début de la section du trou, ou si le fluide n'a pas circulé pendant plus de 24 heures, des précautions doivent être prises en ce qui concerne la taille et le débit de l'écran du dispositif trembleur de schiste. Initialement, il faudra une à deux circulations pour que la boue se cisaille et se réchauffe complètement. L'objectif est d'éviter les pertes dues à l'aveuglement de l'écran.
 - e. Avant de sortir du trou, assurez- vous des propriétés de boue équilibrées et, si nécessaire, balayez le trou avec une pilule haute visibilité de 30 à 40 bbl. Repérez une pilule à haute visibilité sur le fond avant de faire fonctionner le boîtier. Assurez-vous que les pilules à haute viscosité sont fabriquées à partir de boue active pour assurer des propriétés de boue uniformes.
 - f. Assurez-vous toujours que les vitesses annulaires sont maintenues au-dessous de critique dans le trou ouvert pour réduire l'érosion et l'ECD. L'hydraulique de boue devrait être rapportée quotidiennement et quand n'importe quels paramètres influençant le changement.
 - g. Tout le personnel de surveillance sur place devrait être informé de toute dilution/mélange prévu et des changements estimés subséquents dans les niveaux de la fosse; Foreur et enregistreur de boue en particulier.
 - h. Tous les traitements importants à la boue devraient être pilotes testés d'abord. Cela assurera un traitement rentable. En raison de la nature inerte du système, les résultats de l'essai pilote correspondent normalement étroitement aux résultats obtenus dans le système actif. Il faut se rappeler que pour certains traitements, 2 à 3 circulations peuvent être nécessaires avant de voir les effets.
 - i. Des taux de pénétration et des débits élevés peuvent provoquer le blocage de la ligne d'écoulement et de la boîte d'en-tête, provoquant des pertes de boue entières des deux. Pour éviter cela, nous recommandons l'installation d'au moins un pistolet à boue dans la base du

Annexes

réservoir collecteur, en aspirant la boue de la fosse de contrôle des solides finaux. Le(s) pistolet (s) à boue doit (doivent) être utilisé (s) lors de chaque connexion et débusquera avec succès ce réservoir.

j. Les pilules à haute viscosité ou les pilules à faible viscosité pondérées doivent être pompées pour surveiller le nettoyage des trous. Le volume des boutures doit être observé lorsque la pilule revient à la surface. Si des boutures accrues sont observées, plus de pilules doivent être pompées ou le YP augmenté. Un rapport de balayage entièrement documenté doit être rempli chaque fois qu'une pilule est pompée. En outre, les pilules à haute viscosité doivent être pompées chaque fois qu'un problème de nettoyage des trous est suspecté et qu'une circulation est effectuée avant tout voyage.

k. L'ingénieur de la boue rapportera la situation des opérations deux fois par jour, c'est-à-dire tous les matins et après-midi.

l. L'ingénieur de boue informera le superviseur technique de tout changement dans les caractéristiques de la boue ou dans les opérations quotidiennes sur le site du puits, ainsi que de tout type d'anomalie produite à un moment donné.

m. L'ingénieur de boue effectuera un contrôle complet de boue chaque fois que la nouvelle boue arrive à l'emplacement, et les résultats seront affichés sur le rapport quotidien de boue aussi bien.

n. Les ingénieurs de boue effectueront un minimum de 4 contrôles de boue par jour, et les résultats seront mentionnés sur le rapport quotidien de boue.

o. Les rapports remis par derrickmen seront rédigés (indiquant l'heure et la date) et remis au superviseur de SONATRACH sur place.

p. Des rapports complets et détaillés seront remis entre les ingénieurs des fluides à la fin de chaque quart de travail.

q. Dans les sections du réservoir, assurez-vous d'avoir un volume de 1,5 trou de densité de forage actuelle à la surface.

2. Considérations générales pour WBM

a. Un stock suffisant d'eau de forage et de BENTONITE doit être disponible sur le site de la plate-forme.

b. L'eau de mélange devrait examiner avant n'importe quel mélange de boue afin d'évaluer le prétraitement pour effectuer pour obtenir moins de chlorures de 1000ppm et moins de dureté de 400ppm.

Annexes

- c. La BENTONITE doit être pré-hydratée à l'avance pendant au moins 6 heures afin de permettre aux argiles de gonfler et de fournir une bonne rhéologie.
- d. La dilution avec de l'eau se traduit simplement par de grands volumes à traiter et aucun solide n'est effectivement retiré du système. Il est donc préférable d'adopter la technique de dilution de boue entière. Cela implique de déverser de la vieille boue chargée de solides dans les pièges à sable et de la remplacer par un volume similaire de liquide propre à l'aspiration. Bien que cela puisse sembler à première vue être un processus coûteux, il s'avère en pratique économique car les produits chimiques ne sont pas utilisés pour essayer de surmonter les problèmes dans le système de boue en raison d'une teneur élevée en solides.
- e. Si des signes de dégradation bactérienne se produisent, le système doit être traité avec un bactéricide de 1,0 l/m³ et le pH augmenté à 10,5.
- f. Un détergent de boue et un lubrifiant devraient être employés pour éviter des problèmes de balling de peu et pour fournir la lubrification afin d'empêcher le tuyau coincé.

3. Considérations générales pour OBM

- a. Il est important qu'une bonne émulsion soit maintenue en tout temps. Si l'émulsion est pauvre, le filtrat HTHP est susceptible de contenir de l'émulsion ou de la saumure, et un mouillage à l'eau des solides peut se produire. Ceci peut augmenter la viscosité et causer l'aveuglement des écrans de dispositif trembleur et le réglage de l'agent de pondération.
- b. Un traitement quotidien des émulsifiants primaires et secondaires dans la gamme de 1,50 à 3,0 kg / m³ est habituellement suffisant pour maintenir une bonne émulsion. Des ajouts d'agent mouillant seront nécessaires si l'on ajoute de grandes quantités d'agent de pondération.
- c. Si des traces d'eau apparaissent dans le filtrat, un traitement avec des émulsifiants et/ou des additifs de perte de fluide est nécessaire. Pour les pertes de fluide inférieures à 10 ml, des ajouts d'émulsifiants sont recommandés.
- d. Tous les traitements importants à la boue devraient être pilotes testés d'abord. Cela assurera un traitement rentable. En raison de la nature inerte du système, les résultats de l'essai pilote correspondent normalement étroitement aux résultats obtenus dans le système actif. Il faut se rappeler que pour certains traitements, notamment les argiles organophyloques, 2 à 3 circulations peuvent être nécessaires avant que les effets ne soient constatés.