

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département : Forage et Mécanique Chantier Pétrolière

Présenté par :

M : BENKACEM Fawzi

M : BOULIFA Yazid

Thème

**Analyse des difficultés de forage des terrains de surface
dans le périmètre de TOUGGOURT EST**

Soutenu publiquement le : 05/06/2024

Devant le jury:

M. ZIARI Saber	Président	UKMO
M. ABIDI Saad Elfakeur	Examineur	UKMO
M. KHELIFA Cherif	Encadreur	UKMO
M. ATLILI Mohamed Elhadi	Encadreur	UKMO

Année Universitaire: 2023/2024

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail aux deux être qui n'ont cessé de sesacrifice pour que je réussisse

A ma mère mon père pour les sacrifices dont ils ont fait preuve à mon égard.

A mes chères frères et sœurs

A tous les membres de ma famille

A tous mes amis et aux collègues du groupe

Remerciements

Tout d'abord, la gratitude et la gloire à ALLAH notre seigneur qui m'a donné la force pour effectuer et achever ce travail dans en si peu de temps.

Après Nous tiens à remercier vivement tous nos enseignants, en particulier notre encadreurs Mr KHELIFA Cherif et Mr ATLILI MOUHAMED ELHADI, Pour son conseils et consultations techniques, ainsi que Mr DOBBI ABDELMADJID et pour leur disponibilité, soutien et assistance administratif.

Egalement, un remerciement à toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail et à l'ensemble des ingénieurs et superviseur de la Division Forage.

Abstract

This work includes studying and analyzing the difficulties while drilling surface-hole section at TOUGGOURT EST,

The major problems while drilling this critical section are loss of circulating, stuck pipe and equipment failure, which are usually repeated at the phase.

There are also minor problems happened especially waiting, low ROP and tight hole, when those problems can badly affect achievement the objectives of the section, and sometimes, they can be the reasons behind major problems previously mentioned.

In this modest work, we are going to analyze the above-mentioned difficulties, with evaluating causes, consequences and finally the impact on economics.

Among the principal objectives of this work are to deliver wells capable of evaluating the potential of target reservoirs (Quartzites de Hamra – TAGI – Cambrien Ri/Ra) in planned time and reasonable cost with the best ROP.

The objective is to assure a good planning and allow equipment, personal to be prepared in advance and to minimize NPT.

Finally, we made conclusions and recommendations to avoid the repeated happening of these problems in this region.

Abstract

Cette thèse présente une étude approfondie des problèmes de forage rencontrés lors de la phase de surface dans le champ de TOUGOURT EST.

L'objectif principal est d'analyser en détail les différents problèmes technique, opérationnels et géologiques qui ont affecté le forage dans cette phase spécifique du champ.

L'étude s'appuie sur une méthodologie combinant l'analyse des données de forage, des rapports techniques, des études géologiques, ainsi que les experts et les opérateurs impliqués dans les opérations. Les données ont été collectées et analysées de manière systématique afin d'identifier les principaux problèmes, leurs causes et leurs conséquences.

Les problèmes de forage dans la phase de surface du champ TOUGOURT EST ont un impact économique significatif. Ces difficultés entraînent des retards opérationnels, des coûts supplémentaires et une baisse de la productivité, affectant directement la rentabilité globale des opérations de forage. Les incidents de coincement, les pertes de circulation et la défaillance matériel engendrent des dépenses imprévues en termes de réparation. De plus, les problèmes de stabilité des puits et de cimentation peuvent compromettre la qualité des puits forés, entraînant des risques de fuites, de défaillances structurelles et de coûts de réhabilitation supplémentaires. En conséquence, ces problèmes impactent négativement l'efficacité opérationnelle et la rentabilité globale du champ de TOUGOURT EST.

L'objectif principal de notre étude est de proposer des solutions et de formuler des recommandations pratique et stratégique visant à améliorer la performance, la sécurité et la rentabilité des opérations de forage dans ce champ pétrolier, et par conséquent contribuer à une exploitation plus efficace et durable du gisement de TOUGOURT EST.

ملخص

تقدم هذه الدراسة تفصيل لمشاكل الحفر التي واجهتها عملية حفر المرحلة السطحية في حقل شمال تقرت. الهدف الرئيسي هو تحليل مفصل للمشاكل التقنية والتشغيلية والجيولوجية المختلفة التي أثرت على عمليات الحفر في هذه المرحلة من الحقل. شهدت عملية حفر المرحلة السطحية العديد من التحديات التقنية والتشغيلية التي أثرت على أداء وربحية العمليات. اعتمدت الدراسة على منهجية تجمع بين تحليل بيانات الحفر، والتقارير التقنية، والدراسات الجيولوجية، بالإضافة الى المقابلات مع الخبراء والمشغلين المشاركين في العمليات. تم جمع البيانات وتحليلها بشكل منهجي لتحديد المشاكل الرئيسية وأسبابها ونتائجها.

لقد أثرت مشاكل الحفر في المرحلة السطحية من حقل شمال تقرت تأثيرا اقتصاديا كبيرا، تؤدي هذه الصعوبات الى تأخيرات تشغيلية وتكاليف إضافية وانخفاض في الإنتاجية، مما يؤثر مباشرة على الربحية الاجمالية لعمليات النفط والغاز. تؤدي حوادث التصاق مواسير الحفر وفقدان الأدوات والتأخيرات اللوجستية الى نفقات غير متوقعة من حيث الإصلاحات وإعادة المعدات وتوقف التشغيل، مما يؤدي الى زيادة تكاليف الإنتاج. علاوة على ذلك، يمكن أن تؤثر مشاكل استقرار البئر والتسمين على جودة الابار المحفورة مما يؤدي الى مخاطر التسرب والفشل الهيكلي وإعادة التأهيل الإضافية. ونتيجة لذلك، تؤثر هذه المشاكل سلبا على الكفاءة التشغيلية والربحية الاجمالية للحقل.

Table des Matières

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale.....1

Chapitre 1 : Généralité sur le périmètre de TOUGGOURT EST.....2

1.1 Situation géographique du périmètre de TOUGGOURT EST..... 2

1.2 Géologie du périmètre de TOUGGOURT EST..... 3

1.2.1 Cadre structural 3

1.2.2 Lithologie de périmètre de TOUGGOURT EST..... 3

1.2.3 L'épaisseur des formations dans le périmètre TOUGGOURT EST..... 8

1.2.4 Système Pétrolier11

1.2.5 Résultat d'exploration forés dans le périmètre de TOUGGOURT EST..... 12

1.3 Programme de forage 12

1.4 Architectures..... 13

1.4.1 Programme du tubage.....14

1.4.2 Programme de cimentation15

1.4.3 Boue de forage.....15

1.4.4 Garniteur et paramètres de forage.....17

Chapitre 2 : Analyse des difficultés de forage des terrains de surface.....18

2.1 Localisation des puits dans le périmètre de TOUGGOURT EST 18

2.2	Fiches techniques des puits.....	19
2.3	Statistique sur les problèmes rencontrés dans les terrains de surface	20
2.4	Problèmes de pertes.....	21
2.4.1	Localisation des puits à problème de pertes.....	21
2.4.2	Généralité sur les calculs de l'ECD.....	22
2.4.3	Les pertes dans la formation MIO-PLIOCENE.....	24
2.4.4	Les pertes dans la formation EOCENE	28
2.4.5	Les pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE.....	32
2.5	Colmatage des pertes totales	36
2.6	Problèmes d'éboulements.....	37
2.7	Problèmes de coincement	38
2.8	Problèmes de tight hole	38
2.9	Problèmes de bourrage	39
2.10	Conséquences des problèmes.....	40
2.10.1	Détails sur les NPT	40
2.10.2	Garniture perdue dans les puits.....	41
2.10.3	Les bouchons utilisés pour traiter les pertes.....	42
Chapitre 3 : ETUDE DES ARCHITECTURES DES PHASES		44
3.1	Architecture proposée	44
3.2	Calculs du tubage	45
3.3	Choix du tubage	48
3.4	Condition d'utilisation	49
3.5	Etude sur l'avancement.....	50
3.5.1	Forage de la formation MIO-PLIOCENE.....	50
3.5.2	Forage de le formation EOCENE	51
3.6	Tempes estimé	52

3.6.1 Architecture actuelle.....	52
3.6.2 Architecture proposée.....	52
3.7 Etude économique.....	53
3.7.1 Architecture actuelle.....	54
3.7.2 Architecture proposée.....	55
3.7.3 Gain estimatif.....	55
Conclusion général	57
Recommandations.....	59
Bibliographie.....	60

Liste des abréviations

Symbole	Description	Unité
ROP	Avancement de l'outil	m/h
WOB	Poids sur l'outil	Tonne
RPM	Vitesse de rotation	Tour/min
ECD	Densité équivalente en circulation	SG
d_{init}	Densité de la boue à l'entrée	SG
d_{ann}	Densité annulaire	SG
dc_{ann}	Pertes de charges annulaire	SG
Do	Diamètre extérieur de la garniture du forage.	Pouce
Di	Diamètre de trou en pouce,	Pouce
V_s	Vitesse de décantation des cuttings	m/h
PV	Viscosité plastique	cP
MW	Densité de la boue	ppg
Dp	Diamètre du cutting	Pouce
DenP	Densité du cutting	ppg
τ_0	Yield value	lb/ft ²
Dext	le diamètre du tubage	Pouce
Dt	le diamètre de troue	Pouce

Liste des tableaux

Tableau 1-1 : L'épaisseur des formations dans le périmètre de TOUGGOURT EST.	8
Tableau 1-2 : Système Pétrolier dans le périmètre du TOUGGOURT EST.	11
Tableau 1-3 : Résultat d'exploration forés dans le périmètre de TOUGGOURTEST.	12
Tableau 1-4 : Programme de tubage.	14
Tableau 1-5 : Programme de cimentation.....	15
Tableau 1-6 : Caractéristiques de boue.....	16
Tableau 1-7 : Paramètre de forage.	17
Tableau 2-1 : fiches technique des puits forés dans le périmètre du TOUGGOURT EST.	19
Tableau 2-2 : Puits à problèmes dans le périmètre de TOUGGOURT EST pendant la dure 2013/2016.....	20
Tableau 2-3 : Historique des pertes dans la formation MIO-PLIOCENE.....	24
Tableau 2-4 : Paramètres au cours de forage de la formation MIO-PLIOCENE.	25
Tableau 2-5 : ECD estimé au cours de forage de la formation MIO-PLIOCENE.	26
Tableau 2-6 : Historique des pertes dans la formation EOCENE.	28
Tableau 2-7 : Paramètres au cours de forage de la formation EOCENE.	29
Tableau 2-8 : ECD estimé au cours de forage de la formation EOCENE.....	30
Tableau 2-9 : Historique des pertes dans la formation SINONIEN CARBONATE.	32
Tableau 2-10 : Paramètres au cours de forage de la formation SINONIEN CARBONATE.....	33
Tableau 2-11 : ECD estimé au cours de forage de la formation SINONIEN CARBONATE.....	34
Tableau 2-12 : Correspondance entre l'isolation de la formation MIO-PLIOCENE et le nombre de bouchons de colmatage utilisés	36
Tableau 2-13 : Puits a problème d'éboulement.	37

Tableau 2-14 : Coincements enregistrés dans le périmètre du TOUGGOURT EST	38
Tableau 2-15 : détail sur le temps du forage des terrains de surface.....	41
Tableau 2-16 : Statistiques sur les bouchon utilisés	42
Tableau 3-1 : caractéristiques des tubages à choisir.....	48
Tableau 3-2 : traction attendue à 230m.....	49
Tableau 3-3 : Temps estimé nécessaire pour réaliser l'architecture actuelle.....	52
Tableau 3-4 : temps nécessaire pour réaliser l'architecture proposée.	52
Tableau 3-5 : Prix unitaires des services.....	53
Tableau 3-6 : Coût totale pour l'architecteur actuel	54
Tableau 3-7 : Coût total pour l'architecture proposée.....	55

Liste des figures

Figure 1-1 : Situation géographique de périmètre de TOUGGOURT EST.....	2
Figure 1-2 : La série stratigraphique de périmètre de TOUGGOURT EST.....	4
Figure 1-3 : Architecteurs des puits forés dans le périmètre du TOUGGOURT EST.	13
Figure 2-1 : Localisation des puits dans le périmètre du TPIGGOURT EST.....	18
Figure 2-2 : Nombre des puits à problèmes.....	20
Figure 2-3 : Puits a problème de pertes.	21
Figure 2-4 : la variation de la vitesse de décantation en fonction du diamètre du cutting.....	22
Figure 2-5 : la variation de la densité annulaire en fonction de la vitesse de décantation.....	23
Figure 2-6 : Type des pertes dans la formation MIO-PLIOCENE.....	27
Figure 2-7 : Manifestation des pertes en fonction d'ECD dans la formation MIO-PLIOCENE.	27
Figure 2-8 : Type des pertes dans la formation EOCENE.....	31
Figure 2-9 : Manifestation des pertes en fonction d'ECD dans la formation EOCENE.....	31
Figure 2-10 : Type des pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE.....	35
Figure 2-11 : Manifestation des pertes en fonction d'ECD dans la formation SENONIEN CARBONATE.	35
Figure 2-12 : Statistique sur les problème de passage dans le périmètre de TOUGGOURT-EST.	38
Figure 2-13 : Puits a problème de bourrage.....	39
Figure 2-14 : Total NPT dans les puits.....	40
Figure 2-15 : Les NPT dues aux différents problèmes durant le forage des terrains de surface.....	40
Figure 2-16 : Poisson perdu dans les puits.....	41
Figure 3-1 : Cimentation du tubage.....	46

Figure 3-2 : Vidage de la colonne au cours de forage.....	47
Figure 3-3 : Architecture proposée.....	49
Figure 3-4 : ECD estimé en fonction de l'avancement d'outil	50
Figure 3-5 : ECD estimé en fonction de l'avancement d'outil	51

Introduction générale

La fonction d'un forage est de permettre l'accès à une couche géologique cible pour sa reconnaissance ou son exploitation. Dans ce dernier cas, le forage assure une liaison pour prélever un fluide ou en injecter. Le forage traverse des roches différentes susceptibles de contenir des fluides de caractéristiques variées.

La connaissance de la géologie joue un rôle important pour l'établissement du programme de forage. Celui-ci détermine l'architecture du puits, le nombre et la position des tubages, de façon à isoler entre elles les couches de caractéristiques semblables ainsi que les types de boues qui seront utilisées.

L'objectif d'un forage est d'atteindre le réservoir, en un temps très réduit et un prix de revient minimal, en tenant compte de l'aspect sécuritaire, cela nécessite l'utilisation des techniques les plus adaptés et une bonne connaissance du matériel et des paramètres de forage et de la géologie des terrains à forer.

Lors de la réalisation d'un forage et malgré les précautions prises, plusieurs problèmes peuvent être rencontrés, certains de ces problèmes ont une grande influence sur les plans économiques et techniques, il y a des causes géologiques suivies par des complications telles que le bourrage, l'éboulement des parois, l'éruption d'eau, de pétrole ou de gaz, le rétrécissement ou déviation du trou et la perte de boue en circulation.

Notre étude porte sur les problèmes rencontrés dans les terrains de surface, dans le périmètre de TOUGGOURT EST. Après une partie portant sur les généralités du périmètre de TOUGGOURT EST, on s'est intéressé à l'étude des causes des problèmes rencontrés, les analyser pour identifier les origines et évaluer les risques de ces problèmes puis proposition d'une solution avec estimation du temps et du coût et enfin, certaines recommandations afin d'agir à titre préventif et d'éviter ces problèmes.

Chapitre 1 : Généralité sur le périmètre de TOUGGOURT EST

Introduction

Le fait d'être au voisinage du gisement de HASSI MESSAOUD, Le périmètre de TOUGGOURT-EST fait une zone très convenable à l'activité pétrolière, où la réalisation des premiers forages d'explorations a révélé une accumulation d'huile dans les réservoirs Triasiques, Ordovicien et le Cambrien. Le forage dans ce périmètre s'inscrit dans le cadre d'un programme de délinéation et d'exploration de ces réservoirs et a pour objectif la mise en évidence des potentialités en hydrocarbures des régions.

1.1 Situation géographique du périmètre de TOUGGOURT EST

Le périmètre de TOUGGOURT EST (bloc 415a-424b) est une partie du bassin AMGID MESSAOUD, situé au Nord-Est de HASSI MESSAOUD et comprend plusieurs régions, y compris : RAHLET EL AOUDA, RHOUD EL AMAR, BOU GOUFA, HASSI TOUAIZA et DRAA ED DOUL.

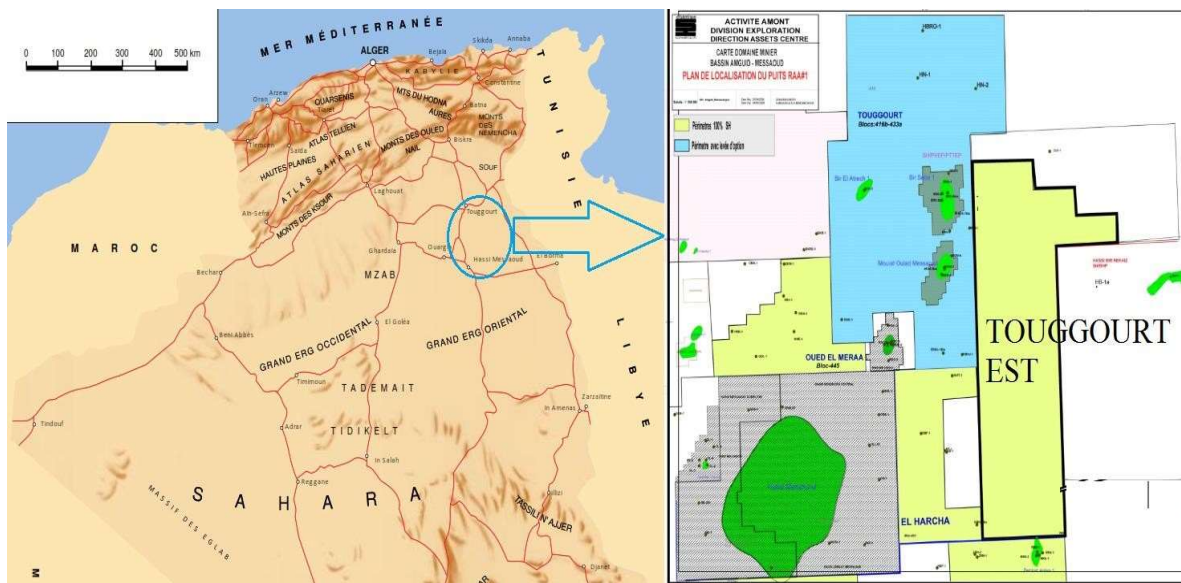


Figure 1-1 : Situation géographique de périmètre de TOUGGOURT EST.[10].

1.2 Géologie du périmètre de TOUGGOURT EST

1.2.1 Cadre géologique global

L'objectif pétrolier principal dans cette partie du bassin d'AMGID MESSAOUD demeure l'Ordovicien au nord du périmètre TOUGGOURT EST et le Cambrien au sud, en effet il est à l'origine de la production d'huile des gisements MESDAR et RHOURE-EL-BAGUEL, néanmoins, il y a eu la découverte d'huile dans les gisements de HBHJ ; MOM ; BRS au nord et les gisements Hassi-Guettar (HGA), Hassi-Terfa (HTF), Hassi-D'Zabat (HDZ), et Bahiret-Aissa au sud.

1.2.2 Cadre structural

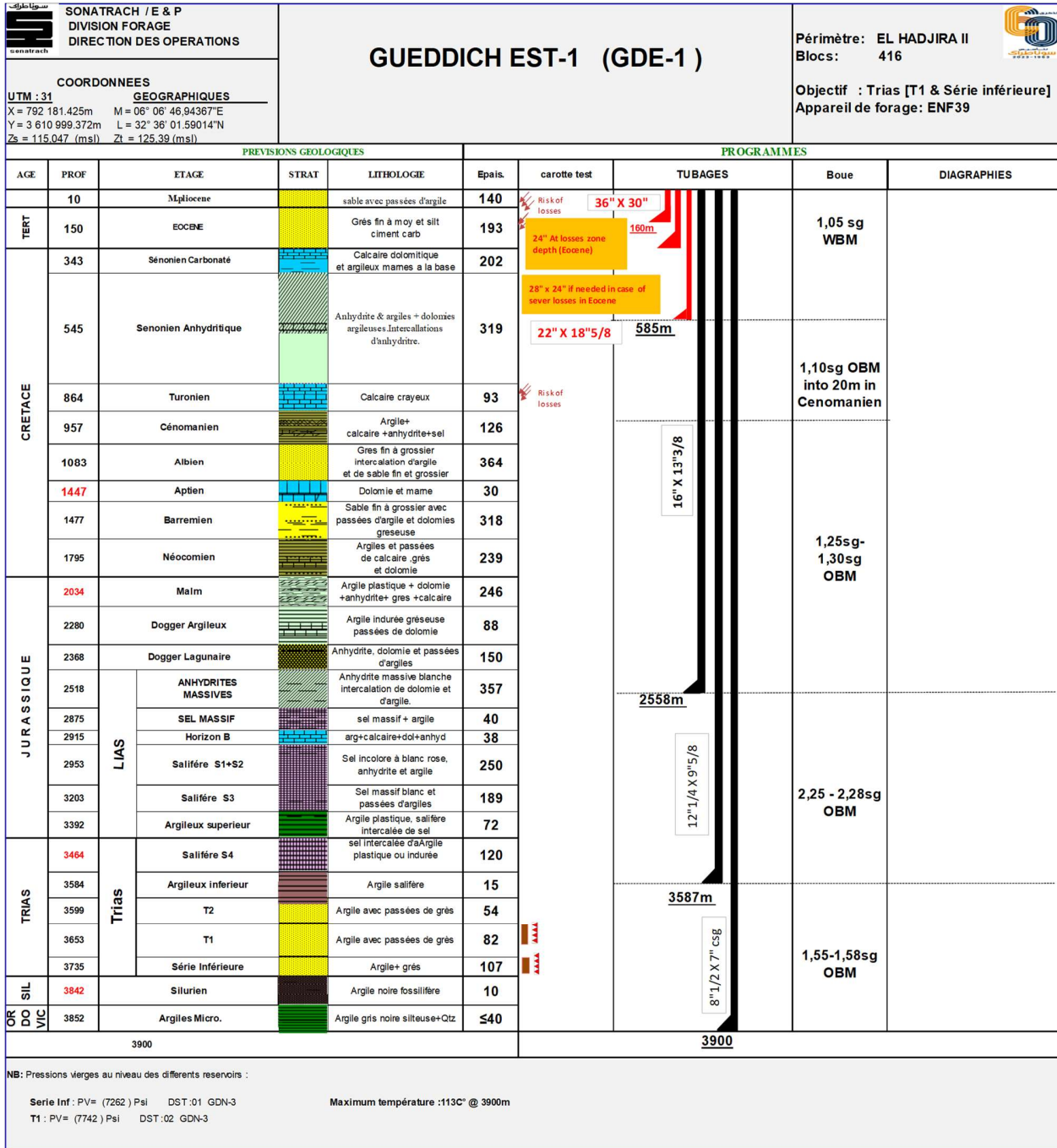
L'image structurale actuelle de cette partie du bassin, témoigne d'une histoire géodynamique assez profonde, avec des événements tectoniques majeurs qui ont profondément affecté l'épaisse couverture sédimentaire de la région, elle a été soumise à trois phases tectonique majeures :

- La phase panafricaine tardive qui a affecté les dépôts Cambriens résulte d'une tectonique cassante caractérisée par un jeu de failles de direction NE-SW et NW-SE,
- La phase Cambro –Ordovicienne caractérisée par un jeu de failles normales de direction Nord-Sud,
- La phase Hercynienne est à l'origine de la structuration du bassin. Elle est caractérisée par des failles de direction NE-SW,
- La phase Autrichienne est responsable des phénomènes d'inversion.

1.2.3 Lithologie de périmètre de TOUGGOURT EST

La série stratigraphique du périmètre de TOUGGOURT EST est globalement la même que HASSIMESSAOUD, la série représentée de haut en bas par la figure suivante :

Figure 1-2 : La série stratigraphique de périmètre de TOUGGOURT EST [4].



➤ DEPOTS CENOZOÏQUE :

- MIO-PLIOCENE : Sable translucide à jaunâtre, fin, moyen à grossier, mal classé à sub-arrondi, passant à des grés blancs, avec de fine passée d'argile brune à jaunâtre, silteuse tendre à pâteuse.
- EOCENE : Calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie blanche et fines passées d'argile grise

➤ DEPOTS MESOZOÏQUE :

• CRETACE :

▪ SENONIEN :

- ✓ SENONIEN CARBONATE : Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.
- ✓ SENONIEN ANHYDRITIQUE : Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite.
- ✓ SENONIEN SALIFERE : Sel massif blanc à translucide, passées d'anhydrite blanche, de calcaire gris beige et d'argile gris vert tendre.

- TURONIEN : Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.
- CENOMANIEN : Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, Tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure.
- ALBIEN : Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.
- APTIEN : Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.
- BARREMIEN : Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.
- NEOCOMIEN : Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.

- JURASSIQUE :
 - MALM : Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d’argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d’anhydrite.
 - DOGGER :
 - ✓ DOGGER ARGILEUX : Alternance d’argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
 - ✓ DOGGER LAGUNAIRE : Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d’argile grise carbonatée et de marne.
 - LIAS :
 - ✓ LIAS ANHYDRITIQUE (LD1 + LS1) : Alternance d’anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d’argile brune plastique.
 - ✓ LIAS SALIFERE (LS2 + LD2) : Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d’anhydrite blanche, d’argile brun – rouge de marne et de dolomie.
 - ✓ HORIZON “ B ” (LD3) : Calcaire gris argileux et argile grise à brune.
 - ✓ LIAS S1 + S2 : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d’anhydrite blanche et d’argile brun – rouge plastique.
 - ✓ LIAS S3 : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d’anhydrite blanche et d’argile brun – rouge plastique.
 - ✓ LIAS ARGILEUX : Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.
- TRIAS :
 - TRIAS S4 : Alternance de sel massif blanc, translucide parfois rosâtre et d’argile Grise à gris – verdâtre et brun –foncé à brun –rouge, indurée, silteuse. Présence d’anhydrite blanche pulvérulente.
 - TRIAS ARGILEUX INFÉRIEUR : Argile brun – rouge à brune et gris –verdâtre, indurée, silteuse à inclusion et présence d’anhydrite blanche, pulvérulente et fines passées de sel massif blanc, Translucide et de grés blanc, très fin, friable, argileux, rarement siliceux, dur.

- TRIAS T2 +T1 : Argile brun – rouge à brune et grise à gris- verdâtre, indurée, silteuse, Dolomitique avec niveaux de dolomie blanche et beige, microcristalline à cristalline, dure, par endroit argileuse moyennement dure et intercalations de grés brun- rouge, très fin à fin, sub-anguleux à sub – arrondi, micacé, argileux à argilo dolomitique, moyennement dur...
- ERRUPTIF : Roches éruptives brunes localement altérées, avec inclusions de minéraux verts.
- Trias « Série inférieure » : Complexe argilo-gréseux gisant directement sur la Discordance Hercynienne, avec passées d’argile brun-rouge parfois verdâtre, tendre à indurée légèrement carbonatée. Présence de roches éruptives gris sombre a gris brun.

➤ Dépôts Paléozoïques :

- SILURIEN : Argile gris-noir, à noire riche en matière organique, avec parfois passées de grès fin.
- ORDOVICIEN :
 - DALLE DE M’KRATTA : Argile grise à gris foncé, silteuse avec intercalations de grés fin à grossier Subarrondi, silico-argileux.
 - ARGILES MICRO-CONGLOMERATIQUES : Argile grise à gris foncé, silteuse, tendre à indurée avec inclusions de grains de quartz Subarrondi ; trace de grés gris-blanc fin à très fin, silico-argileux.
 - GRES D’OUARGLA : Grés gris blanc, fin à très fin sub-anguleux subarrondi, silico-quartzitique, compacte avec passées d’argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée ; présence de joints stylo lithiques et trace de glauconie.
 - QUARTZITES DE HAMRA : Grés blanc à gris blanc, fin à moyen, localement grossier par endroits moucheté, sub-arrondi, silico-quartzitique à quartzitique, compacte dur avec passées d’argiles gris - noir indurée, silteuse et feuilletée.
 - GRES D’EL ATCHANE : Grés gris –blanc à gris verdâtre, très fin à fin, glauconieux, moyennement à bien consolidé, siliceux à silico-argileux avec passées d’argile gris noir à noire, indurée, silteuse et feuilletée.
 - ARGILES D’EL GASSI : Argiles grises à gris foncé, induré, silteuse et micacée.

- CAMBRIEN :
 - ZONES DES ALTERNANCES : Alternances de grès gris blanc, très fin, à ciment argileux et silico-quartzitique et d'argile noire à gris-foncée, indurée, silteuse, micacée. Présence de tigillites.
 - Cambrien RI : Grès, gris-clair, fin à moyen, avec de fines passées d'argile gris-foncée.
 - Cambrien Ra : Grès gris-blanc, fin moyen à grossier, mal classé, bien consolidé, silico-quartzitique, compact, dur avec rares fines passées d'argile gris-noire, feuilleté indurée silteuse.

1.2.4 L'épaisseur des formations dans le périmètre TOUGGOURT EST

Le tableau montre une comparaison entre les épaisseurs des formations dans le périmètre de TOUGGOURT et les épaisseurs moyennes dans le bassin d'AMGID MESSAOUD.

Tableau 1-1 : L'épaisseur des formations dans le périmètre de TOUGGOURT EST [4].

FORMATION	TOUGGOURT EST					HASSI MESSAOUD
	RAHLET EL AOU DA	RHOUREL EL AMAR	BOU GOUFA	HASSI TOUAIZA	GUDICHE EST 1	
MIO-PLIOCENE	154	162	267	198	202	239
EOCENE	52	42	/	23	8	122
SENONIEN CARBONATE	189	163	132	28	37	107
SENONIEN ANHYDRETIQUE	297	284	225	153	195	209
SENONIEN SALIFERE	55	92	/	77	70	149
TURONIEN	93	82	101	97	91	112
CENOMANIEN	207	198	202	112	106	147
ALBIEN	102	201	168	232	217	362

Généralité sur le périmètre de TOUGGOURT EST

APTIEN	30	31	34	31	41	24
BARREMIEN	348	342	328	227	215	296
NEOCOMIEN	239	243	243	264	254	182
MALM	270	277	286	241	269	226
DOGGER ARGILEUX	77	78	73	94,5	124	107
DOGGER LAGUNAIRE	165	168	297	250	216	216
LIAS ANHYDRITE	379	379	299	255	262	66
LIAS SALIFERE	62	66	33	73	79	90
HORIZON B	22	25	33	30	31	55
LIAS S1 + S2	288	292	308	323	332	58
LIAS S3	237	253	231	356	362	31
LIAS ARGILEUX SUPERIEUR	174	197	154	195	185	46
TRIAS S4	181	177	189	142	132	189
TRIAS ARGILEUX INFERIEUR	34	43	30	70	48	202
TRIAS T2 +T1	122	202	201	98	112	113
ERRUPTIF	78	/	36	74	26	35
TRIAS SERIE INFERIEURE	43	51	49	7	/	/
SILURIEN	/	72	16	22	/	/
DALLE DE M' KRATTA	11	5	/	9	/	
ARGILE MICRO	81	77	26	3	/	/
GRES D'OUARGLA	30	56		9	/	/
QUARTZITES HAMRA	59	61	40	41	94	75

GRES ATCHANE	9	21	22	58	64	25
ARGILE D'EL GASSI	40	59	12	97	100	50
ZONE ALTERNANCES				19	20	18
Ri				29	32	42
Ra				80	82	125

Généralement les épaisseurs des formations sont différentes d'une région à l'autre, mais on remarque pour les formations de surface que :

- L'épaisseur de la formation MIO-PLIOCENE dans le périmètre est généralement moins que l'épaisseur moyen dans HASSI MESSAOUD, moins de 160m, sauf pour la région BOU GOUFA et certains puits dans la région de RAHLET EL AOUDA où l'épaisseur de cette formation est plus grand de 200m.
- L'épaisseur de la formation EOCENE dans toutes les régions de périmètre TOUGGOURT EST est faible par rapport à l'épaisseur moyen de celle de HASSI MESSAOUD, et absent dans la région BOU GOUFA.
- L'épaisseur de la formation SENONIEN CARBONATE dans les régions RAHLET EL AOUDA, RHOUREL EL AMAR et BOU GOUFA et GUDICHE EST est supérieure à l'épaisseur de cette formation dans HASSI MESSAOUD, ce qui augmente les risques de pertes dans cette formation, par contre dans les régions HASSI TOUAIZA et DRAA ED DOUI habituellement l'épaisseur de cette formation est faible.

1.2.5 Système Pétrolier

Le périmètre TOUGGOURT EST est situé dans un environnement pétrolier très favorable :

Tableau 1-2 : Système Pétrolier dans le périmètre du TOUGGOURT EST [4].

Régions		RAHLET EL AOUDA	RHOUREL EL AMAR	BOU GOUFA	GUDICHE EST 1	DRAA ED DOUI	
Type de piège		Structural mixte et stratigraphique (structure contre faille).					
Réservoirs	Série Inférieure	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Aucun indices d'hydrocarbures n'a été enregistré	
	Grès d'Ouargla	/	/	Présence d'hydrocarbures enregistrée	/		
	Quartzites de Hamra	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée	Présence d'hydrocarbures enregistrée		
	Ri	/	/	/	Présence d'hydrocarbures enregistrée		Présence d'hydrocarbures enregistrée
	Ra	/	/	/	Présence d'hydrocarbures enregistrée		Présence d'hydrocarbures enregistrée
Couvertures		Trias argileux Inférieur pour les réservoirs Triasiques (Série inférieure). Micro-conglomératiques pour le réservoirs ordoviciens (Grès d'Ouargla et Quartzites de Hamra).					
Roche mère.		La principale roche mère connue sur toute la plateforme saharienne reste les argiles radioactives du Silurien					

1.2.6 Résultat d'exploration forés dans le périmètre de TOUGGOURT EST

Les découvertes d'huile dans les gisements du périmètre et les tests réalisés aux réservoirs ont montré d'excellents résultats :

Tableau 1-3 : Résultat d'exploration forés dans le périmètre de TOUGGOURT EST [8].

Puits	Formation	Résultats
RAA-1	Série Inférieure	Huile : 10.15 m ³ /h
	Quartzites Hamra	Faible production de fluide(1.2m ³)
RAA-2	Série Inférieure	Huile : 32.3 m ³ /h
	Grés d'Ouargla	Huile : 19.5 m ³ /h
ERAA-1	Série Inférieure	Huile : 26.5 m ³ /h
	Grés d'Ouargla	Aquifère d'après MDT
RAMA-1	Série Inférieure	Huile : 10.15 m ³ /h
	Quartzites Hamra	Huile et gaz par bouchon; récupéré eau salée en CI
BOG-1	Série Inférieure	Huile: 15.8 m ³ /h ;
	Quartzites Hamra	Huile: 3.6 m ³ /h
DAD-1	Quartzites Hamra	Huile : 3.7 m ³ /h Gaz : 1108 m ³ /h

1.3 Programme de forage

Le programme de forage des puits est déférent d'un puits à l'autre, ceci est dû à l'objectif atteint et les problèmes rencontrés au cours du forage dans les terrains de surface, ce qui a obligé l'ajout de phases supplémentaires.

1.3.1 Architectures

La figure suivante présente l'architecture approuvée pour chaque région du périmètre de TOUGGOURT EST :

ETAGE	Position du sabot	PUITS W-RAA-1 & NBOG-1 Bis	Region de RAA, RAMA & BOG	Region de HTA & DAD	BOUE
Mio-Pliocène	10m dans la formation	36" x 30"	36" x 30"		WBM=1,05sg
Eocène		26" x 18"5/8		26" x 18"5/8	
sénonien	40m dans la formation		26" x 18"5/8		OBM=1,30sg
		Carbonaté			
anhydritique					
Salifère					
Turonien					
Cénomanién					
Albien					
Aptien					
Barremien					
Néocomien		16" x 13"3/8	16" x 13"3/8	16" x 13"3/8	
Malm					
Dogger	40m dans la formation				OBM=2,20
		Argileux			
Lagunaire					
Lias anhydritique	50m dans la formation	12"1/4 x 9"5/8	12"1/4 x 9"5/8	12"1/4 x 9"5/8	OBM=1,55sg
Lias Salifère					
H.B					
S1 + S2					
S3				8"1/2 x 7"	
Lias Argileux	03m dans la formation				
Trias S4					
Trias Argileux					
T2 + T1		8"1/2 x 7" Liner			
Eruptif			8"1/2 x 7" Liner		
Série Inférieure					
Silurien					
Dalle de M' kratta				6" x 4"1/2 Liner	
Argile Micro	Selon l'objectif				
Grés d'Ouargla					
Quartzites Hamra					
Grés Atchane		6" x 4"1/2 Liner			
Argile d'El Gassi	Selon l'objectif				
Zone Alternances					
Ri					
Ra	Selon l'objectif				

Figure 1-3 : Architectures des puits forés dans le périmètre du TOUGGOURT EST[4].

1.3.2 Programme du tubage

Le tableau montre les types des tubages descendus, ces caractéristiques et la position du sabot :

Tableau 1-4 : Programme de tubage [2].

	Conductor pipe	Tubage de surface	Tubage intermédiaire	Tubage intermédiaire	Tubage de production	Liner
TOP	Surface	Surface	Surface	Surface	Surface	Selon l'objectif
Position du sabot	160	40m dans la formation sénonien anhydritique	40m dans la formation sénonien anhydritique	03m dans la formation trias argileux inferieur	Selon l'objectif	Selon l'objectif
OD (pouce)	30	18 5/8	13 3/8	9 5/8	7	4 ½
Grade	X52	K55	N80	P110	P110	P100
Connexion	LinxSA2	BTC	BTC	BTC	NVAM	NVAM
Poids Nominal	196.4	87.5	68	47 / 53.5	29	13.5
Eclatement (MPa)	13.4	15.5	34.6	65.1 / 75.2	77.4	85.5
Ecrasement (MPa)	3	4.3	15.6	36.5 / 54.8	58.8	73.7
Traction (1000 daN)	1334	608	692	664 / 761	413	188

Source : W-RAA-1 Drilling program.

1.3.3 Programme de cimentation

Le tableau montre les types de laitier utilisé, sa densité et l'intercale qui doit couvrir :

Tableau 1-5 : Programme de cimentation [9].

Tubage	Diamètre du Tubage	Type de Laitier
Conductor pipe	30	1.90sg jusqu'à la surface
Tubage de surface	18 5/8	Tête - 1.58sg jusqu'à la surface Queue - 1.90sg jusqu'au 100m au-dessus du sabot
Tubage intermédiaire	13 3/8	Tête - 1.58sg de top de la formation BARREMIAN jusqu'à 200m à l'intérieur du tubage précédent. Queue - 1.90sg jusqu'au top de la formation BARREMIAN
Tubage intermédiaire	9 5/8	2.24sg jusqu'à 200m à l'intérieur du tubage précédent.
Tubage de production	7	1.90sg jusqu'à 200m à l'intérieur du tubage précédent.
liner	4 ½	1.90sg jusqu'au top du liner

Source : W-RAA-1 Drilling program.

1.3.4 Boue de forage

La boue utilisée pour le forage des terrains de surface (la phase 36" et la phase 26") est une boue Bentonitique a base d'eau. Pour les phases suivant est une boue à base d'huile.

Lors de forage des formations de surface dans le périmètre du TOUGGOURT EST, la densité de boue doit maintenir moins de 1.06Sg à l'entrée, moins de 1.08Sg à la sortie.

Les caractéristiques de la boue présent sur le tableau suivant :

Tableau 1-6 : Caractéristiques de boue.

	Unité	Phase 36 & 26	Phase 16	Phase 12 1/4	Phase 8	Phase 6
Densité de boue	Sg	1.05	1.30	2.20	1.55	1.55
Viscosité Marsh	Sec/qt API	60 - 80	45 - 55	45 - 55	40 - 55	40 - 55
Viscosité plastique	120°F/Cps	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP	ALAP
Yield Point	lbs/100 ft ²	50 - 60	18 - 24	6 - 8	8 - 10	10 - 12
LSYP	lbs/100 ft ²	20 - 30	10 - 12	10 - 12	6 - 10	6 - 10
API FL	cc's/30min	/	/	/	/	/
HTHP FL	200°F/500 psi	/	10	10	4	4
NaCl	% en Wt.	/	25 - 26	26	26	26
Stabilité électrique	Volts	/	600	1000	1000	1000
POM	cc's 0.1 H2SO4	/	2 - 2.5	2 - 2.5	2 - 2.5	1
Oil/Water Ratio		/	70/30	90/10	90/10	95/05
LGS %	% en vol	≤5	5	5	5	3
PH	/	10 - 12	/	/	/	/
MBT	Kg/m3	85 - 90	/	/	/	/

Source : W-RAA-1 Drilling program.

1.3.5 Garniteur et paramètres de forage

Tableau 1-7 : Paramètre de forage [4].

Phase	Type de BHA	WOB (Tonnes)	RPM (rpm)	Débit (lpm)
36''	Pendulaire	0 - 15	60-80	1000-2500
26''	Pendulaire	15 - 25	100-120	3200
16	Packed	10 - 25	100 - 140	2800
12 ¼	Packed	10 - 20	100 - 160	2800
8	Packed	10 - 15	100 - 180	1600 - 1800
6	Packed	4 - 10	140 - 160	500 - 600

Source : W-RAA-1 Drilling program.

Conclusion

Les réservoirs du périmètre de TOUGGOURT EST sont riches en hydrocarbures d'après les tests réalisés et encourages à les exploiter, malheureusement il y a des difficultés de forage, surtout dans les formations de surface à cause de leurs épaisseurs et leurs natures, ce qui produit des changements sur l'architecture des puits forés et oblige parfois à leur abandon définitif.

Chapitre 2 : Analyse des difficultés de forage des terrains de surface

Introduction

Pendant le forage des terrains de surface du périmètre de TOUGGOURT EST, on enregistre certains problèmes tel que : bourrage, des perte, coincements de la garniture, des problèmes de passage, Mais le grand problème dans ce périmètre est les éboulements des formations non consolidées.

Dans ce chapitre, nous allons examiner 12 puits foré pendant la période 2013 à 2016, faire des statistiques sur les problèmes rencontrés, les analyser pour identifier les origines et évaluer les risques de ces problèmes.

2.1 Localisation des puits dans le périmètre de TOUGGOURT EST

La figure suivante montre la disposition de ces puits dans le périmètre de TOUGGOURT EST.

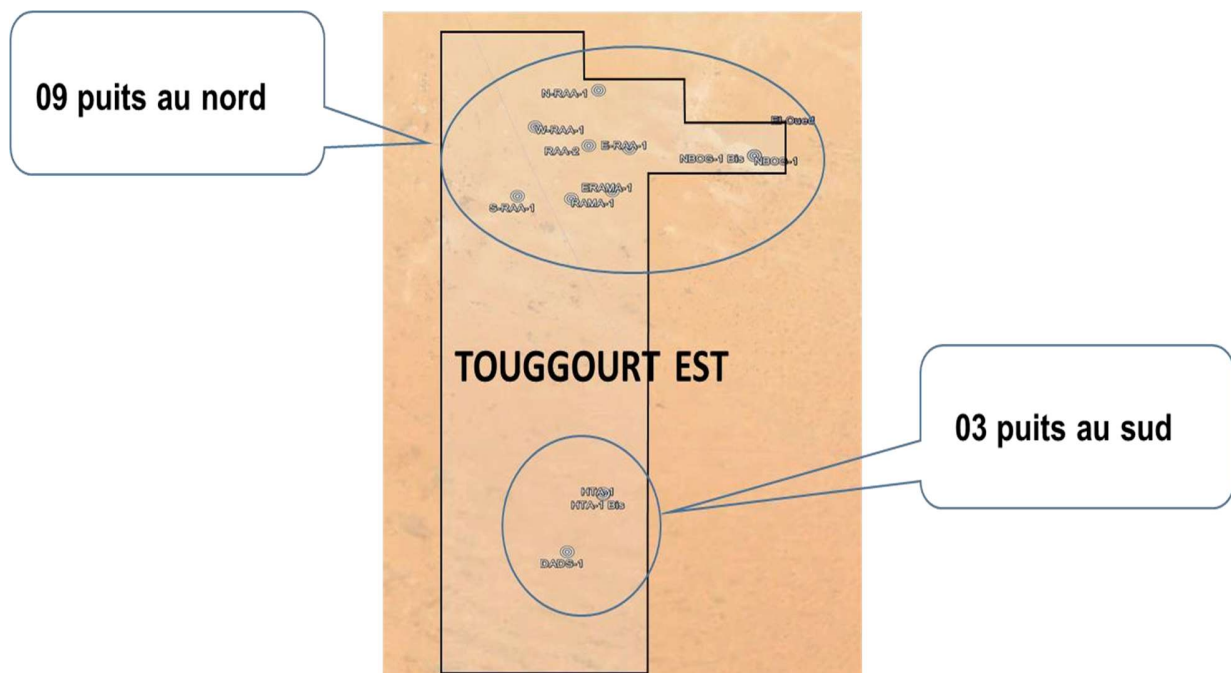


Figure 2-1 : Localisation des puits dans le périmètre du TPIGGOURT EST[10].

2.2 Fiches techniques des puits

Le tableau suivant montre les puits forés dans le périmètre de TOUGGOURT EST durant la période 2013 à 2016.

Tableau 2-1 : fiches technique des puits forés dans le périmètre du TOUGGOURT EST[8] .

	Nom du puits	Sigle	Réaliser	Objectif atteinte (m)
01	HASSI TOUAIZA 1	HTA-1	2013	3430 Abandonné (Phase 8'')
02	SUD DRAA ED DOUI SUD 1	DADS-1	2013	CAMBRIEN
03	RAHLET EL AOUDA 2	RAA-2	2013	ORDOVICIEN
04	HASSI TOUAIZA 1 BIS	HTA-1 bis	2014	CAMBRIEN
05	RHOURD EL AMAR 1	RAMA-1	2014	4400
06	EST RAHLET EL AOUDA 1	E-RAA-1	2015	4305
07	NORD BOU GOUFA 1	NBOG-1	2015	347 Abandonné (Phase 26'')
08	NORD RHOURD EL AMAR 1	N-RAA-1	2015	4220
09	NORD BOU GOUFA 1 BIS	NBOG-1 Bis	2015	3800
10	WEST RAHLET EL AOUDA 1	W-RAA-1	2020	4150
11	SUD RAHLET EL AOUDA 1	S-RAA-1	2023	4266
12	GUDICHE EST 1	GDE-1	2024	En cours

2.3 Statistique sur les problèmes rencontrés dans les terrains de surface

Les problèmes de forage rencontrés au cours du forage des terrains de surface se situent essentiellement au nord du périmètre tel que les régions RHOURE EL AMAR, BOU GOUFA et RAHLET EL AOUDA.

Le tableau ci-dessous présente des statistiques et description des problèmes rencontrés dans les terrains de surface au cours du forage dans le périmètre de TOUGGOURT EST par région :

Tableau 2-2 : Puits à problèmes dans le périmètre de TOUGGOURT EST pendant la durée 2013/2016.

Région	Puits forés	Puits à problèmes	Description des problèmes.
RAHLET EL AOUDA	05	05	Bourrage, Pertes partielles à total, éboulement, Coincement de la garniture, Coincement du tubage.
GUDICHE EST	02	02	
RHOURE EL AMAR	02	02	Bourrage, Pertes partielles.
HASSI TOUAIZA	02	No	/
DRAA ED DOUI	01	No	/

Les problèmes de Bourrage et tight hole enregistrés dans 7 puits, les pertes dans 9 puits (tous les puits du nord), éboulement dans 2 puits et Coincement de la garniture dans 4 puits.

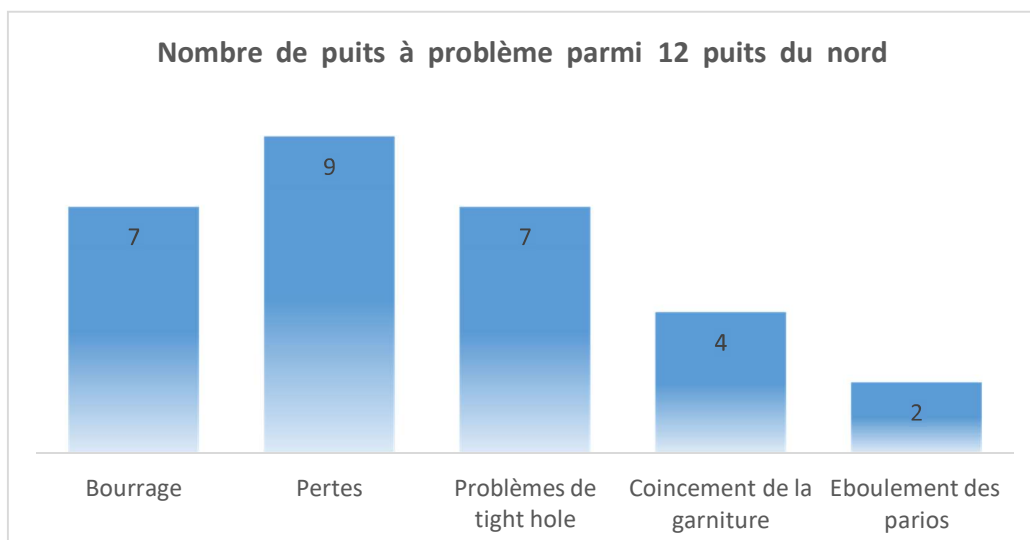


Figure 2-2 : Nombre des puits à problèmes [8].

2.4 Problèmes de pertes

Les pertes en surface c'est un problème répété constamment dans la majorité des puits forés dans le périmètre de TOUGGOURT EST. L'origine de la perte dépend de la nature de la formation et de la pression hydrostatique exercée sur cette formation, pour identifier l'origine des pertes dans les terrains de surface une statistique a été faite donnant les localisations des puits a pertes et les paramètres utilisé, ainsi que des calculs d'ECD estimé au cours de forage.

2.4.1 Localisation des puits à problème de pertes

La majorité des puits qui sont forés dans ce périmètre enregistre des pertes notamment dans le nord.

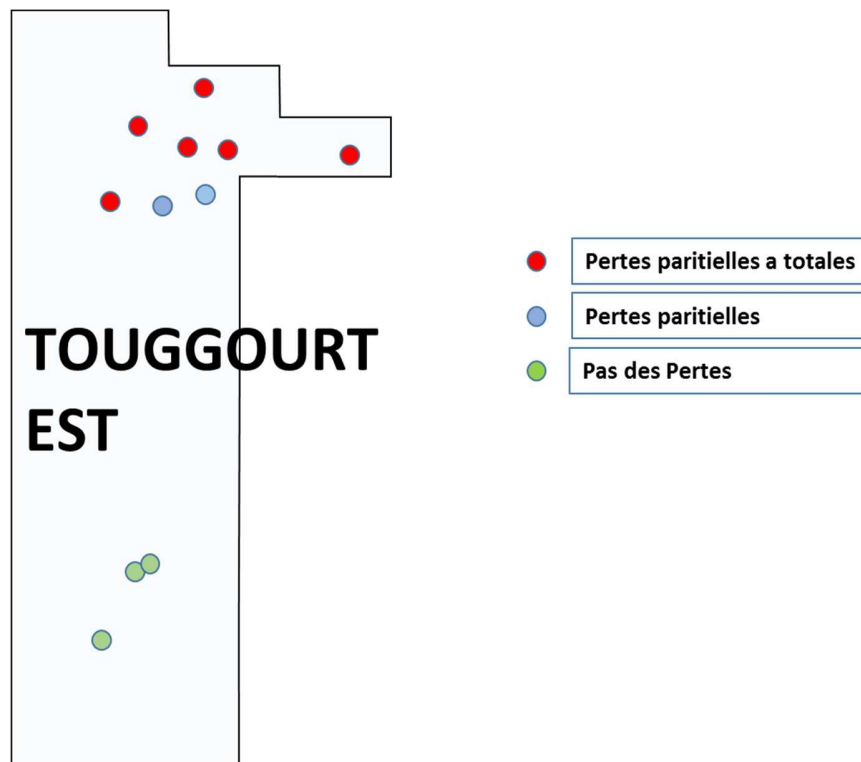


Figure 2-3 : Puits a problème des pertes. [8]

2.4.2 Généralité sur les calculs de l'ECD

Dans le but d'identifier une correspondance entre les pertes enregistrées et l'ECD au cours du forage des terrains de surface, des

calculs fait à l'aide des paramètres utilisés et les formules suivantes :

➤ Les calculs de l'ECD fait avec la formule :

$$ECD = d_{ann} + dc_{ann}$$

➤ **Le calcul de la vitesse de décantation V_s :**

Le calcul de la vitesse de décantation fait avec la formule suivant :

$$V_s = 0.45 \left(\frac{P_v}{d_{init} D_p} \right) \sqrt{\frac{36.8 D_p}{\left(\frac{P_v}{d_{init} D_p} \right)^2} * \left(\frac{D_{enP}}{d_{init}} - 1 \right) + 1} - 1$$

Pour une boue bentonitique de densité égale à 1.05 SG, PV égal à 5 Cp et densité du cutting égale à 2.5 SG, le graphe suivant montre la variation du V_s en fonction du diamètre du cutting :

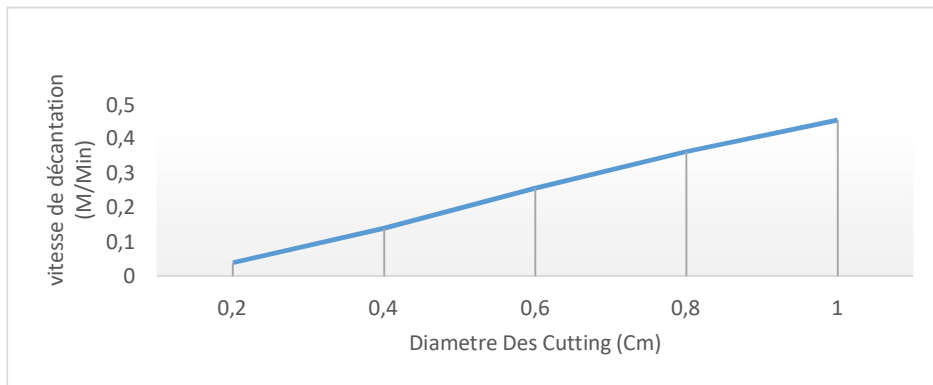


Figure 2-4 : la variation de la vitesse de décantation en fonction du diamètre du cutting.[8]

Avec un avancement de 10 m/h et un débit de 2500l/min, Le graphe suivant montre la variation de la densité annulaire en fonction de vitesse de décantation :

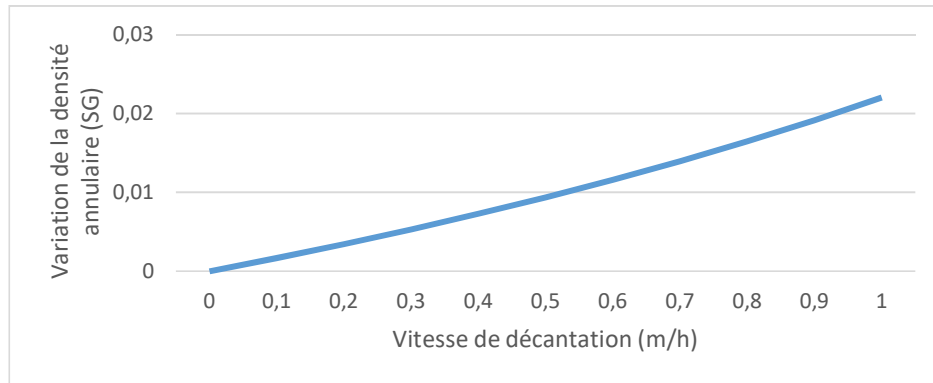


Figure 2-5 : la variation de la densité annulaire en fonction de la vitesse de décantation [4].

Pour des valeurs faibles de la vitesse de décantation inférieures à 0.5 m/h la variation de la densité annulaire est faible.

➤ Calcul de dc_{ann}

On considère que la boue utilisée est une fluide binghamian et que le régime d'écoulement est laminaire, donc les calculs des pertes de charge dans l'annulaire fait avec la formule :

$$dc_{ann} = 0.102 \frac{Q\mu_p}{408.63 (D_0 + D_i)^3} + \frac{r_0}{13.26 (D_0 - D_i)}$$

Dans notre cas :

- La vitesse d'avancement, la densité à l'entrée et le débit du forage indiqué sur les tableaux,
- Diamètre de trou dépend de la phase,
- Vitesse de décantation $V_s = 0.5$ m/min,
- Yield value égale à 50 lb/ft², Viscosité plastique égale à 5 cP,
- Diamètre de la pipe c'est le diamètre de la masse tige $D_t = 9.5$ pouce,

2.4.3 Les pertes dans la formation MIO-PLIOCENE

Les tableaux suivant donnent des statistiques sur les pertes enregistrées et leur cadence, les paramètres utilisés au cours du forage, la densité annulaire estimée et l'ECD estimé :

Tableau 2-3 : Historique des pertes dans la formation MIO-PLIOCENE [8].

Puits		Cote (m)	Type de perte	Cadence de la perte (m3/h)
RAA-2	Phase 36	/	N/A	/
	Phase 26	/	N/A	/
E-RAA-1	Phase 36	/	N/A	/
N-RAA-1	Phase 36	172	Partielle	15
W-RAA-1	Phase 36	160	Partielle	5
	Phase 26	/	N/A	/
S-RAA-1	Phase 36	/	N/A	/
RAMA-1	Phase 36	160	Partielle	20
	Phase 26	/	N/A	/
E-RAMA-1	Phase 26	/	N/A	/
NBOG-1	Phase 36	140	Partielle	9
	Phase 26	196	Partielle	3
NBOG-1 Bis	Phase 36	140	Partielle	9
HTA-1	Phase 26	/	N/A	/
HTA-1 Bis	Phase 26	/	N/A	/
DADS-1	Phase 26	/	N/A	/

Tableau 2-4 : Paramètres au cours de forage de la formation MIO-PLIOCENE.

Puits	Phase	Type de perte	WOB (tonnes)	RPM	Q (l/min)	ROP (m/h)
RAA-2	Phase 36	N/A	1 a 6	30 a 90	500 a 3200	4,5
	Phase 26	N/A	1 a 5	60 a 80	2200 a 2800	10,21
E-RAA-1	Phase 36	N/A	1 a 8	30 a 140	700 a 3200	16,39
N-RAA-1	Phase 36	Partielle	1 a 8	40 a 90	500 a 2500	11,02
W-RAA-1	Phase 36	Partielle	1 a 8	50 a 110	500 a 2600	9,07
	Phase 26	N/A	1 a 5	60 a 70	2600 a 2700	11,54
S-RAA-1	Phase 36	N/A	1 a 7	30 a 80	500 a 2900	6,39
RAMA-1	Phase 36	N/A	1 a 5	30 a 85	500 a 2800	6,56
	Phase 26	N/A	2 a 6	50 a 90	2500 a 2600	7,75
E-RAMA-1	Phase 26	N/A	1 a 8	50 a 60	500 a 2200	10,35
NBOG-1	Phase 36	Partielle	1 a 6	60 a 100	2400 a 2600	3,24
	Phase 26	Partielle	4 a 8	60 a 90	2200 a 2400	3,89
NBOG-1 Bis	Phase 36	Partielle	1 a 4	60 a 90	1900 a 2000	5,5
HTA-1	Phase 26	N/A	1 a 6	40 a 50	1400 a 3100	9,14
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	1 a 12	20 a 120	900 a 2600	11,59
DADS-1	Phase 26	N/A	1 a 7	30 a 70	900 a 2400	11,78

Tableau 2-5 : ECD estimé au cours de forage de la formation MIO-PLIOCENE.4

Puits	Phases	Type de perte	ROP (m/h)	d _{in} (SG)	d _{ann} (SG)	dc _{ann} (SG)	ECD estimé (SG)
RAA-2	Phase 36	N/A	4,5	1,05	1,075	0,015	1,09
	Phase 26	N/A	10,21	1,05	1,082	0,023	1,11
E-RAA-1	Phase 36	N/A	16,39	1,05	1,140	0,015	1,15
N-RAA-1	Phase 36	Partielle	11,02	1,05	1,130	0,015	1,14
W-RAA-1	Phase 36	Partielle	9,07	1,05	1,113	0,015	1,13
	Phase 26	N/A	11,54	1,05	1,087	0,023	1,11
S-RAA-1	Phase 36	N/A	6,39	1,05	1,089	0,015	1,10
RAMA-1	Phase 36	N/A	6,56	1,05	1,092	0,015	1,11
	Phase 26	N/A	7,75	1,05	1,076	0,023	1,10
E-RAMA-1	Phase 26	N/A	10,35	1,05	1,092	0,023	1,12
NBOG-1	Phase 36	Partielle	3,24	1,05	1,072	0,015	1,09
	Phase 26	Partielle	3,89	1,05	1,064	0,023	1,09
NBOG-1 Bis	Phase 36	Partielle	5,5	1,05	1,102	0,015	1,12
HTA-1	Phase 26	N/A	9,14	1,05	1,076	0,023	1,10
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	11,59	1,05	1,089	0,023	1,11
DADS-1	Phase 26	N/A	11,78	1,05	1,093	0,023	1,12

D'après l'analyse des tableaux on constate que :

Toutes les puits des régions RAA, RAMA et les puits N-BOG, NBOG-1 Bis dans le Nord du périmètre sont touchées par les pertes dans la formation MIO-PLIOCENE.

La majorité des pertes dans la formation MIO-PLIOCENE sont des pertes partielles, leur manifestation est à partir de 140m de forage dans toutes les régions du nord.

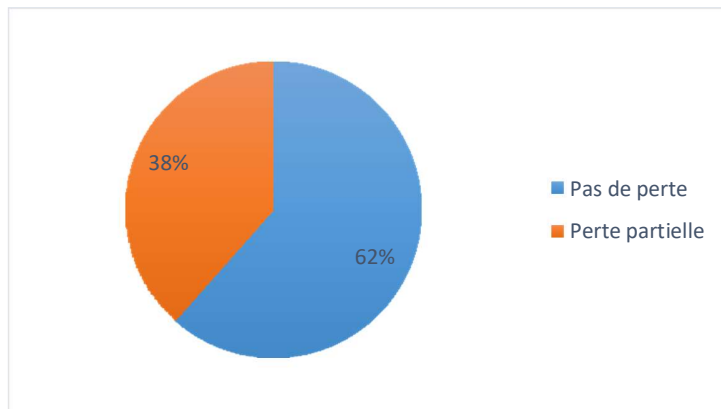


Figure 2-6 : Type des pertes dans la formation MIO-PLIOCENE [8].

Globalement, dans toutes les régions du nord, les pertes dans la formation MOI-PLIOCENE se produisent quand l'ECD dépasse 1.12 SG, mais leur cadence ne dépend pas de l'ECD.

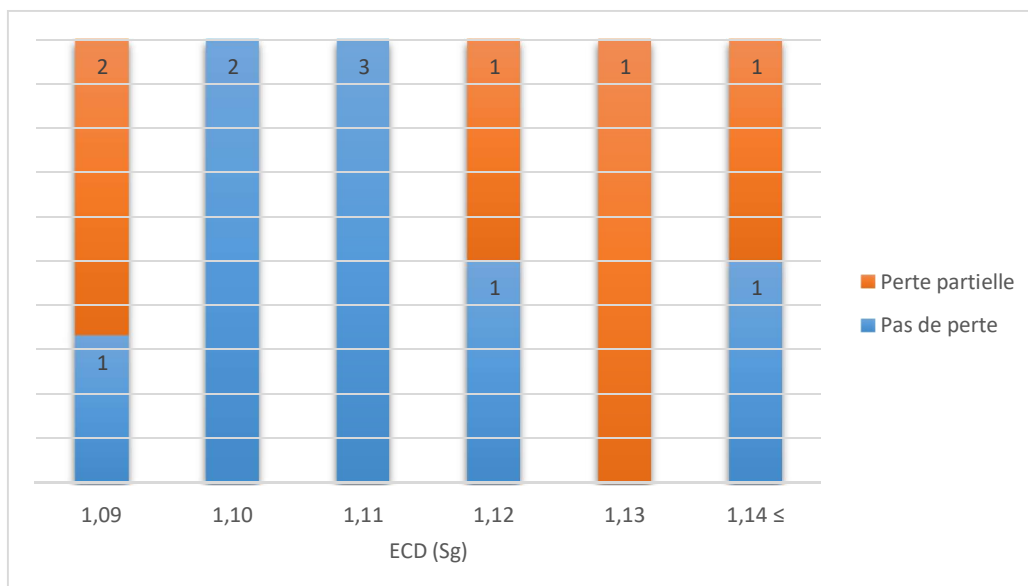


Figure 2-7 : Manifestation des pertes en fonction d'ECD dans la formation MIO-PLIOCENE [8].

2.4.4 Les pertes dans la formation EOCENE

Les tableaux suivant donnent des statistiques sur les pertes enregistrées et leur cadence, les paramètres utilisés au cours du forage, la densité annulaire estimée et l'ECD estimé :

Tableau 2-6 : Historique des pertes dans la formation EOCENE [8].

Puits		Type de perte	Cote (m)	Cadence de la perte (m3/h)
RAA-2	Phase 26	Totale	178	/
E-RAA-1	Phase 26	Totale	167	/
	Phase 26	Totale	180	/
	Phase 26	Partielle	205	2
N-RAA-1	Phase 26	Totale	237	/
W-RAA-1	Phase 26	Totale	222	/
	Phase 26	Totale	229	/
	Phase 26	Totale	242	/
W-RAA-1 (2eme profil)	Phase 26	Partielle	211	15
S-RAA-1	Phase 26	Partielle	171	25
RAMA-1	Phase 26	N/A	/	/
E-RAMA-1	Phase 26	Partielle	196	12
HTA-1	Phase 26	N/A	/	/
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	/	/
DADS-1	Phase 26	N/A	/	/

Tableau 2-7 : Paramètres au cours de forage de la formation EOCENE [8].

Puits	Phase	Type de perte	WOB (tonnes)	RPM	Q (l/min)	ROP (m/h)
RAA-2	Phase 26	Totale	1 a 5	60 a 80	2200 a 2800	10,21
E-RAA-1	Phase 26	Totale	2 a 6	50 a 85	2500 a 2700	14,72
	Phase 26	Totale	3 a 5	55 a 80	1500 a 1700	4,09
	Phase 26	Partielle	3 a 10	80 a 100	2000 a 2400	4,2
N-RAA-1	Phase 26	Totale	2 a 10	50 a 100	2000 a 2600	9,3
W-RAA-1	Phase 26	Totale	1 a 5	60 a 70	2600 a 2700	12,78
	Phase 26	Totale	1 a 4	90 a 110	2900 a 3100	14,42
	Phase 26	Totale	2 a 10	60 a 100	2900 a 3100	7,35
W-RAA-2	Phase 26	Partielle	1 a 3	50 a 16	2500 a 2600	0,55
S-RAA-1	Phase 26	Partielle	3 a 7	60 a 80	2500 a 2700	3,03
RAMA-1	Phase 26	N/A	2 a 10	65 a 90	2500 a 2600	6,02
E-RAMA-1	Phase 26	Partielle	2 a 7	70 a 80	2300 a 2400	/
HTA-1	Phase 26	N/A	4 a 6	40 a 50	1900 a 2000	2,75
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	3 a 13	90 a 100	2200 a 2300	9,05
DADS-1	Phase 26	N/A	3 a 7	60 a 70	2600 a 2800	4,93

Tableau 2-8 : ECD estimé au cours de forage de la formation EOCENE [8].

Puits	Phases	Type de perte	ROP (m/h)	d _{in} (SG)	dc _{ann} (SG)	dc _{ann} (SG)	ECD estimé (SG)
RAA-2	Phase 26	Totale	10,21	1,05	1,082	0,023	1,11
E-RAA-1	Phase 26	Totale	14,72	1,05	1,098	0,023	1,12
	Phase 26	Totale	4,09	1,05	1,072	0,023	1,10
	Phase 26	Partielle	4,2	1,05	1,065	0,023	1,09
N-RAA-1	Phase 26	Totale	9,3	1,06	1,091	0,023	1,11
W-RAA-1	Phase 26	Totale	12,78	1,05	1,091	0,023	1,11
	Phase 26	Totale	14,42	1,05	1,090	0,023	1,11
	Phase 26	Totale	7,35	1,05	1,071	0,023	1,09
W-RAA-2	Phase 26	Partielle	0,55	1,05	1,052	0,023	1,08
S-RAA-1	Phase 26	Partielle	3,03	1,05	1,060	0,023	1,08
RAMA-1	Phase 26	N/A	6,02	1,05	1,070	0,023	1,09
E-RAMA-1	Phase 26	Partielle	6	1,05	1,072	0,023	1,10
HTA-1	Phase 26	N/A	2,75	1,05	1,062	0,023	1,09
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	9,05	1,05	1,085	0,023	1,11
DADS-1	Phase 26	N/A	4,93	1,05	1,065	0,023	1,09

D’après l’analyse des tableaux on constate que :

Dans le périmètre de TOUGGOURT EST, Les pertes au niveau de la formation EOCENE sont des pertes partielles dans la région de RAMA, et la plupart du temps totale dans la région RAA.

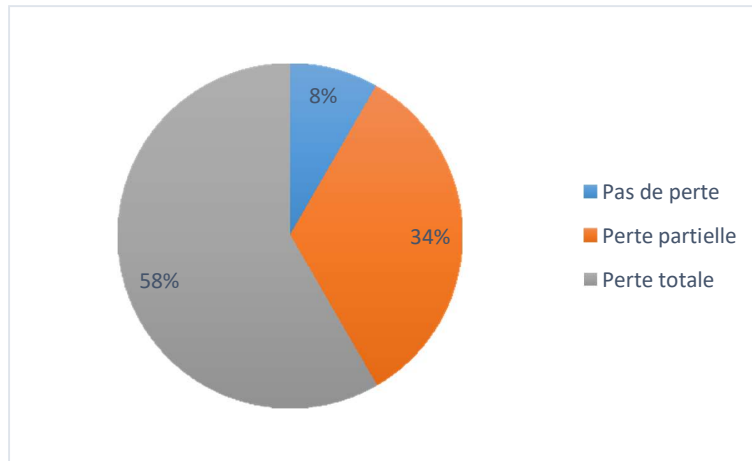


Figure 2-8 : Type des pertes dans la formation EOCENE [8]

Les pertes totales dans la formation EOCENE se produisent quand l’ECD dépasse 1.09 SG. Le cas des puits W-RAA-1 et S-RAA-1 qui ne n’ont pas enregistré des pertes totales avec un ECD inférieur a 1.09 SG, par contre les puits RAA-2, N-RAA-1, ... enregistre des pertes totales quand l’ECD dépasse 1.09SG.

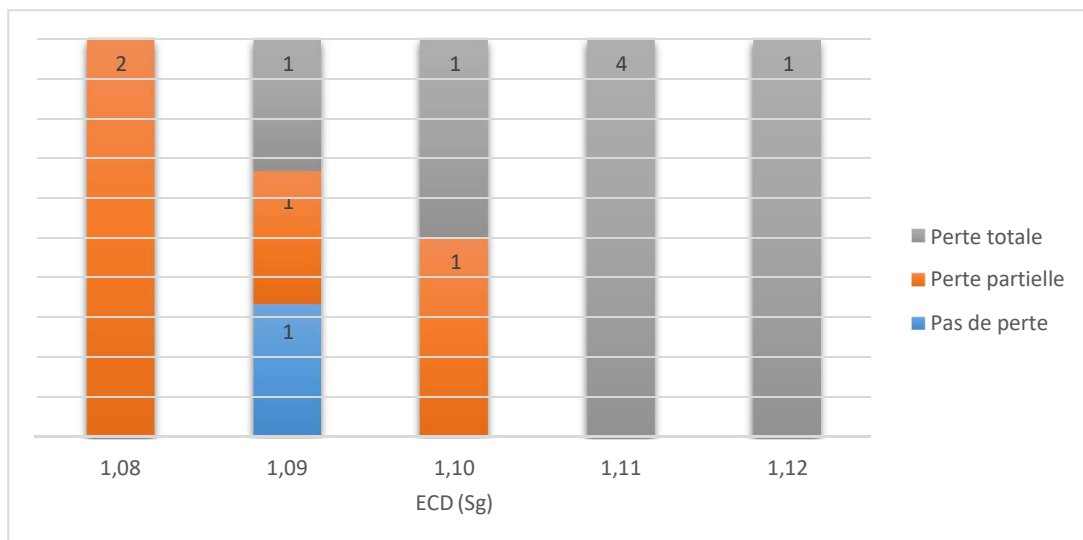


Figure 2-9 : Manifestation des pertes en fonction d’ECD dans la formation.EOCENE[8]

2.4.5 Les pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE

Les tableaux suivant donnent des statistiques sur les pertes enregistrées et leur cadence, les paramètres utilisés au cours du forage, la densité annulaire estimée et l'ECD estimé :

Tableau 2-9 : Historique des pertes dans la formation SINONIEN CARBONATE. [8]

Puits		Cote (m)	Type de perte	cadence de la perte (m3/h)
RAA-2	Phase 26	238	Partielle	15
E-RAA-1	Phase 26	/	N/A	/
N-RAA-1	Phase 26	/	N/A	/
W-RAA-1	Phase 26	262	Totale	/
W-RAA-2	Phase 17 1/2	262	Totale	/
S-RAA-1	Phase 26	220	Totale	/
RAMA-1	Phase 26	/	N/A	/
E-RAMA-1	Phase 26	/	N/A	/
NBOG-1	Phase 26	306	Partielle	18
		345	Totale	/
NBOG-1 Bis	Phase 16	340	Partielle	16
	Phase 16	464	Totale	/
	Phase 16	500	Totale	/
HTA-1	Phase 26	/	N/A	/
HTA-1 Bis	Phase 26	/	N/A	/
DADS-1	Phase 26	/	N/A	/

Tableau 2-10 : Paramètres au cours de forage de la formation SINONIEN CARBONATE. [8]

Puits	Phase	Type de perte	WOB (tonnes)	RPM	Q (l/min)	ROP (m/h)
RAA-2	Phase 26	Partielle	1 a 8	70 a 90	2400 a 2500	5,79
E-RAA-1	Phase 26	N/A	5 a 25	100 a 130	1700 a 3200	7,05
N-RAA-1	Phase 26	N/A	5 a 18	80 a 110	1200 a 3000	6,37
W-RAA-1	Phase 26	Totale	1 a 7	40 a 45	2900 a 3000	6,15
W-RAA-2	Phase 17 1/2	Totale	1 a 7	75 a 80	2200 a 2400	7,02
S-RAA-1	Phase 26	Totale	2 a 12	50 a 70	2000 a 2800	7,39
RAMA-1	Phase 26	N/A	2 a 20	70 a 120	2500 a 3000	7,12
E-RAMA-1	Phase 26	N/A	5 a 20	70 a 100	2500 a 3000	11,5
NBOG-1	Phase 26	Partielle	4 a 12	70 a 90	1800 a 2600	7,02
		Totale	8 a 18	70 a 100	2400 a 2800	7,5
NBOG-1 Bis	Phase 16	Partielle	1 a 12	80 a 90	2000 a 2800	4,91
	Phase 16	Totale	1 a 5	60 a 80	900 a 1600	3,67
	Phase 16	Totale	2 a 9	60 a 80	800 a 1200	2,24
HTA-1	Phase 26	N/A	4 a 10	50 a 80	2000 a 3000	4,16
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	3 a 15	80 a 100	2300 a 2400	6,86
DADS-1	Phase 26	N/A	5 a 15	70 a 80	2700 a 2800	5,53

Tableau 2-11 : ECD estimé au cours de forage de la formation SINONIEN CARBONATE. [8]

Puits	Phases	Type de perte	ROP (m/h)	d _{in} (SG)	dc _{ann} (SG)	dc _{ann} (SG)	ECD estimé (SG)
RAA-2	Phase 26	Partielle	5,79	1,05	1,070	0,023	1,09
E-RAA-1	Phase 26	N/A	7,05	1,05	1,069	0,023	1,09
N-RAA-1	Phase 26	N/A	6,37	1,05	1,068	0,023	1,09
W-RAA-1	Phase 26	Totale	6,15	1,05	1,068	0,023	1,09
W-RAA-2	Phase 17 1/2	Totale	7,02	1,05	1,061	0,049	1,11
S-RAA-1	Phase 26	Totale	7,39	1,05	1,073	0,023	1,10
RAMA-1	Phase 26	N/A	7,12	1,05	1,071	0,023	1,09
E-RAMA-1	Phase 26	N/A	11,5	1,05	1,083	0,023	1,11
NBOG-1	Phase 26	Partielle	7,02	1,05	1,074	0,023	1,10
		Totale	7,5	1,05	1,073	0,023	1,10
NBOG-1 Bis	Phase 16	Partielle	4,91	0,93	0,936	0,060	1,00
	Phase 16	Totale	3,67	0,93	0,938	0,060	1,00
	Phase 16	Totale	2,24	0,93	0,937	0,060	1,00
HTA-1	Phase 26	N/A	4,16	1,05	1,062	0,023	1,09
HTA-1 Bis	Phase 26	N/A	6,86	1,05	1,075	0,023	1,10
DADS-1	Phase 26	N/A	5,53	1,05	1,067	0,023	1,09

D'après l'analyse des tableaux on constate que :

Les pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE enregistrées dans la majorité des puits forés dans la région RAA, et dans les puits NBOG-1 et NBOG-1 Bis, sont, la plupart du temps, des pertes totales.

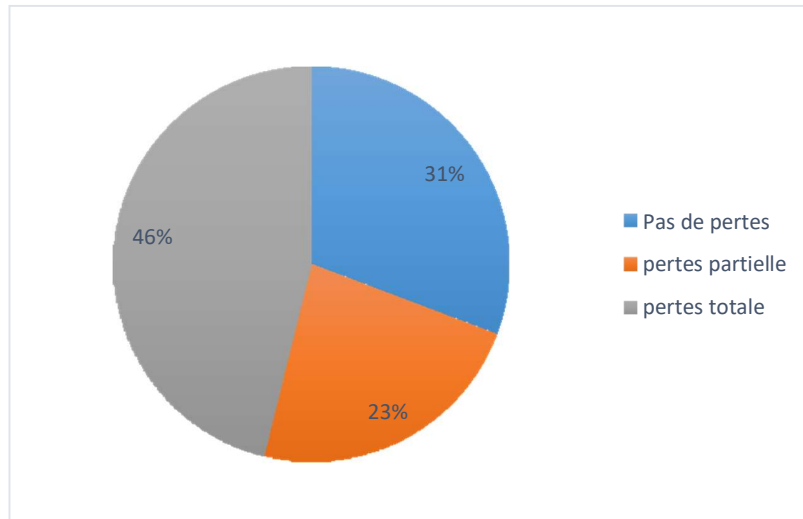


Figure 2-10 : Type des pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE. [8]

La perte dans la formation SENONIEN CARBONATE n'est pas liée à l'ECD au cours du forage et se produit de façon aléatoire dans les fissure de cette formation.

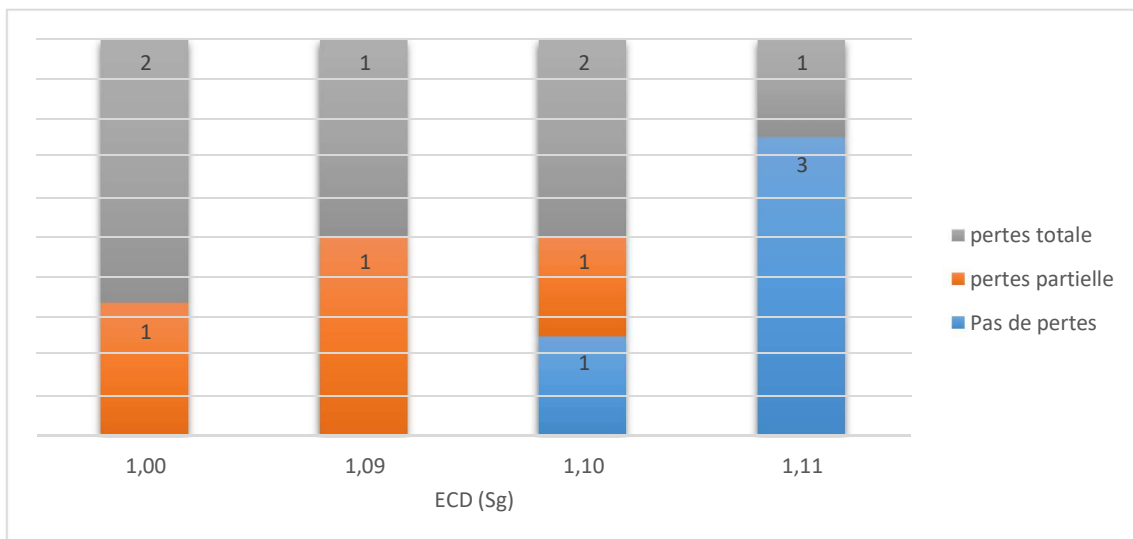


Figure 2-11 : Manifestation des pertes en fonction d'ECD dans la formation SENONIEN CARBONATE.

2.5 Colmatage des pertes totales

Le tableau suivant montre une comparaison entre le nombre de bouchons de colmatage utilisés lorsque la formation MIO-PLIOCENE est tubée complètement et lorsqu'elle est partiellement :

Tableau 2-12 : Correspondance entre l'isolation de la formation MIO-PLIOCENE et le nombre de bouchons de colmatage utilisés. [8]

Puits	Isolation de MIO-PLIOCENE	Niveau de perte.	Bouchon
RAA-2	60m non tubé	Perte totale à 178m dans l'EOCENE	4 bouchons du ciment 1 bouchon X-PRIMA PLUG
E-RAA-1	Tubé par le tube guide 30''	Perte totale à 167m dans l'EOCENE	2 bouchons du ciment
		Perte totale à 180m dans l'EOCENE	2 bouchons du ciment
N-RAA-1	6m non tubée de MIO-PLIOCENE	Perte totale à 237m dans l'EOCENE	4 bouchons du ciment
W-RAA-1 1er profil	52m non tubé	Perte totale à 222 dans l'EOCENE	4 bouchons du ciment
		Perte totale à 229 dans l'EOCENE	4 bouchons du ciment
		Perte totale à 242 dans l'EOCENE	8 bouchons du ciment 1 bouchon FORMA SET
W-RAA-1 2eme profil	Tubé par le tubage 18 5/8''	Perte totale à 262m. dans la SENONIEN CARBONATE	2 bouchons du ciment
S-RAA-1	Tubé par le tube guide 30''	Perte totale à 220m dans la SENONIEN CARBONATE	1 bouchons du ciment
NBOG-1	113m non tubé	Perte totale à 345m dans la SENONIEN CARBONATE	12 bouchons du ciment
NBOG-1 Bis	Tubé par le tubage 18 5/8''	Perte totale à 405m dans la SENONIEN CARBONATE	1 bouchons du ciment
		Perte totale à 464m dans la SENONIEN CARBONATE	2 bouchons du ciment

D'après l'analyse du tableau on constat que le colmatage des pertes enregistré dans l'EOCENE, SINONIEN CARBONAT ANHYDRITIQUE avec découvert de MIO-PLIOCENE non tubée est difficile et nécessite plusieurs bouchons qui provoquent de nouvelles pertes dans tout l'intervalle non tubé, par contre dans l'autre cas il faut un nombre de bouchon moyen égal à 2 bouchon par perte.

2.6 Problèmes d'éboulements

Parmi les conséquences des pertes dans le périmètre de TOUGGOURT EST l'éboulement des formations non meubles derrière le tube guide 30'' et parfois la déstabilisation de l'appareil de forage.

Le tableau suivant montre les puits qui enregistre des pertes totales au cours du forage dans les formations carbonatées et le cas d'isolation de la formation MIO-PLIOCENE :

Tableau 2-13 : Puits a problème d'éboulement. [8]

Puits	Isolation de MIO-PLIOCENE	
RAA-2	60m non tubée de MIO-PLIOCENE	N/A
E-RAA-1	MIO-PLIOCENE tubée complètement	N/A
NBOG-1	113m non de MIO-PLIOCENE	Eboulement
		2 ^{ème} éboulement
N-RAA-1	6m non de MIO-PLIOCENE	N/A
NBOG-1 Bis	MIO-PLIOCENE tubée complètement	N/A
W-RAA-1 (1 ^{er} profil)	52m non de MIO-PLIOCENE	Eboulement
W-RAA-1 (2 ^{ème} profil)	MIO-PLIOCENE tubée complètement	N/A
S-RAA-1	MIO-PLIOCENE tubée complètement	N/A

Seulement deux puits souffrent du problème de coincement à cause d'éboulement des parois (W-RAA-1 et NBOG-1). Dans ces puits l'isolation de la formation MIO-PLIOCENE n'est pas complète, ce qui a causé l'éboulements de cette formation non consolidée après la perte totale enregistrée.

2.7 Problèmes de coincement

Le tableau suivant montre les puits qui enregistrent des coincements au cours de forage et leurs causes

Tableau 2-14 : Coincements enregistrés dans le périmètre du TOUGGOURT EST [8]

Puits	Cause
RAA-2	Perte total
E-RAA-1	Perte total
NBOG-1	éboulement
W-RAA-1	éboulement

2.8 Problèmes de tight hole

Le graphe ci-dessous montre le nombre des puits qui souffrent du problème de TIGHT HOLE dans chaque formation de surface et la fréquence du problème.

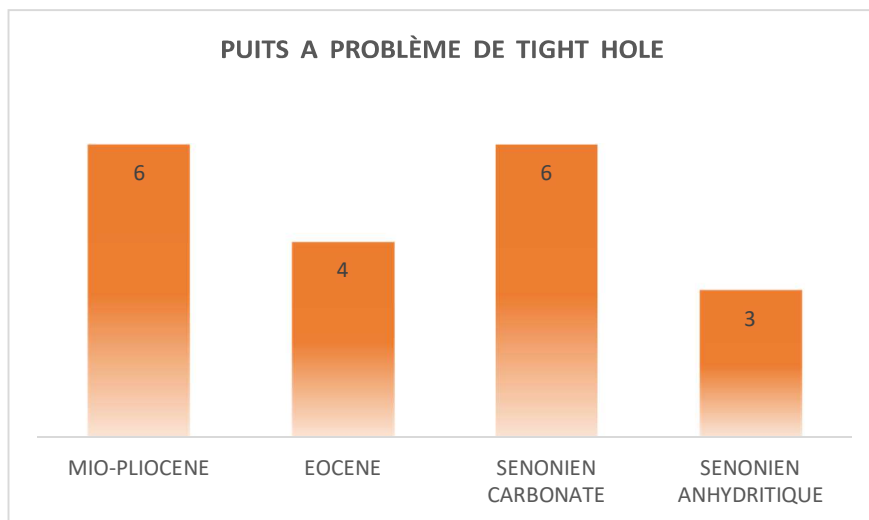


Figure 2-12 : Statistique sur les problème de passage dans le périmètre de TOUGGOURT-EST. [8]

Les puits forés dans le nord du périmètre de TOUGGOURT EST souffrent de problèmes de passage dans toutes les formations de surface, beaucoup plus en face des zones colmatés par les bouchons de ciment.

Plusieurs fois, il y'a eu coincement du tubage pendant la descente dans MIO-PLIOCEN, cas des puits RAA-2, E-RAA-1, N-RAA et dans le SINONIEN CARBONATE, cas du puit NBOG-1 Bis.

2.9 Problèmes de bourrage

Parmi les facteurs principaux qui réduisent la performance de l’outil, l’eau avec les argiles de formation qui bourre l’outil et la garniture, particulièrement les argiles jeunes réactive qui s’hydrate avec l’eau.

Dans notre cas, ces MASTERLOG correspondent à certains puits forés et montre que la formation MIO-PLICENE au nord contient beaucoup de passages d’argiles distribués de façon aléatoire, c’est la cause du problème de bourrage.

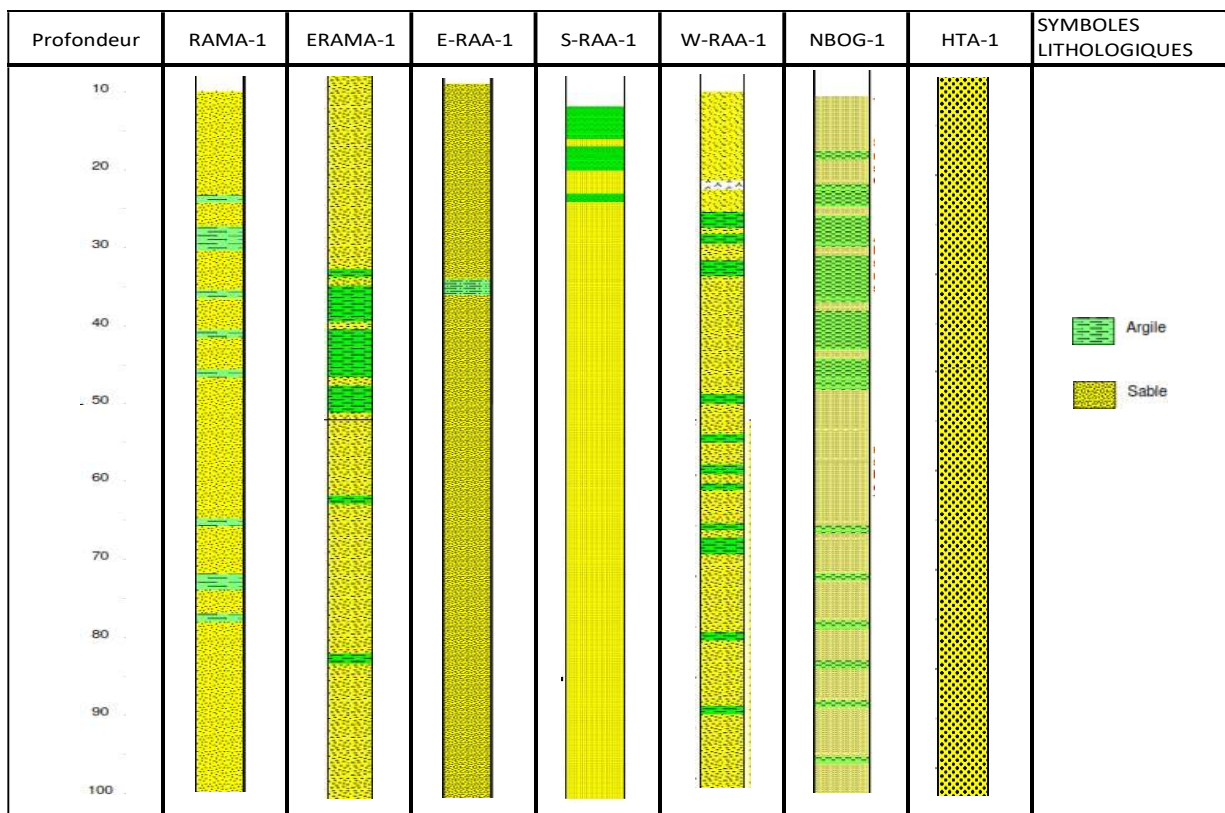


Figure 2-13 : Puits a problème de bourrage. [8]

2.10 Conséquences des problèmes

2.10.5 Détails sur les NPT

Durant le forage dans le périmètre de TOUGGOURT EST dans les terrains de surface, le totale des NPT est égale à 175.3 jours (58%), 129.4 jours des NPT (43%) sont dues aux problèmes rencontrés dans les formations de surface, et les autres jours des NPT (15%) dues aux retards des différents services.

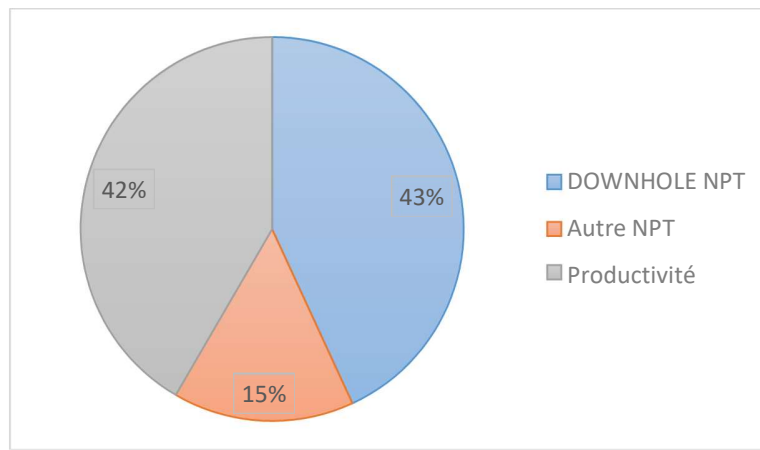


Figure 2-14 : Total NPT dans les puits. [5]

Les NPT dues aux problèmes des pertes représentent la plus grande part avec jours, suivie des NPT dues aux problèmes d'éboulement des parois, en troisième position viennent les NPT dues aux repêchage.

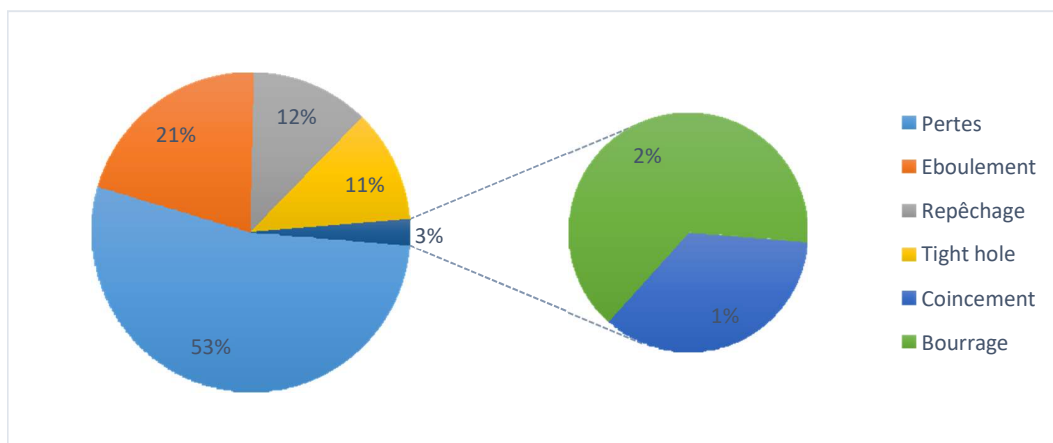


Figure 2-15 : Les NPT dues aux différents problèmes durant le forage des terrains de surface. [5]

En moyenne, pour 9 puits qui sont forés dans le nord du périmètre de TOUGGOURT EST pour atteindre à forer les formations de surface et descendre le tubage 18 5/8'' il faut 34 jours, 14,4 jours sont des jours de productivité, 4,7 jours sont des NPT dues aux problèmes d'éboulement et les opérations de repêchage et le reste c'est les NPT dues aux autres problèmes rencontrés.

Tableau 2-15 : détail sur le temps du forage des terrains de surface

	Totale (jours)	Moyenne de 9 puits du nord (jours)
Temps total	300,2	33,36
Productivité	124,9	13,88
DOWNHOLE NPT	129,4	14,38
Autre NPT	45,9	5,10
Total NPT	175,3	19,48
NPT correspondant aux éboulements et les opérations du repêchages	42,3	4,70

2.10.6 Garniture perdue dans les puits

Après les pertes totales enregistrées dans les puits NBOG-1 et W-RAA-1, et pendant la remonté de la garniture, l'effondrement des parois a causé un coincement, après les tentatives de décoincement elle a subi un cisaillement et on l'a perdu dans le puit.

Figure 2-16 : Poisson perdu dans les puits.

Puits	NBOG-1	W-RAA-1
Longueur	249m	31.7m
Fish dans le puits	BIT 26" + BIT SUB + SHOCK SUB 11" + S/DC 9"1/2 + 03 DC 9"1/2 + XO + 12 DC 8" + XO + 06 HWDP 5"1/2 + 6 JOINT 5"1/2 DP	XO 7"5/8 x 6"5/8 endommagé Bit 26" + Bit Sub + Shock Sub + 03* DC 9"1/2 + 17cm XO

2.10.7 Les bouchons utilisés pour traiter les pertes

Pour le traitement des problèmes rencontrés au cours du forage des terrains de surface, un nombre important de bouchon sont utilisés.

Le tableau suivant montre des statistiques sur les bouchons utilisés :

Tableau 2-16 : Statistiques sur les bouchon utilisés. [6]

Puits	Bouchon de ciment		Outre
	laitier 1.58 SG	laitier 1.90 SG	
RAA-2	3	1	X-PRIMA PLUG
E-RAA-1	N/A	4	N/A
NBOG-1	4	8	N/A
N-RAA-1	4	N/A	N/A
NBOG-1 Bis	6	0	N/A
W-RAA-1	20	2	FORMA SET
S-RAA-1	1	N/A	N/A

Conclusion

La majorité de ces difficultés sont rencontrées dans la partie nord du périmètre de TOUGGOURTEST, la nature des formations est la cause des problèmes tel que le bourrage, les problèmes de passage dans toutes les formations de surface surtout en face des zones colmatées par les bouchons, des pertes suivies parfois par des coincement et éboulement des formations non consolidées.

Le grand problème rencontré dans les terrains de surface c'est l'éboulements des terrains non consolidés suit aux pertes totales dans les formations carbonatées fracturées de l'EOCENE et le SENONIEN CARBONATE.

Il est possible d'éviter les pertes dans la formation MIO-PLIOCENE et EOCEN avec un avancement permettant de donner un ECD qui ne dépasse pas les valeurs 1.12SG, 1.09 SG respectivement, par contre les pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE sont très difficile à éviter car elles sont liées à sa nature et non pas aux paramètres du forage utilisé ni à l'excès de la pression exercée.

La difficulté de colmatage des pertes et les éboulements des parois présents dans les puits où l'épaisseur de la formation MIO-PLIOCENE est grande et dont l'isolation n'est pas complète, alors le forage en une seule phase menace la sécurité des puits et affecte la durée de réalisation.

Les problèmes rencontrés dans le périmètre produisent beaucoup de NPT d'environ 175,3 jours (58 % de temps total) et induisent l'utilisation de beaucoup de bouchons pour le colmatage des pertes et mènent parfois à l'abandon définitif du puit.

Chapitre 3 :ETUDE DES ARCHITECTURES DES PHASES

Introduction

Dans les puits où l'épaisseur de la formation MIO-PLIOCENE est grande, le forage en une seule phase présente un risque majeur d'éboulement des parois et rend difficile le colmatage des pertes, ce qui menace la sécurité des puits et affecte la durée de réalisation.

Jusqu'à présent l'option de forer en 36'' et tuber en 30'' reste applicable. Seulement le tube guide 30'' de poids nominal égal à 157.6 lb/ft n'est pas favorable pour sa descente au-delà de 150m à cause de ses caractéristiques mécaniques faibles.

Donc, Pour minimiser les conséquences des pertes qui ont été enregistrées au niveau de la formation EOCENE, l'ajout d'une section supplémentaire est nécessaire et favorable pour l'isolation complète de la formation MIO-PLIOCENE, sans modifier l'architecture initiale ; à savoir, poser letubage 18 5/8'' à 50m dans la formation SENONIEN ANHYRITIQUE.

3.1 Architecture proposée

Pour prévoir l'isolation de la formation MIO-PLIOCENE de grande épaisseur, il est suggéré de réaliser l'architecture suivant :

- Forer jusqu'à 60m et Descendre le tubage 30'' pour maintenir la stabilité de l'appareil du forage en cas de manifestation des pertes au cours de suivant forage,
- Forer jusqu'à 5m dans la formation EOCENE avec un outil de diamètre 28'' sachant que le drift minimum du tubage 30'' égal à 28,56 pouce,
- Descendre un tubage pour isoler complètement la formation MIO-PLIOCENE,
- Forer par un outil 22'' qui est le mieux adapté pour la descente du tubage 18 5/8 (clearance de 3.375 pouce),
- Descendre le tubage 18 5/8''.

3.2 Calculs du tubage

Pour réaliser cette architecture, il reste à trouver le tubage adapté, pour ça des calculs sur les contraintes attendues doivent être fait.

➤ Diamètre extérieur du prochain tubage :

Après le forage avec l'outil de diamètre 28", le diamètre de tubage il faut permet de sa descente sans problèmes de passage :

$$D_m = D_t - 2 \delta$$

Avec $\delta \geq 40\text{mm}$ pour les diamètres extérieurs des tubages $\geq 13 \frac{5}{8}$.

Pour notre cas, $D_t = 28''$, $\delta = 3''$

$$D_m = 28 - 3 = 25''$$

Donc le diamètre du tubage doit être inférieur à 25 pouces.

➤ Calculs des contraintes attendues :

Les calculs sont effectués en utilisant la méthode retenue par SONATRACH (manuel de calcul des tubages SONATRACH) :

➤ Calcul de la pression d'écrasement :

1er cas: En fin de cimentation:

Il s'agit de vérifier que le tubage pourra être cimenté sans être écrasé par la pression différentielle lors de la chasse du laitier (le cas critique est une cimentation avec un laitier de densité égale à 1.90Sg).

- Coefficient de correction égale à 1.1 (manuel de calcul des tubages SONATRACH),
- Boue de densité 1.05sg à l'intérieure,
- Laitier de densité 1.90sg dans l'annulaire.

Pression d'écrasement = $1.1 * (1.90-1.05) * 230/10.2 = 1.92 \text{ MPa}$.

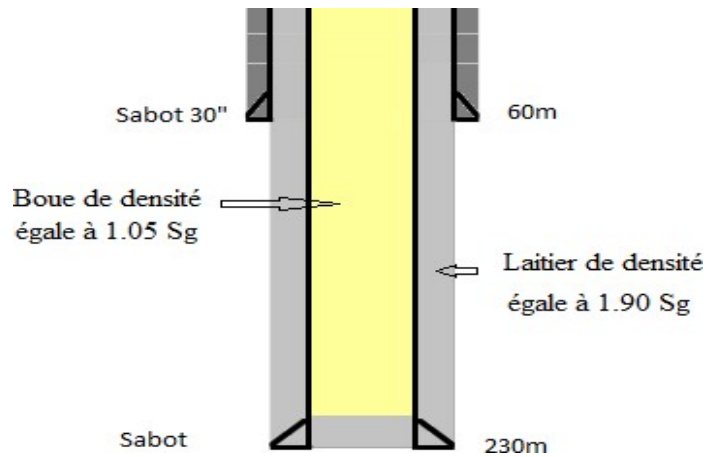


Figure 3-1 : Cimentation du tubage. [2]

2eme cas: Perte lors du forage et vidage de la colonne:

Il s'agit de vérifier que le tubage ne soit pas écrasé par le fluide de formation au cours du forage de la phase suivante, en cas de perte totale de retour et chute de niveau statique dans l'annulaire jusqu'au sabot.

- Coefficient de correction égal à 1.1 (manuel de calcul des tubages SONATRACH),
- Intérieur vide,
- Fluide de formation de densité égale à 1.02sg.

Pression d'écrasement = $1.1 * 1.02 * 230/10.2 = 2.30 \text{ MPa}$.

Pour le choix du tubage, on prend le cas le plus critique, on prend une résistance à l'écrasement égale à la valeur $P_{\text{ecr}} = 2.30 \text{ MPa}$.

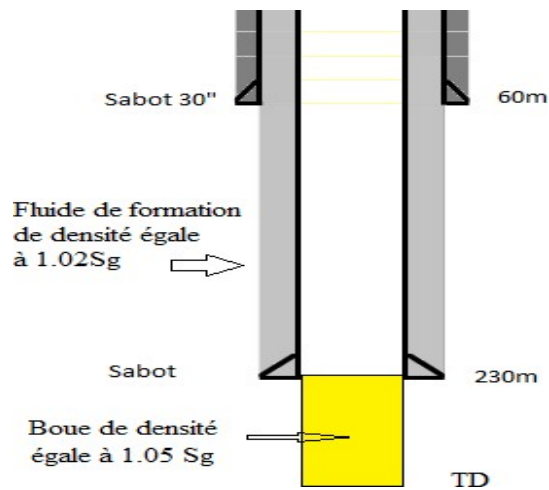


Figure 3-2 : Vidage de la colonne au cours de forage. [2]

➤ Calcul de la résistance à l'éclatement :

Il s'agit de s'assurer que le tubage résiste à la circulation d'une venue de gaz qui pourrait intervenir au cours du forage de la phase suivante, ou résiste à une pression de test effectuée avant le reforage de ciment du sabot, la valeur de cette pression est fonction des pressions anticipées en surface ou au sabot (SBT, LOT ...).

Pour notre cas, il n'y a pas de risques de venue ou de pressions de test effectuées, donc on ne prend pas en considération la pression d'éclatement pour le choix du tubage.

➤ Calcul de traction :

Il s'agit de s'assurer que le tubage résiste qu'en cours de descente du tubage, à n'importe quelle cote, il est possible d'appliquer une traction supplémentaire sur le tubage.

Il est recommandé d'utiliser une traction supplémentaire de 45 tonnes.

3.3 Choix du tubage

Pour le choix du tubage, nous sommes limités par ces conditions :

- Diamètres doit être inférieur à 25 pouce,
- Pression d'écrasement du tubage supérieure à 2.3MPa,
- Drift minimum pour passer l'outil 22'' pour le prochain forage.

Le tableau suivant montre les tubages qui vérifient ces conditions :

Tableau 3-1 : caractéristiques des tubages à choisir. [1]

	Poids nominal (lb/ft)	Pression d'écrasement (MPa)	Diamètre extérieur (pouce)	Diamètre intérieur (pouce)	Drift (pouce)
24" B	125,7	3	24	23,00	22,81
	156,2	5.1	24	22,75	22,56
	186,5	7.7	24	22,50	22,31
24" X52	125,7	3	24	23,00	22,81
	156,2	6	24	22,75	22,56
	186,5	9,4	24	22,50	22,31

Il reste s'assurer que le tubage résiste son poids plus une traction supplémentaire de 45 tonnes à 230m.

Le tableau suivant montre la traction attendue à cette profondeur pour chaque tubage :

Tableau 3-2 : traction attendue à 230m. [1]

Poids nominal (lb/ft)	Poids à 230m (Tonnes)	Traction attendue (1000 daN)	Traction limite du tubage (1000 daN)	Coefficient de traction a 230m.
125,7	36,49	76,49	854	11,38
156,2	45,34	85,34	1062	12,69
186,5	54,14	94,14	1267	13,72

Donc l'architecture du puit est comme montrée dans la figure suivante :

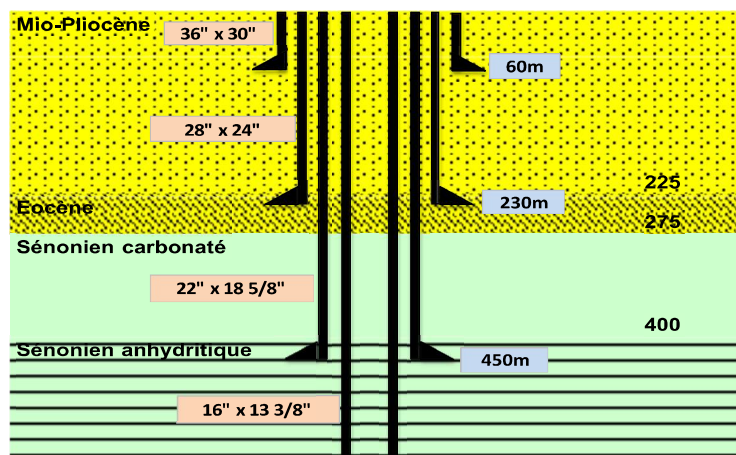


Figure 3-3 : Architecture proposée. [4]

3.4 Condition d'utilisation

Pour la réalisation de l'architecture proposée, les programmes de la boue et la cimentation seront les mêmes que les programmes prévus pour le forage des terrains de surface. Tandis que, la BHA est tributaire de la disponibilité d'équipements tel que :

- Outil 28'' et 24'',
- Stabilisateur 28'' et 24'',
- Tubage du diamètre égal à 24''.

3.5 Etude sur l'avancement

Cette étude est basée sur une comparaison entre l'architecture proposée et l'architecture actuelle dans le sens de l'avancement pendant le forage dans chaque formation de surface.

3.5.1 Forage de la formation MIO-PLIOCENE

Pour la comparaison entre l'avancement durant le forage dans la formation MIO-PLIOCENE avec un outil 36" et un autre outil 28", le graphe montre l'ECD estimé pour chaque cas de forage :

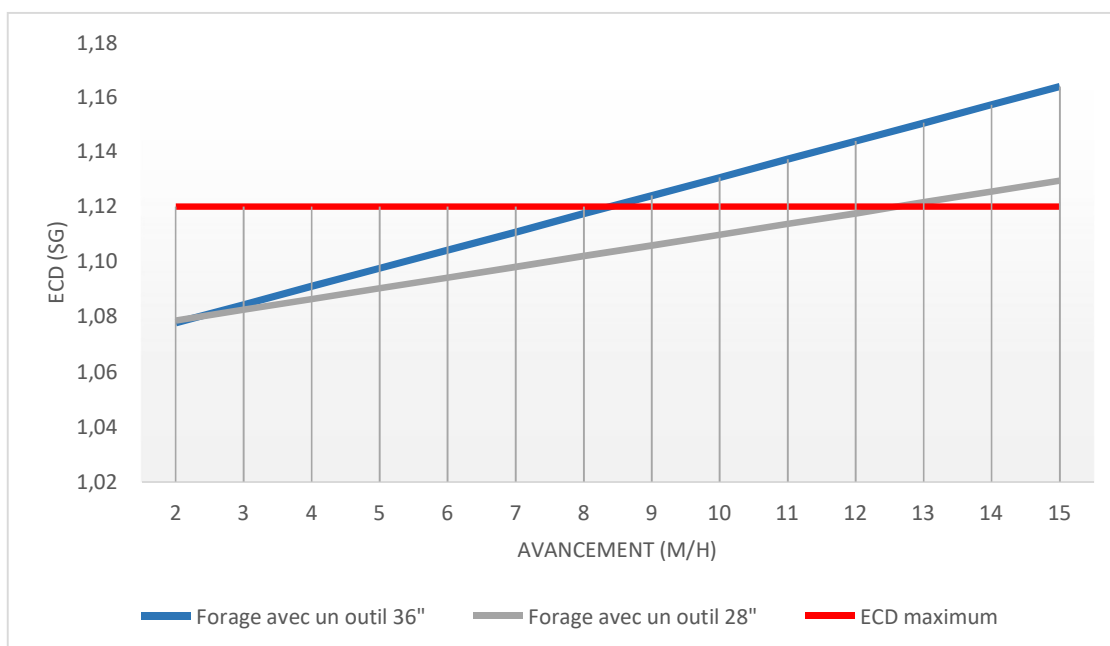


Figure 3-4 : ECD estimé en fonction de l'avancement d'outil. [7]

Avec un débit de forage égal à 2500 l/m, pour garder un ECD inférieur à 1.12 SG il faut que l'avancement pendant le forage dans la formation MIO-PLIOCENE avec l'outil de diamètre 36" ne dépasse pas 8.5 m/h, par contre avec le forage par l'outil 28", on peut atteindre un avancement de 12m/h sans dépasser cette valeur d'ECD.

3.5.2 Forage de la formation EOCENE

Sachant que durant le forage dans la formation EOCENE il faut garder l'ECD inférieur à 1.09 SG, le graphe montre l'ECD estimé pour chaque cas de forage :

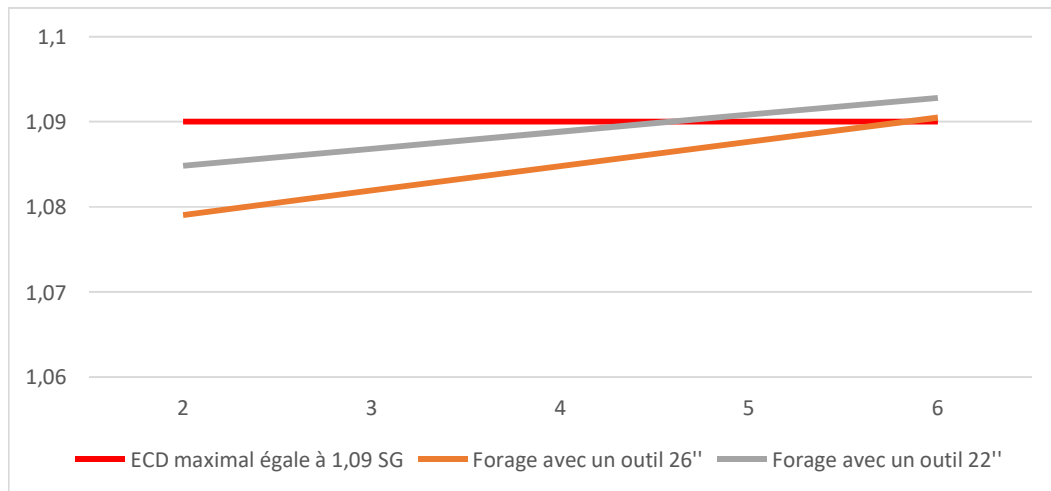


Figure 3-5 : ECD estimé en fonction de l'avancement d'outil. [7]

Avec un débit de forage égale à 3000 l/m, pour garder l'ECD inférieur à 1.09 SG, il faut que l'avancement pendant le forage dans la formation EOCENE ne dépasse pas 5,5 m/h avec l'outil de diamètre 26", et ne dépasse pas 5,5 m/h avec l'outil de diamètre 22".

3.6 Temps estimé

3.6.1 Architecture actuelle

Le tableau suivant montre le temps estimé nécessaire pour réaliser l'architecture actuelle :

Tableau 3-3 : Temps estimé nécessaire pour réaliser l'architecture actuelle. [4]

Phases	Activité	Profondeurs (m)	Temps (Jours)	Temps cumulés (Jours)
Phase 36"	Forage	160	1,38	1,38
	Interphase	160	1,62	3,00
Phase 26"	Forage	450	3,24	6,24
	Interphase	450	2,2	8,44

Source : W-RAA-1 Drilling program.

3.6.2 Architecture proposée

Le tableau suivant montre le temps nécessaire pour réaliser l'architecture proposée :

Tableau 3-4 : temps nécessaire pour réaliser l'architecture proposée. [4]

Phases	Activité	Profondeurs (m)	Temps (Jours)	Temps cumulés (Jours)
Phase 36"	Forage	60	0,55	0,55
	Interphase	60	1,6	2,15
Phase 28"	Forage	230	1,56	3,72
	Interphase	230	2	5,72
Phase 22"	Forage	450	2,29	8,01
	Interphase	450	2,2	10,21

3.7 Etude économique

Cette étude est basée sur une comparaison économique entre l'architecture proposée et l'architecture actuelle.

Le tableau suivant montre les prix unitaires donnés par le département finance (Le prix de la supervision inclut les prix de Support, Sécurité, Transport ...) convertis en **Unité** :

Tableau 3-5 : Prix unitaires des services. [8]

Services	Prix unitaires dollars
Supervision /jour	1073,24
Appareil /jour	6945,85
Services Mud Logging /jour	487,68
Service boue /jour	150,00
Boue /m3	4,17
Wast Managment /jour	171,74
Outil 36"	6752,90
Outil 28"	5788,20
Outil 26"	5209,38
Outil 22"	4437,62
Service de cimentation (job)	1667,93
Laitier de densité 1,58Sg / m3	29,84
Laitier de densité 1,90Sg / m3	46,48
Casing 30" /joint	2720,46
Casing 24" /joint	1196,23
Casing 18 5/8" /joint	559,53

3.7.1 Architecture actuelle

Le tableau ci-dessous montre les besoins et les coûts de chaque phase en prenant en considération les jours des NPT :

Tableau 3-6 : Coût totale pour l'architecteur actuel. [8]

Phase		La phase 36"	La phase 26"	Total	Coût totale de service
NPT (Jours)		19,5			
temps estimé (Jours)		3,00	5,44	8,44	
Supervision (Jours)	1073,24	3,00	5,44	27,92	29968,1
Appareil (Jours)	6945,85				193948,8
Services Mud Logging (Jours)	487,68				13617,4
Wast Managment (Jours)	171,74				4795,6
Service boue (Jours)	150,00				4188,4
Boue (m3)	4,17	417	237	654	2728,4
Outil 36"	6752,90	1		1	6752,9
Outil 26"	5209,38	/	1,00	1	5209,4
Services de cimentation (job)	1667,93	/	/	/	3335,9
Laitier de densité 1,58Sg (m3)	29,84	/	88	88	2612,9
Laitier de densité 1,90Sg (m3)	46,48	64	23	87	4031,0
Tubage 30" (joint)	2720,46	14	/	14	38086,4
Tubage 18 5/8" (joint)	559,53	/	40	40	22381,1
Coût totale					331656,1

Le cout estimatif pour la réalisation de l'architecture actuelle sera de 331656,1 Unités.

3.7.2 Architecture proposée

Les tableaux ci-dessous montrent les besoins et les coûts de revient de chaque phase pour l'architecture proposée :

Tableau 3-7 : Coût total pour l'architecture proposée. [4]

Phase		La phase 36"	La phase 28"	La phase 22"	Total	
NPT (Jours)		14,77				
temps estimé (Jours)		2,12	3,47	4,66	10,25	
Supervision (Jours)	1073,24	2,12	3,47	4,66	25,02	26850,96
Appareil (Jours)	6945,85					173775,38
Services Mud Logging (Jours)	487,68					12200,98
Wast Managment (Jours)	171,74					4296,77
Service boue (Jours)	150,00					3752,79
Boue (m3)	4,17					206
Outil 36"	6752,90	1			1	6752,90
Outil 28"	5788,20		1		1	5788,20
Outil 22"	4437,62			1	1	4437,62
Services de cimentation	1667,93					5003,78
Laitier de densité 1,58Sg	29,84		19	23	42	1265,49
Laitier de densité 1,90Sg	46,48	24	14	19	57	2651,67
Tubage 30"	2720,46	6			6,00	16322,74
Tubage 24"	1196,23		20		20,00	23924,58
Tubage 18 5/8"	559,53			40	40,00	22381,06
Coût totale						311494,00

Le coût estimatif pour la réalisation de l'architecture proposée sera de **311494,00 Unités**.

3.7.3 Gain estimatif

On comparant les coûts estimatifs pour la réalisation de chaque architecture, on aura un gain de **20162,12 Unités**. Présente 6% le coût de l'architecture actuelle.

CONCLUSION

Dans le but de poser le sabot du tubage 18 5/8'' à 40m dans la formation SENONIEN ANYDRITIQUE, à travers les terrains de surface qui présentent des risques majeurs de pertes et d'éboulement des parois et affecte la sécurité et la durée de réalisation des puits et réduire les conséquences de ces problèmes, on ajoute une section supplémentaire pour isoler la formation MOIO-PLIOCENE.

En termes de coût, l'architecture proposée présente un gain estimé à 6% par rapport à l'architecture actuelle, en prenant en considération les 5 jours seulement des NPT, qui sont dues aux problèmes rencontrés durant la réalisation de l'architecture actuelle.

L'architecture proposée ne doit être envisagé que lorsque la zone présente un risque potentiel de perte virulente et l'épaisseur de la formation non consolidée MIO-PLIOCENE est supérieure à 150m.

Conclusion général

Les tests réalisés au niveau des réservoirs du périmètre de TOUGGOURT EST indiquent une richesse en hydrocarbures et encourage à les exploiter, malheureusement il y a des difficultés de forage, surtout dans les formations de surface à cause de leurs épaisseurs et leurs natures, ce qui produit des changements sur l'architecture des puits forés et qui peuvent mener à l'abandon définitif du forage.

La majorité de ces difficultés sont rencontrées dans la partie nord du périmètre de TOUGGOURTEST, la nature des formations est la cause des problèmes tel que le bourrage, les problèmes de passage dans toutes les formations de surface surtout en face des zones colmatées par les bouchons, des pertes suivies parfois par des coincement et éboulement des formations non consolidées.

Le grand problème rencontré dans les terrains de surface c'est l'éboulements des terrains non consolidés suit aux pertes totales dans les formations carbonatées fracturées de l'EOCENE et le SENONIEN CARBONATE.

Il est possible d'éviter les pertes dans la formation MIO-PLIOCENE et EOCEN avec un avancement permettant de donner un ECD qui ne dépasse pas les valeurs 1.12SG, 1.09 SG respectivement, par contre les pertes dans la formation SENONIEN CARBONATE sont très difficile à éviter car elles sont liées à sa nature et non pas aux paramètres du forage utilisé ni à l'excès de la pression exercée.

La difficulté de colmatage des pertes et les éboulements des parois présents dans les puits où l'épaisseur de la formation MIO-PLIOCENE est grande et dont l'isolation n'est pas complète, alors le forage en une seule phase menace la sécurité des puits et affecte la durée de réalisation.

Donc, Pour minimiser les conséquences et isoler complètement la formation MIO-PLIOCENE, Jusqu'à présent, le forage en 36'' et tuber en 30'' reste applicable. Seulement le tube guide 30'' de poids nominal égal à 157.6 lb/ft n'est pas favorable pour sa descente au-delà de 150m à cause de ses caractéristiques mécaniques faibles.

L'architecture proposée et l'ajout d'une section supplémentaire permet l'isolation complète de la formation MIO-PLIOCENE, à savoir, poser le tubage 18 5/8" à 50m dans la formation SENONIEN ANHYRITIQUE.

En termes de coût, l'architecture proposée présente un gain estimé à 12% par rapport à l'architecture actuelle, en prenant en prenant considération 5 jours seulement des NPT, qui sont dues aux problèmes rencontrés durant la réalisation de l'architecture actuelle.

L'architecture proposée ne doit être envisagé que lorsque la zone présente un risque potentiel de perte virulente et l'épaisseur de la formation non consolidée MIO-PLIOCENE est supérieure à 150m.

Recommandations

- Garder un ECD inférieur à 1.12 SG au cours de forage dans la formation MIO-PLIOCENE ;
- Garder un ECD inférieur à 1.09 SG au cours de forage dans la formation EOCENE ;
- Eviter la reprise brutale lors de pompage ;
- Descendre lentement la BHA (ou tubage) pour éviter d'exercer une surpression sur la formation ;
- Remonter la BHA immédiatement lors la perte totale pour éviter le coincement de BHA ;
- Isoler complètement de la formation MIO-PLIOCENE pour éviter l'éboulement et rendre facile le colmatage les pertes ;
- Faire un contrôle de trou avant la descente du tubage ;
- Utiliser anti-bourrage pour éviter le bourrage ;
- En cas de bourrage, remonter la BHA lentement pour éviter la dépression.

Bibliographie

- [1] Formulaire du foreur édition
- [2] Manuel de calcul des tubages SONATRACH
- [3] Rapport implantation: RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS-1.
- [4] Programmes de Forage SH-Division forage: RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS-1.
- [5] Rapports Journaliers (DDR) SH-Division forage: RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS-1.
- [6] Rapports Journaliers (Fluid de forage) SH-Division forage: RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS-1.
- [7] Bits Record: RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS-1.
- [8] Rapports fin de puit RAA-2, E-RAA-1, N-RAA-1, W-RAA-1, S-RAA-1, RAMA-1, ERAMA-1, NBOG-1, NBOG-1 Bis, HTA-1, HTA-1 Bis, DADS
- [9] Programmes de cimentation BJSP-NBS-
- [10] Caret géographique

