

Université Kassdi Merbah – Ouargla

Faculté des Hydrocarbures, des Énergies Renouvelables, des Sciences de la Terre et de l'Univers

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

Mémoire de Fin d'Études

Pour l'obtention du diplôme de Master en Géologie des Hydrocarbures

THÈME

Analyse et traitement du problème de perte de la boue de forage dans un puits de pétrole pendant le forage

Préparé par :

Djeddi Abd Elfettah
Ziouane Marouane
Djarmoun Fares

Encadrante :

Dr Nemer Zoubida

Jury:

Pr Djeddi Mohamed
Pr Belekseir Mohamed Salah
Dr Nemer Zoubida

Président
Examineur
Encadrante

Remerciements

Nous remercions tout d'abord Dieu Tout-Puissant de nous avoir accordé la force et la volonté de mener à bien ce modeste travail.

Nous adressons nos sincères remerciements à notre encadrante, Dr Nemer Zoubida, pour son aide précieuse, ses conseils avisés et son soutien constant tout au long de ce projet.

Nous tenons à remercier les membres et les travailleurs de la direction des laboratoires et de la bibliothèque centrale, dont les efforts et les informations partagés nous ont permis d'approfondir notre expertise dans le domaine des hydrocarbures.

Nos remerciements s'adressent également à l'ensemble du personnel de la plateforme de forage ENF-39 sur le champ d'Amguid Messaoud, pour leur accueil et leur disponibilité lors de notre stage de terrain.

Enfin, nous remercions tous nos enseignants et collègues pour leur soutien moral et académique tout au long de cette formation.

Djeddi Abd Elfettah
Ziouane Marouane
Djarmoun Fares

Résumé

Ce mémoire traite du problème de la perte de boue de forage dans les puits de pétrole, à partir d'une étude de cas réelle réalisée sur le puits BRSN-1 (Bir Sebaa Nord 1), situé sur le champ d'Amguid Messaoud, dans le bassin de Ouargla, Algérie. Après avoir présenté les généralités géologiques du champ d'Amguid Messaoud, le mémoire examine les principaux problèmes rencontrés lors du forage, puis consacre un chapitre central à la boue de forage dans sa globalité : ses rôles, son cycle de circulation, ses méthodes de surveillance et les mécanismes de sa perte.

L'étude de cas du puits BRSN-1, foré à partir de janvier 2026, illustre concrètement ces phénomènes. Des pertes partielles ont été enregistrées entre 13 et 146 m, traitées par 420 kg de paillettes de mica. Des pertes totales ont été constatées à 376–386 m (dolomie calcaire vugulaire, 3 bouchons de ciment) et à 908 m (calcaire caverneux, 10 bouchons de ciment, arrêt de 12 jours).

Mots-clés : boue de forage, perte de circulation, Amguid Messaoud, BRSN-1, LCM, bouchon de ciment, carbonates, fractures.

Abstract

This thesis addresses the issue of drilling mud loss in oil wells, based on a real-world case study conducted on the BRSN-1 (Bir Sebaa Nord 1) well, located in the Amguid Messaoud field in the Ouargla Basin, Algeria. After presenting the general geological characteristics of the Amguid Messaoud field, the thesis examines the main problems encountered during drilling, then devotes a central chapter to drilling mud as a whole: its roles, its circulation cycle, its monitoring methods, and the mechanisms of its loss.

The case study of well BRSN-1, drilled starting in January 2026, provides a concrete illustration of these phenomena. Partial losses were recorded between 13 and 146 m, treated with 420 kg of mica flakes. Total losses were observed at 376–386 m (vugular dolomitic limestone, 3 cement plugs) and at 908 m (cavernous limestone, 10 cement plugs, 12-day shutdown).

Keywords: drilling mud, loss of circulation, Amguid Messaoud, BRSN-1, LCM, cement plug, carbonates, fractures.

ملخص

تتناول هذه الأطروحة مشكلة فقدان طين الحفر في آبار النفط، انطلاقاً من دراسة حالة حقيقية على بئر BRSN-1 (بئر سباع شمال 1)، الواقع في حقل أمغيد مسعود، في حوض ورقلة، الجزائر. بعد عرض الخصائص الجيولوجية العامة لحقل أمغيد مسعود، تتناول هذه الأطروحة المشاكل الرئيسية التي واجهت عملية الحفر، ثم تخصص فصلاً رئيسياً لطين الحفر بشكل عام: أدواره، ودورة تدفقه، وطرق مراقبته، وآليات فقدانه.

وتوضح دراسة حالة البئر BRSN-1، الذي بدأ حفره في يناير 2026، هذه الظواهر بشكل ملموس. وقد سُجلت خسائر جزئية بين عمق 13 و146 مترًا، عُولِجت باستخدام 420 كجم من رقائق الميكا. وقد لوحظت خسائر كاملة عند عمق 376-386 مترًا (دولوميت كلسية مجوفة، 3 سدادات أسمنتية) وعند عمق 908 أمتار (كلسية كهفية، 10 سدادات أسمنتية، توقف لمدة 12 يومًا).

الكلمات المفتاحية: طين الحفر، فقدان الدوران، أمغيد مسعود، LCM، BRSN-1، سدادة الأسمنت، الكربونات، الشقوق.

Sommaire

Introduction.....	9
Chapitre I : Généralités sur le champ d'Amguid Messaoud	11
1. Historique du champ.....	11
2. Situation du champ.....	11
2.1 Situation géographique	11
2.2 Description géologique.....	12
3.1 Le Paléozoïque (socle et réservoir).....	13
3.2 La Discordance Hercynienne	13
3.3 La couverture Mésocénozoïque	14
4. Genèse et origine de l'huile	14
5. Lien entre la géologie du champ et les risques de perte de boue	14
6. Pétrrophysique des réservoirs cambriens.....	14
9. Synthèse du risque géologique pour le forage.....	15
10. Les formations évaporitiques et leurs impacts sur le forage.....	16
Chapitre II : Généralités sur le forage pétrolier et ses problèmes	17
1. Introduction	17
2.1 Équipements principaux.....	17
2.2 Le train de sonde	19
2.3 Les phases de forage et le programme de tubage	19
3. Problèmes mécaniques	19
3.1 Tuyau de forage coincé.....	19
4.1 Instabilité de la paroi du puits.....	20
5. Autres problèmes opérationnels	21
6. Problèmes hydrauliques	21
6.1 Contamination de la boue de forage	21
7. La fenêtre de forage et son importance	21
8. Le contrôle de puits : prévention des éruptions.....	22
10. Les diagrapies et mesures en cours de forage	22
Chapitre III : La boue de forage et le problème de perte de circulation.....	23
1. Définition et composition de la boue de forage	23
2. Les principaux rôles de la boue de forage	23
2.1 Nettoyage du puits	23
2.2 Maintien des débris en suspension	24
2.3 Maintien de la stabilité du puits et isolation des formations	24
2.4 Refroidissement, lubrification et prévention de la corrosion.....	24
3. Cycle de la boue et utilisation des déblais	25
4. Surveillance et contrôle de la boue.....	25
4.1 Contrôle du volume dans les réservoirs	25

4.2 Contrôle de la densité et de la pression	26
6. Mécanismes géologiques à l'origine des pertes.....	27
6.1 Gravieres et sables non consolidés	27
6.2 Calcaires et dolomies vugulaires et caverneux	27
6.3 Fractures naturelles et induites	27
11. Calcul et gestion de la densité de la boue	28
12. Interactions chimiques entre la boue et les formations	28
13. Gestion environnementale des boues et des déblais.....	29
Chapitre IV : Étude de cas réelle de pertes de boue sur le puits BRSN-1	30
1. Présentation du puits BRSN-1.....	30
1.1 Données générales.....	30
1.2 Objectifs du forage.....	30
2. Prévisions des ingénieurs concernant les zones de perte	30
3. Types et profondeurs des pertes observées.....	32
3.1 Perte partielle entre 13 et 146 m	32
3.2 Perte totale entre 376 et 386 m.....	32
3.3 Perte totale à partir de 908 m.....	32
4.1 Pertes partielles entre 13 et 146 m	33
4.2 Perte totale entre 376 et 386 m.....	34
4.3 Perte totale à partir de 908 m.....	34
5. Bilan comparatif prévisions versus réalité	34
6. Matériaux de colmatage modernes.....	34
8. Analyse détaillée des courbes de forage lors des pertes	35
9. Procédure détaillée de cimentation des pertes	35
10. Évaluation de l'efficacité des traitements appliqués	36
11. Impact économique et opérationnel des pertes	36
12. Leçons apprises et recommandations pour les futurs forages	37
13. Analyse comparative avec des cas similaires en Algérie	37
14. Perspectives d'amélioration pour les futurs forages du champ	38
Conclusion Générale	39
Principaux résultats	39
Limites du travail	39
Recommandations	40
Références bibliographiques.....	41

Liste des figures

Figure 1: Carte de localisation du champ d'Amguid Messaoud.	12
Figure 2: Modélisation schématique de l'appareil de forage	18
Figure 3: Image réelle de l'appareil de forage ENF-39 sur le site du puits BRSN-1	18
Figure 4: Système de tubage du puits BRSN-1	19
Figure 5: Modélisation de l'effondrement des parois de puits	20
Figure 6: Processus de remontée des déblais à l'aide de boue de forage	24
Figure 7: Échantillons de roche séchée et sacs d'échantillons, puits BRSN-1	25
Figure 8: Interface du logiciel WellWizard illustrant la surveillance des volumes de boue	26
Figure 9: Appareil de mesure de la densité de la boue de forage (mud balance).	26
Figure 10: Plan prévisionnel du puits BRSN-1 : événements bien attendus incluant les zones de perte prévues. (ENAFOR 2026°)	31
Figure 11: MASTERLOG du puits BRSN-1 : profondeur de 360 à 400 m (perte totale à 376 m, dolomie calcaire). (ENAFOR, 2026)	32
Figure 13: MASTERLOG du puits BRSN-1 : profondeur de 900 à 950 m (perte totale à 908 m, calcaire caverneux) (ENAFOR, 2026)	33
Figure 12: Monitoring en temps réel du puits BRSN-1 lors de la perte de boue de forage à 908 m. (ENAFOR, 2026)	33

Liste des tableaux

Tableau 1: Tableau stratigraphique synthétique du puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)	13
Tableau 2: Boues de forage utilisées par phase sur le puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)	23
Tableau 3: : Propriétés de la boue de forage — phase 32" — puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026) ..	24
Tableau 4: Classification de la gravité des pertes de boue de forage. (Mitchell et Miska, 2011):...	27
Tableau 5: Classification des pertes de boue de forage avec solutions optimales. (M-I SWACO/Schlumberger, 2012)	28
Tableau 6: Fiche technique du puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)	30
Tableau 7: Densité du séparateur , perte totale entre 376 et 386 m. (ENAFOR, 2026)	34
Tableau 8: Densité du séparateur, perte totale à partir de 908 m (ENAFOR, 2026)	34
Tableau 9: Comparaison entre les prévisions et les événements réels sur le puits BRSN-1. (ENAFOR et SH Exploration, 2026)	34
Tableau 10: Comparatif des matériaux de colmatage modernes et traditionnels. (SPE Journal of Petroleum Technology, 2023)	35

Liste des abréviations

BHA :	Bottom Hole Assembly : ensemble d'outils situés en bas du train de sonde
HPHT :	High Pressure High Temperature : conditions de haute pression et haute température
LCM :	Lost Circulation Materials : matériaux utilisés pour colmater les pertes de boue
LOT :	Leak-Off Test : test de détermination de la pression de fracturation
NPT :	Non-Productive Time : temps improductif pendant le forage
OBM :	Oil-Based Mud : boue de forage à base d'huile
RPM :	Revolutions Per Minute : tours par minute (vitesse de rotation)
SPE :	Society of Petroleum Engineers
WBM :	Water-Based Mud : boue de forage à base d'eau
WOC :	Waiting on Cement : temps d'attente de durcissement du ciment

Introduction

L'industrie pétrolière moderne évolue dans un contexte marqué par une demande énergétique croissante, une pression économique importante et des exigences techniques de plus en plus complexes. Dans ce cadre, le forage des puits pétroliers constitue une étape fondamentale de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures. Cependant, cette opération demeure confrontée à de nombreux problèmes techniques susceptibles d'affecter la sécurité des opérations, les coûts de production ainsi que la rentabilité des projets pétroliers. Parmi ces difficultés, les pertes de boue de forage représentent l'un des problèmes hydrauliques les plus critiques et les plus coûteux rencontrés durant les opérations de forage. Selon [Bourgoyne et al. \(1986\)](#), les pertes de circulation peuvent provoquer des retards considérables, une augmentation importante des coûts opérationnels, des instabilités de puits, voire dans certains cas la perte totale du forage.

La perte de boue correspond à l'infiltration partielle ou totale du fluide de forage dans les formations géologiques traversées. Ce phénomène survient généralement lorsque la pression hydrostatique exercée par la boue dépasse la pression de fracture de la formation ou lorsque le puits traverse des niveaux hautement perméables, fracturés, caverneux ou non consolidés. Les conséquences de ces pertes sont multiples : diminution du niveau de boue dans le puits, perte du contrôle hydraulique, risques de venues de fluides, endommagement des formations productrices, augmentation du temps non productif (NPT) et consommation excessive de matériaux de traitement. Ainsi, la maîtrise des pertes de circulation constitue aujourd'hui un enjeu stratégique majeur pour l'industrie pétrolière mondiale ([Nelson & Guillot, 2006](#)).

En Algérie, plusieurs bassins pétroliers présentent des conditions géologiques favorables à l'apparition de pertes de boue, notamment le bassin d'Amguid Messaoud, reconnu pour sa complexité structurale et lithologique. Des études antérieures ont démontré que ce problème constitue une contrainte récurrente dans cette région, affectant directement les performances de forage et les coûts d'exploitation ([Laouini et al., 2025](#)). Le champ d'Amguid Messaoud occupe une place stratégique dans l'industrie pétrolière algérienne en raison de l'importance de ses réserves en hydrocarbures et de sa contribution à la production nationale. Toutefois, les formations géologiques rencontrées dans ce champ présentent plusieurs caractéristiques défavorables au forage, notamment la présence de carbonates vulgaires, de réseaux de fractures naturelles, de zones fortement fissurées ainsi que de couches sableuses non consolidées. Ces particularités géologiques favorisent les pertes de circulation et compliquent considérablement les opérations de forage ([Zhang et al., 2024](#)).

Dans le cadre de cette étude, nous avons eu l'opportunité d'effectuer un stage pratique sur le champ d'Amguid Messaoud, plus précisément sur la plateforme de forage *ENF-39*. Cette expérience de terrain nous a permis d'observer directement les différentes opérations de forage et de comprendre les difficultés techniques rencontrées en temps réel, notamment les problèmes liés aux pertes de boue ([ENAFOR, 2026](#)). Le contact direct avec les équipes de forage, les ingénieurs de boue et les superviseurs de chantier a permis d'acquérir une vision pratique des mécanismes de pertes de circulation ainsi que des différentes méthodes de prévention et de traitement appliquées sur le terrain.

Le puits BRSN-1 a été retenu comme cas d'étude principal de ce mémoire en raison de la diversité des formations géologiques traversées et de la fréquence des épisodes de pertes observés durant les opérations de forage. Ce puits constitue un exemple représentatif des difficultés rencontrées dans le bassin d'Amguid Messaoud et offre un cadre particulièrement pertinent pour l'analyse des

phénomènes de pertes de circulation. Les données recueillies au cours du forage permettent d'étudier les conditions d'apparition des pertes, leurs impacts sur les opérations ainsi que l'efficacité des solutions techniques mises en œuvre pour leur traitement.

La problématique centrale de cette étude peut être formulée comme suit : comment identifier, anticiper et traiter efficacement les pertes de boue de forage dans des formations géologiques complexes, à partir de l'exemple concret du puits BRSN-1 dans le champ d'Amguid Messaoud ? Cette problématique soulève plusieurs interrogations secondaires : quels sont les principaux facteurs géologiques et opérationnels responsables des pertes observées ? Quels types de pertes ont été rencontrés au cours du forage ? Quelles méthodes de prévention et de traitement ont été utilisées sur le terrain ? Enfin, dans quelle mesure les solutions appliquées ont-elles permis de limiter les conséquences techniques et économiques des pertes de circulation ?

L'intérêt scientifique de cette étude réside dans l'analyse détaillée d'un cas réel de pertes de boue dans un contexte géologique complexe. Cette recherche contribue à une meilleure compréhension des mécanismes de pertes rencontrés dans les formations du bassin d'Amguid Messaoud et met en évidence les relations existantes entre les caractéristiques géologiques des formations traversées et les comportements hydrauliques observés durant le forage. De plus, cette étude présente un intérêt pratique important pour les ingénieurs de forage et les opérateurs pétroliers, car elle permet d'évaluer l'efficacité des techniques de traitement utilisées sur le terrain et de proposer des recommandations susceptibles d'améliorer la gestion future des pertes de circulation ([Rabia, 2002](#)).

La pertinence de ce travail se justifie également par les enjeux économiques considérables associés aux pertes de boue. En effet, les coûts générés par ces incidents incluent non seulement la perte de fluide de forage, mais également les arrêts de chantier, les opérations de traitement, les risques de coincement des garnitures et les retards de production. Dans un contexte où l'optimisation des coûts et l'amélioration des performances opérationnelles deviennent essentielles pour l'industrie pétrolière, la maîtrise des pertes de circulation représente un objectif prioritaire. Ainsi, cette étude vise à apporter une contribution technique susceptible d'aider à réduire les risques opérationnels et à améliorer l'efficacité des opérations de forage dans les champs pétroliers algériens ([Aadnøy & Chenevert, 1987](#)).

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres principaux. Le premier chapitre présente les généralités sur le champ d'Amguid Messaoud, notamment son contexte géographique, géologique et stratigraphique. Le deuxième chapitre traite des généralités sur le forage pétrolier, les équipements utilisés ainsi que les principaux problèmes rencontrés durant les opérations de forage. Le troisième chapitre est consacré à la boue de forage et au problème des pertes de circulation ; il aborde les rôles de la boue, son cycle, les mécanismes de pertes ainsi que les différentes solutions de traitement existantes. Enfin, le quatrième chapitre présente l'étude de cas du puits BRSN-1, à travers l'analyse des pertes observées sur le terrain et l'évaluation des solutions appliquées durant les opérations de forage.

Chapitre I : Généralités sur le champ d'Amguid Messaoud

1. Historique du champ

Avant la découverte officielle du champ d'Amguid Messaoud, plusieurs campagnes d'exploration géologique et géophysique ont été réalisées dans le bassin de Ouargla afin d'identifier les structures favorables à l'accumulation des hydrocarbures. Des études sismiques 2D puis 3D ont été menées pour mieux comprendre l'architecture structurale de la région et localiser les pièges pétroliers associés aux formations cambro-ordoviciennes profondes. Ces investigations ont permis de mettre en évidence la présence de structures anticlinales complexes ainsi que de systèmes de failles susceptibles de favoriser la migration et le piégeage des hydrocarbures.

La principale difficulté rencontrée lors de ces travaux résidait dans la profondeur importante des réservoirs ciblés ainsi que dans la complexité géologique des formations traversées. En effet, les structures du bassin ont été fortement affectées par plusieurs phases tectoniques successives, notamment la phase hercynienne, qui a provoqué des mouvements de blocs, des failles profondes et une importante érosion régionale ([Sonatrach/Exploration, 2013](#)).

En 2013, Sonatrach a annoncé officiellement la [découverte d'importantes accumulations d'hydrocarbures dans la région d'Amguid Messaoud](#). Cette découverte a constitué un événement majeur pour l'industrie pétrolière algérienne, puisqu'elle a confirmé que le bassin de Ouargla conservait encore un potentiel d'exploration significatif malgré plusieurs décennies d'exploitation intensive. À la suite de cette découverte, plusieurs puits d'exploration et d'appréciation ont été forés afin de délimiter l'étendue des réservoirs et d'évaluer leurs capacités de production.

Les premières estimations des réserves en place ont été jugées particulièrement prometteuses, justifiant le lancement d'un vaste programme de développement et d'exploration complémentaire. Les campagnes de forage ont également permis de mieux caractériser les propriétés pétrophysiques des réservoirs cambriens ainsi que les contraintes géologiques et opérationnelles associées au forage dans cette région.

2. Situation du champ

2.1 Situation géographique

Le champ d'Amguid Messaoud s'inscrit dans le contexte géologique du bassin de Ouargla, l'un des bassins sédimentaires les plus productifs d'Algérie. Ce bassin renferme plusieurs gisements majeurs tels que Hassi Messaoud, El Borma et Haoud Berkaoui, qui contribuent de manière significative à la [production nationale d'hydrocarbures](#).

La région d'Amguid Messaoud couvre une superficie d'environ 157 793,38 km² et se situe au cœur du Sahara algérien, à environ 112 km au sud-est de Hassi Messaoud, principal centre pétrolier du pays ([Fig.1](#)). Cette localisation confère au champ une importance stratégique en raison de sa proximité avec les infrastructures pétrolières existantes, notamment les réseaux de collecte, les pipelines et les installations de traitement.

Sur le plan logistique, cette position géographique facilite considérablement les opérations de forage et de développement des puits. La proximité des infrastructures de Hassi Messaoud permet une réduction des coûts de transport des équipements, des fluides de forage et des matériaux nécessaires aux opérations pétrolières. Le puits BRSN-1, objet principal de cette étude, s'inscrit dans ce programme d'exploration visant à confirmer le potentiel du champ et à optimiser son développement futur ([ENAFOR, 2026](#)).

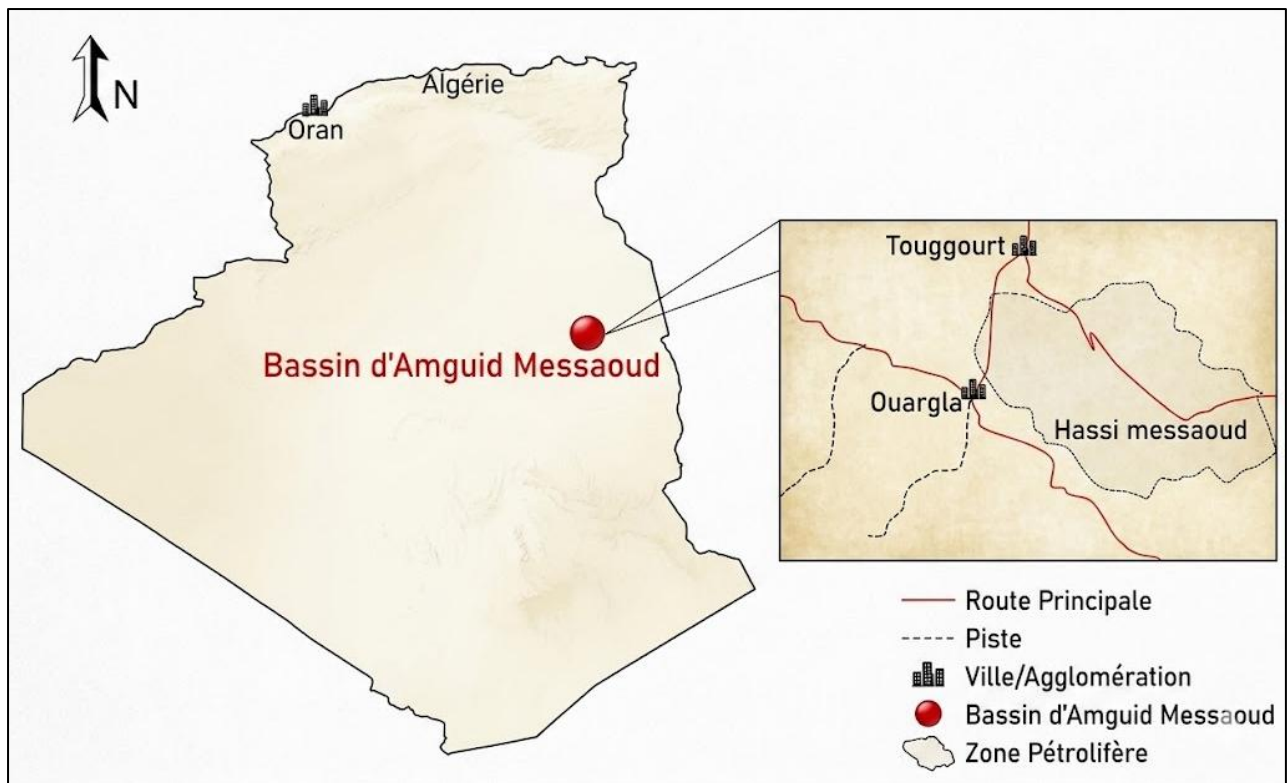


Figure 1: Carte de localisation du champ d'Amguid Messaoud.

2.2 Description géologique

Le champ d'Amguid Messaoud est caractérisé par une structure anticlinale majeure orientée globalement nord-sud, mise en place lors des mouvements tectoniques hercyniens ayant affecté le Sahara septentrional au Paléozoïque supérieur (Zazoun, R. S. 2023). Cette structure est compartimentée par un réseau complexe de failles normales et inverses qui contrôlent à la fois la géométrie des réservoirs et la migration des hydrocarbures.

L'anticlinal d'Amguid Messaoud constitue un piège structural favorable à l'accumulation des hydrocarbures dans les formations cambro-ordoviciennes profondes. La structure a subi plusieurs phases tectoniques successives ayant entraîné des épisodes de fracturation, de soulèvement et d'érosion régionale (Knudsen, H. W. 1985).

Les formations géologiques rencontrées dans le champ présentent une grande diversité lithologique, comprenant des niveaux gréseux, carbonatés, argileux et évaporitiques. Cette diversité explique la complexité des opérations de forage ainsi que les nombreux problèmes rencontrés, notamment les pertes de circulation, les instabilités de parois et les phénomènes de coincement des garnitures.

3. Stratigraphie du champ

La stratigraphie du champ d'Amguid Messaoud est caractérisée par une succession sédimentaire très épaisse allant du Paléozoïque au Cénozoïque. Cette série stratigraphique est marquée par une importante discordance hercynienne résultant d'un épisode majeur d'érosion tectonique ayant affecté le bassin durant le Carbonifère supérieur (ENAFOR, 2026).

Deux grands ensembles stratigraphiques peuvent être distingués :

- un ensemble paléozoïque profond contenant les principaux réservoirs d'hydrocarbures ;
- une couverture méso-cénozoïque composée essentiellement de formations carbonatées, évaporitiques et détritiques.

Le tableau suivant présente la colonne stratigraphique simplifiée du puits BRSN-1, représentative du champ d'Amguid Messaoud.

Tableau 1: Tableau stratigraphique synthétique du puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)

Ère	Système	Formation	Prof. (m)	Ép. (m)	Lithologie
Cénozoïque	Tertiaire	Mio-Pliocène	10–261	251	Sable blanc jaunâtre fin à moyen, avec passées d'argile
		Éocène	261–355	94	Anhydrite blanche, gypse, argiles et sable translucide
Mésozoïque	Crétacé	Sénonien Carbonaté	355–510	155	Calcaires dolomitiques blancs et dolomie calcaire blanc beige
		Sénonien Anhydritique	510–845	335	Anhydrite et dolomie
		Sénonien Salifère	Nd	Nd	Sel massif incolore à blanc
		Turonien	845–944	99	Calcaires dolomitiques avec passées d'argiles
		Cénomanién	944–1162	218	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne
		Albien	1162–1377	215	Grès fin à moyen, argile et sable grossier
		Aptien–Barrémien	1377–1692	315	Dolomie, marne, sable fin à grossier et anhydrite
		Néocomien	1692–1964	272	Alternance d'argile et de grès fin
	Jurassique	Malm–Dogger	1964–2410	446	Argile silteuse, dolomie, calcaire, marne et anhydrite
		Lias (S1–S4)	2825–3578	753	Sel gemme, anhydrite et argile en alternances
Paléozoïque	Trias	T1+T2 et Série Inf.	3612–3710	98	Grès, argiles silteuses, dolomie et roches éruptives
	Ordovicien	Unités III-1 a/b/c	3797–3972	175	Grès gris, argiles grises à noires, silteuses et micacées
	Cambrien	Ri et Ra	3972–4100	128	Grès blanc fin à grossier avec passées d'argiles (profondeur finale : 4100 m)

3.1 Le Paléozoïque (socle et réservoir)

Le socle précambrien est constitué principalement de roches magmatiques et métamorphiques telles que les granites et les rhyolites. Au-dessus repose la série cambro-ordovicienne qui contient les principaux réservoirs pétroliers du champ.

Les réservoirs cambriens sont subdivisés en plusieurs unités productrices, notamment les zones R3, R2, Ri et Ra. Parmi celles-ci, la zone Ra constitue généralement le principal niveau producteur grâce à ses propriétés pétrophysiques favorables. Ces réservoirs sont composés essentiellement de grès quartzitiques présentant une bonne perméabilité et une porosité efficace relativement élevée.

3.2 La Discordance Hercynienne

La discordance hercynienne représente l'un des éléments structuraux majeurs du bassin d'Amguid Messaoud. Durant le Carbonifère, les mouvements tectoniques hercyniens ont provoqué un soulèvement régional suivi d'une intense phase d'érosion ayant entraîné la disparition de plusieurs milliers de mètres de sédiments, notamment les séries siluriennes et dévoniennes.

Ainsi, dans plusieurs secteurs du bassin, le Trias repose directement sur les formations cambro-ordoviciennes. Cette discordance joue un rôle fondamental dans la configuration des pièges pétroliers ainsi que dans la mise en place des couvertures étanches nécessaires à la conservation des hydrocarbures.

3.3 La couverture Mésocénozoïque

La couverture méso-cénozoïque est dominée par des séries évaporitiques, carbonatées et détritiques. Les formations triasiques, composées principalement de sel gemme et d'anhydrite, constituent la roche couverture principale du système pétrolier (seal), empêchant la migration des hydrocarbures vers la surface

Les séries jurassiques et crétacées comprennent des alternances de calcaires, dolomies, marnes, anhydrites et grès. Les niveaux du Turonien et du Sénonien présentent localement des phénomènes de dissolution et de fracturation responsables de nombreuses pertes de boue lors des opérations de forage

4. Genèse et origine de l'huile

Les hydrocarbures du champ d'Amguid Messaoud proviennent principalement des argiles riches en matière organique du Silurien inférieur (Gothlandien), déposées dans un environnement marin anoxique favorable à la préservation de la matière organique

Ces roches mères, riches en kérogène de type II, ont généré d'importantes quantités d'huile et de gaz sous l'effet de l'enfouissement progressif et de l'augmentation du gradient géothermique ([Tissot & Welte, 1984](#)). Une fois générés, les hydrocarbures ont migré à travers les réseaux de fractures et de failles pour s'accumuler dans les grès cambriens réservoirs.

Le système pétrolier est ensuite scellé par les niveaux évaporitiques triasiques et liasiques qui assurent la conservation des accumulations d'hydrocarbures depuis plusieurs millions d'années ([Hassaine, M. 2020](#))

5. Lien entre la géologie du champ et les risques de perte de boue

Les caractéristiques géologiques du champ d'Amguid Messaoud jouent un rôle déterminant dans l'apparition des pertes de circulation rencontrées durant le forage. Les formations carbonatées du Sénonien et du Turonien présentent fréquemment des cavités, des vugs et des fractures naturelles pouvant absorber rapidement de grandes quantités de boue de forage ([ENAFOR, 2026](#)).

Les formations sableuses superficielles du Mio-Pliocène et de l'Éocène sont également responsables de pertes partielles en raison de leur forte perméabilité et de leur faible degré de consolidation. Les réseaux de fractures hérités des épisodes tectoniques hercyniens et mésozoïques aggravent davantage ces phénomènes en créant des chemins préférentiels pour la circulation des fluides ([Ezeakacha et al., 2018](#)).

Ces conditions géologiques expliquent pourquoi le champ d'Amguid Messaoud constitue un environnement particulièrement complexe pour les opérations de forage.

6. Péetrophysique des réservoirs cambriens

Les réservoirs cambriens du champ présentent des propriétés péetrophysiques favorables à l'accumulation des hydrocarbures. La zone Ra, principal réservoir producteur, est constituée de grès quartzitiques à grains moyens à grossiers dont la porosité efficace varie généralement entre 8 % et 14 %, tandis que la perméabilité peut atteindre localement 200 mD ([Hassaine, M. 2020](#))

La zone Ri présente une porosité légèrement plus faible, comprise entre 6 % et 10 %, mais conserve une perméabilité satisfaisante permettant une bonne circulation des fluides dans le réservoir. La saturation en eau irréductible reste relativement faible, généralement inférieure à 25 %, traduisant une bonne qualité réservoir.

Les processus diagénétiques tels que la compaction, la cimentation et la dissolution ont toutefois créé une forte hétérogénéité verticale et latérale des propriétés pétrophysiques. Cette hétérogénéité influence directement le comportement hydraulique des formations lors du forage

7. Régime de pression dans le bassin

Le bassin d'Amguid Messaoud présente globalement un régime de pression hydrostatique normale dans les formations superficielles, avec un gradient de pression de pore moyen compris entre 0,100 et 0,105 psi/ft dans les séries mésozoïques (Benouis et al., 2023).

Dans les formations profondes, notamment les réservoirs cambriens, des surpressions locales peuvent apparaître en raison du confinement des fluides par les argiles siluriennes. Ces surpressions nécessitent une gestion rigoureuse de la densité de la boue afin d'éviter les risques de venue ou de fracturation des formations.

Les formations évaporitiques du Trias et du Jurassique présentent également des comportements mécaniques particuliers liés au fluage du sel. Ces contraintes imposent l'utilisation de boues adaptées et de programmes de tubage spécifiques (ENAFOR, 2026).

8. Tectonique et systèmes de fractures

Le champ d'Amguid Messaoud est affecté par un réseau complexe de failles et de fractures générées lors de plusieurs phases tectoniques successives. Les structures principales héritées de la phase hercynienne contrôlent la géométrie des blocs structuraux ainsi que les mécanismes de migration des hydrocarbures (Mahmoud, H. 2023).

Les formations carbonatées mésozoïques ont également subi des phénomènes de fracturation secondaire associés aux réactivations tectoniques plus récentes. Ces fractures, combinées aux phénomènes de dissolution karstique, sont directement responsables des cavités rencontrées lors du forage du puits BRSN-1, notamment dans les niveaux du Sénonien carbonaté et du Turonien (ENAFOR, 2026).

L'analyse des données sismiques 3D a permis d'identifier plusieurs zones structurales à risque avant le forage. Toutefois, certaines fractures de petite taille restent difficiles à détecter avec précision, expliquant les pertes imprévues observées sur le terrain.

9. Synthèse du risque géologique pour le forage

La L'analyse géologique du champ permet d'identifier plusieurs catégories majeures de risques liés au forage :

- **Risque superficiel (0–300 m)** : pertes partielles dans les formations sableuses non consolidées du Mio-Pliocène et de l'Éocène ;
- **Risque carbonaté (300–1000 m)** : pertes sévères dans les formations fracturées et karstifiées du Sénonien et du Turonien ;
- **Risque évaporitique (1000–3600 m)** : problèmes de stabilité des parois liés au fluage du sel ;
- **Risque de surpression (3600–4100 m)** : surpressions locales dans les réservoirs cambriens pouvant entraîner une fracturation induite.

Cette classification des risques est utilisée dans la conception du programme de forage du puits BRSN-1, notamment pour le choix des densités de boue et des matériaux de colmatage (LCM) adaptés à chaque intervalle (ENAFOR, 2026).

10. Les formations évaporitiques et leurs impacts sur le forage

Les formations évaporitiques du Trias et du Jurassique représentent un défi majeur pour les opérations de forage dans le champ d'Amguid Messaoud. Le sel gemme possède un comportement plastique qui provoque un fluage progressif vers le puits sous l'effet des contraintes géologiques ([Rabia, 2002](#)).

Ce phénomène peut entraîner une réduction du diamètre du puits, des coincements du train de sonde ainsi qu'une déformation du tubage. Afin de limiter ces risques, les boues de forage utilisées dans les sections salifères sont généralement saturées en NaCl pour empêcher la dissolution des parois salines ([Nelson & Guillot, 2006](#)).

Sur le puits BRSN-1, les niveaux salifères les plus épais ont été rencontrés dans les formations du Lias et du Trias. Le forage de ces intervalles a nécessité l'utilisation de boues spécialement formulées ainsi qu'un contrôle rigoureux des paramètres hydrauliques et mécaniques afin d'assurer la stabilité du puits ([ENAFOR, 2026](#)).

.

Chapitre II : Généralités sur le forage pétrolier et ses problèmes

1. Introduction

Le forage pétrolier est une opération industrielle complexe ayant pour objectif d'atteindre les réservoirs d'hydrocarbures situés à plusieurs centaines, voire plusieurs milliers de mètres de profondeur. Cette activité constitue une étape essentielle dans l'exploration et l'exploitation pétrolière, car elle permet non seulement de confirmer la présence des hydrocarbures, mais également de produire les fluides contenus dans les réservoirs géologiques (Rabia, 2002).

Les opérations de forage mobilisent des équipements mécaniques sophistiqués, des fluides spécialement formulés ainsi qu'un personnel hautement qualifié comprenant des ingénieurs, des géologues, des techniciens et des opérateurs spécialisés. La réussite d'un forage dépend de la maîtrise simultanée de plusieurs paramètres mécaniques, hydrauliques, géologiques et sécuritaires (Mitchell & Miska, 2011).

Le forage pétrolier moderne repose sur des technologies avancées permettant de traverser des formations géologiques complexes tout en maintenant la stabilité du puits et la sécurité des opérations. Cependant, malgré ces avancées technologiques, de nombreux problèmes peuvent survenir durant le forage, entraînant des pertes de temps, des surcoûts importants et parfois la perte totale du puits (Bourgoyne et al., 1986).

2. Le processus de forage

2.1 Équipements principaux

L'appareil de forage utilisé sur le puits BRSN-1, la plateforme ENF-39, est équipé de systèmes modernes de levage, de rotation et de circulation permettant d'assurer la continuité et la sécurité des opérations de forage (ENAFOR, 2026). Les principaux équipements de forage comprennent :

- **Le système de levage**

Le système de levage permet la manipulation du train de sonde, des tubages et des équipements lourds. Il comprend : le mât ou derrick, le moufle fixe, le câble de forage, le moufle mobile, le crochet, la tête d'injection.

Ce système assure les opérations de descente et de remontée du train de sonde pendant le forage

- **Le système de rotation**

Le système de rotation transmet l'énergie mécanique au trépan afin de fragmenter les formations rocheuses. Cette rotation peut être assurée soit par la table de rotation, soit par un top drive ou un moteur de fond

- **Le système de circulation**

Le système de circulation assure le pompage et la récupération de la boue de forage. Il comprend: les pompes à boue, le flexible d'injection, la colonne montante, les réservoirs de stockage, les conduites de circulation.

La circulation de la boue permet le nettoyage du fond du puits, le transport des déblais et le contrôle des pressions de formation

- **Le système de traitement des déblais**

Les déblais remontés à la surface sont traités à l'aide de plusieurs équipements. Il comprend des tamis vibrants (shale shakers), dégazeur, hydrocyclones et des centrifugeuses.

Ces équipements permettent de séparer les déblais solides de la boue afin de maintenir les propriétés physiques du fluide de forage

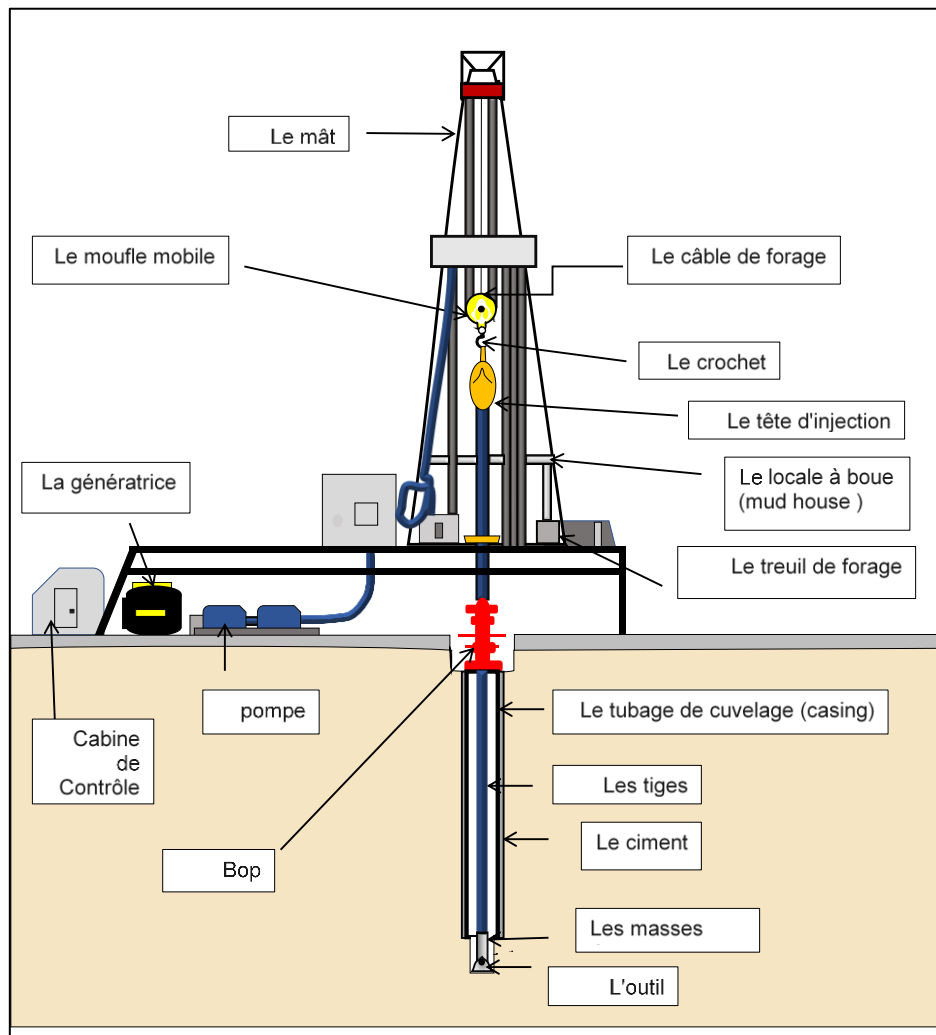


Figure 2: Modélisation schématique de l'appareil de forage



Figure 3: Image réelle de l'appareil de forage ENF-39 sur le site du puits BRSN-1

2.2 Le train de sonde

Le train de sonde (drill string) constitue l'ensemble mécanique reliant la surface au trépan. Il comprend: les tiges de forage (drill pipes), les masses-tiges (drill collars), l'ensemble de fond de puits (BHA – Bottom Hole Assembly) et le trépan. Le train de sonde transmet le poids et la rotation nécessaires à la destruction des formations rocheuses. Le BHA peut également contenir des outils de mesure en temps réel tels que les systèmes MWD et LWD

2.3 Les phases de forage et le programme de tubage

Le forage est réalisé par phases successives, chacune ayant un diamètre de trépan décroissant. À la fin de chaque phase, un tubage est descendu et cimenté afin d'isoler les formations traversées. Le puits BRSN-1 a été foré selon les phases suivantes : 36", 28", 22", 16" et 12¼", avec un tubage de production final de 8½".

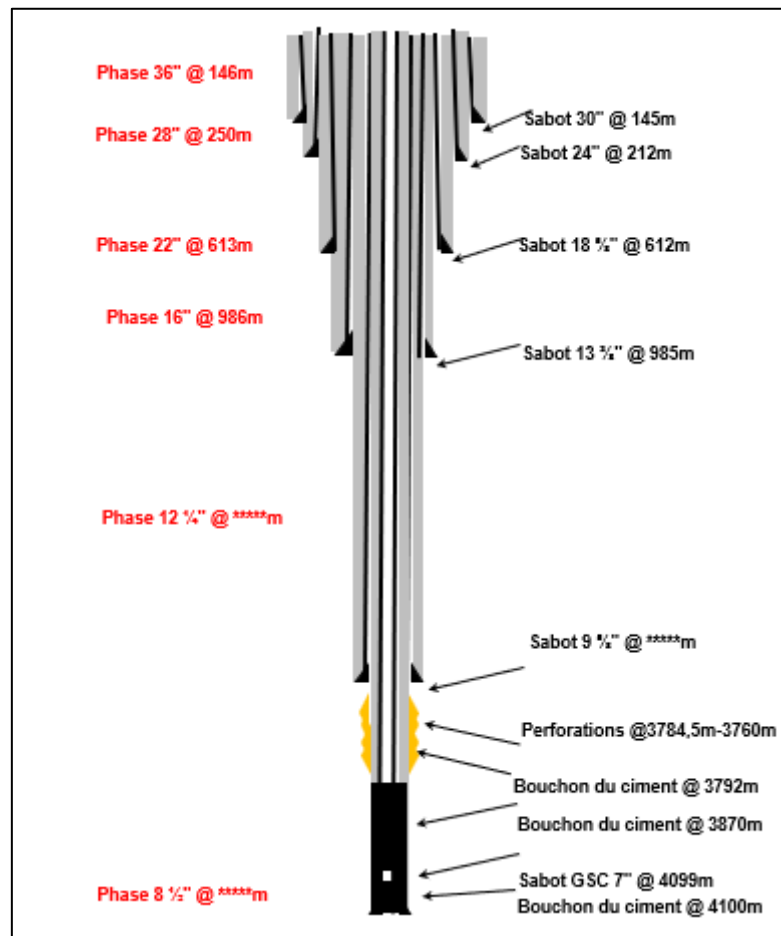


Figure 4: Système de tubage du puits BRSN-1 (ENAFOR, 2026)

3. Problèmes mécaniques

3.1 Tuyau de forage coincé

Le coincement du train de sonde constitue l'un des problèmes mécaniques les plus graves rencontrés lors du forage. Il empêche toute rotation ou déplacement des tiges et peut entraîner l'arrêt total des opérations. Les principales causes de coincement sont :

- l'accumulation des déblais ;
- les rétrécissements du puits ;
- les différentiels de pression ;
- les instabilités de parois ;
- les dépôts de solides.

Ce problème génère des pertes financières importantes dues au temps non productif (NPT) et aux opérations de récupération du matériel coincé (Jackson, R. B., 2014).

3.2 Corrosion et usure de l'outil

Les outils de forage sont soumis à des conditions extrêmes de pression, de température et d'abrasion. Le forage des formations dures provoque une usure progressive du trépan et des équipements mécaniques (Plinninger et al., 2002).

Une vitesse de rotation excessive, un poids important sur le trépan ou des vibrations mécaniques peuvent accélérer cette dégradation. Les fluides corrosifs présents dans certaines formations peuvent également provoquer des phénomènes de corrosion sur les équipements métalliques

4. Problèmes géologiques

4.1 Instabilité de la paroi du puits

L'instabilité des parois constitue un problème fréquent dans les formations argileuses, fracturées ou mal consolidées. Elle peut provoquer des effondrements, des élargissements du trou ou des coincements du train de sonde

La boue de forage joue un rôle essentiel dans la stabilisation des formations grâce à :

- sa pression hydrostatique ;
- ses propriétés rhéologiques ;
- ses additifs inhibiteurs.

Une mauvaise formulation de la boue peut aggraver l'instabilité et entraîner des pertes importantes de temps et de matériel.

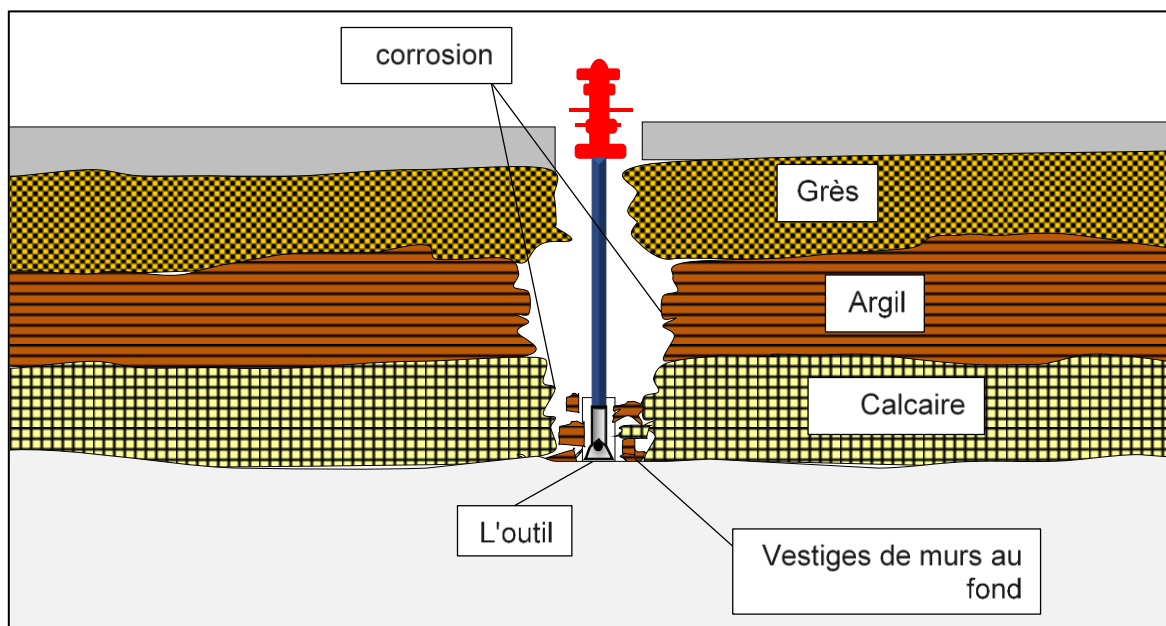


Figure 5: Modélisation de l'effondrement des parois de puits

4.2 Déviation de puits

La déviation du puits correspond à un écart involontaire entre la trajectoire prévue et la trajectoire réelle du forage. Ce phénomène peut être causé par :

- l'hétérogénéité des formations ;
- la différence de dureté entre les couches ;
- une pression excessive sur le trépan ;
- une mauvaise configuration du BHA ;

- l'érosion asymétrique des parois

Dans certains cas, les déviations excessives peuvent compromettre les objectifs géologiques du puits

5. Autres problèmes opérationnels

Les problèmes opérationnels regroupent l'ensemble des difficultés liées à l'organisation et à la gestion du chantier de forage. Parmi les causes les plus fréquentes figurent :

- les erreurs humaines ;
- la formation insuffisante du personnel ;
- les défauts de communication ;
- le choix inadéquat des équipements ;
- les retards logistiques.

Ces facteurs peuvent entraîner des surcoûts importants et augmenter considérablement le temps non productif

6. Problèmes hydrauliques

6.1 Contamination de la boue de forage

La contamination de la boue correspond à l'introduction de substances indésirables modifiant les propriétés physiques et chimiques du fluide de forage ([Khan et al, 2024](#))

Les contaminants les plus fréquents sont le sel, le ciment, le gaz, les déblais fins ou les hydrocarbures.

Cette contamination peut provoquer une augmentation de la viscosité, une dégradation du filtrat ou une perte de stabilité chimique de la boue.

6.2 Perte de boue de forage

La Les pertes de circulation correspondent à l'infiltration partielle ou totale de la boue dans les formations géologiques traversées ([An et al., 2023](#)). Ce problème représente l'un des principaux sujets de cette étude

Les pertes peuvent être :partielles, sévères ou totales. Elles sont généralement associées aux formations fracturées, karstifiées, très perméables et faiblement consolidées.

Une perte de boue non maîtrisée peut conduire à une diminution de la pression hydrostatique; un influx de fluides de formation ; un blowout ou la perte du puits

7. La fenêtre de forage et son importance

La fenêtre de forage, également appelée drilling window ou mud weight window, est la plage de densité de boue acceptable pour forer en sécurité une section donnée du puits ([Wherity et al., 2014](#)). Elle est délimitée inférieurement par la pression de pore (en dessous de laquelle la boue est insuffisamment dense pour contenir les fluides de formation, risquant un kick) et supérieurement par la pression de fracturation (au-dessus de laquelle la boue est trop lourde et fracture les formations, provoquant des pertes de circulation). Dans le puits BRSN-1, la fenêtre de forage varie significativement selon les formations traversées. Dans les couches superficielles (phases 36" et 28"), la fenêtre est large car les pressions de formation sont faibles et la résistance à la fracturation est limitée par la faible consolidation des sédiments. Dans les formations plus profondes et plus compétentes (phases 22" et 16"), la fenêtre se resserre, nécessitant une gestion plus précise de la densité de la boue ([ENAFOR, 2026](#))

L'estimation de la fenêtre de forage repose sur plusieurs sources de données : les données sismiques pour l'estimation des vitesses d'onde (proxy de la pression de pore), les corrélations avec les puits voisins (data des puits Offset : NWBRS-1 ST-3 et BRS-5), les diagraphies en temps réel

(LWD/MWD) et les tests de pressurisation (Leak-Off Test ou LOT, Formation Integrity Test ou FIT). La précision de cette estimation conditionne directement la capacité à éviter les pertes de boue induites.

8. Le contrôle de puits : prévention des éruptions

Le contrôle de puits (well control) est l'ensemble des procédures et équipements mis en place pour détecter et neutraliser les afflux non désirés de fluides de formation (kicks) qui pourraient mener à une éruption (blowout). Il constitue l'un des aspects les plus critiques de la sécurité opérationnelle lors du forage (Yeten et al., 2002)

Les équipements de contrôle de puits comprennent les obturateurs de puits (BOP - Blow Out Preventer), installés en tête de puits et capables de fermer hermétiquement l'espace annulaire en cas d'urgence. Sur le puits BRSN-1, l'équipement BOP est dimensionné pour résister aux pressions maximales attendues dans les formations les plus surpressurées. Les opérateurs sont formés à détecter les signes avant-coureurs d'un kick : augmentation du débit de retour de boue, augmentation du volume dans les bacs actifs, diminution du poids sur l'outil

La relation entre le contrôle de puits et la gestion des pertes de boue est paradoxale : une perte de boue diminue la pression hydrostatique dans le puits, ce qui peut induire un influx de fluides de formation (kick), transformant une situation de perte en situation de contrôle de puits simultanée, le scénario le plus redouté sur un chantier de forage. C'est pourquoi toute perte de boue significative doit être traitée rapidement et efficacement, avant qu'elle ne se transforme en situation de contrôle de puits (Shad et al., 2021).

10. Les diagraphies et mesures en cours de forage

Les diagraphies en cours de forage (LWD - Logging While Drilling et MWD - Measurement While Drilling) permettent d'obtenir des informations en temps réel sur les formations traversées et sur les conditions de forage au niveau du trépan. Ces technologies sont d'une importance capitale pour la gestion des pertes de boue, car elles permettent de détecter les zones fracturées et poreuses avant même que la perte ne se manifeste en surface (Liétard et al., 1999).

Les capteurs LWD/MWD placés dans le BHA mesurent notamment la gamma ray (pour identifier les argiles et les grès), la résistivité (pour détecter les fluides dans les formations), la densité et la neutron (pour calculer la porosité), ainsi que la pression de fond de puits (PWD - Pressure While Drilling). Ce dernier paramètre est particulièrement utile pour détecter les pertes de pression dans le puits, signatures des pertes de boue de forage, et pour calibrer en temps réel les modèles de pression (Ward, C., & Andreassen, E. ; 1998)

Sur le puits BRSN-1, les données LWD/MWD ont été utilisées conjointement avec le MASTERLOG en surface pour diagnostiquer la nature des pertes rencontrées (caverneuses versus fracturées) et pour guider le choix des solutions de traitement. Cette approche combinée illustre l'importance d'une surveillance multi-sources lors du forage dans des formations géologiques complexes.

Chapitre III : La boue de forage et le problème de perte de circulation

1. Définition et composition de la boue de forage

La boue de forage, également appelée fluide de forage, est un mélange complexe constitué d'une phase liquide (eau, huile ou fluide synthétique), de solides et d'additifs chimiques spécialement formulés afin d'assurer plusieurs fonctions essentielles pendant les opérations de forage ([Caenn et al., 2011](#)).

Le fluide circule en circuit fermé : il est pompé depuis les bacs de surface vers le train de sonde, descend à travers les tiges de forage, sort au niveau des buses du trépan puis remonte à la surface par l'espace annulaire en transportant les déblais de forage

Les principaux constituants d'une boue de forage sont :

- la phase liquide (eau douce, eau salée ou huile) ;
- les agents densifiants (barite, hématite) ;
- les viscosifiants (bentonite, polymères) ;
- les additifs de contrôle de filtration ;
- les inhibiteurs d'argiles ;
- les lubrifiants ;
- les matériaux de colmatage (LCM).

Sur le puits BRSN-1, une boue à base d'eau (WBM – Water Based Mud) a été utilisée dans les formations superficielles des phases 36", 28" et 22". À partir de la phase 16", une boue à base d'huile (OBM – Oil Based Mud) a été employée afin d'améliorer la stabilité des formations profondes et de limiter les problèmes d'interaction avec les argiles et les niveaux évaporitiques ([ENAFOR, 2026](#))

Tableau 2: Boues de forage utilisées par phase sur le puits BRSN-1. ([ENAFOR, 2026](#))

Prof. (m)	Phase	Type	MW (sg)	FV (sec)	Gel 0/10	Remarque
146	36"	WBM	1,05	85	29/35	Phase surface
250	28"	WBM	1,05	86	29/35	
613	22"	WBM	1,05	86	29/35	
986	16"	OBM	1,20	55	13/15	Dernière mesure avant départ

2. Les principaux rôles de la boue de forage

2.1 Nettoyage du puits

La L'une des fonctions principales de la boue est le transport des déblais générés par le trépan vers la surface. Pendant le forage, la destruction mécanique des formations rocheuses produit des fragments appelés cuttings, qui doivent être évacués efficacement afin d'éviter leur accumulation au fond du puits ([Rabia, 2002](#)).

La circulation continue de la boue dans l'espace annulaire permet de remonter ces déblais jusqu'aux équipements de traitement de surface. En cas de pertes de boue dans les formations, le débit de retour diminue et les déblais peuvent s'accumuler dans le puits, augmentant ainsi les risques de coincement du train de sonde et le temps non productif (NPT) ([Bourgoyne et al., 1986](#)).

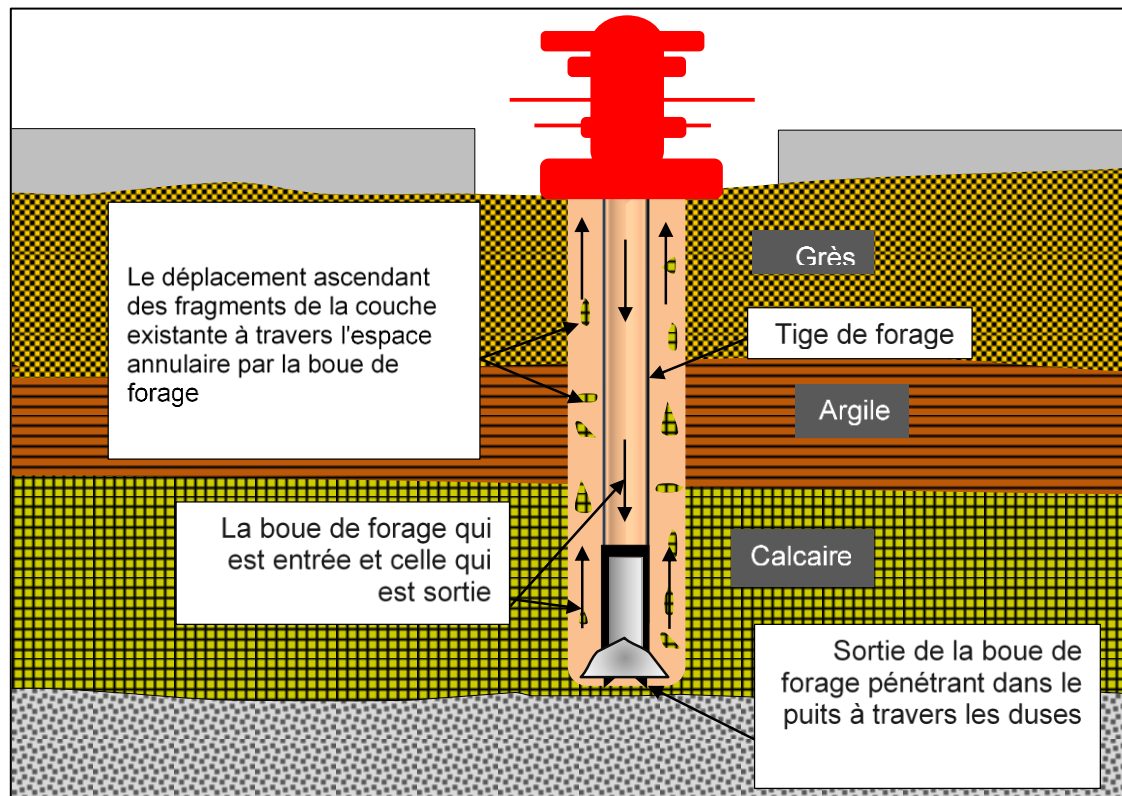


Figure 6: Processus de remontée des déblais à l'aide de boue de forage

2.2 Maintien des débris en suspension

Lorsque la circulation est interrompue, notamment lors des connexions ou des arrêts de pompage, la boue doit maintenir les déblais en suspension afin d'éviter leur sédimentation au fond du puits. Cette capacité dépend principalement de la propriété appelée gel strength, qui représente la résistance développée par la boue lorsqu'elle est au repos. Une bonne valeur de gel permet d'empêcher le dépôt des déblais et de faciliter la reprise de circulation après arrêt.

2.3 Maintien de la stabilité du puits et isolation des formations

La pression hydrostatique exercée par la boue stabilise les parois du puits en équilibrant les pressions des formations traversées. Cette pression doit être légèrement supérieure à la pression de pore afin d'éviter les venues de fluides de formation (kick).

Tableau 3: Propriétés de la boue de forage — phase 32" — puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)

Prof. (m)	MW (sg)	FV (sec)	Gel 0/10	Huile (%)	Eau (%)	Sol. (%)	Phase
46	1,05	85	29/35	—	97	03	32"
68	1,05	85	29/35	—	98	02	32"
146	1,05	86	29/35	—	98	02	32"

2.4 Refroidissement, lubrification et prévention de la corrosion

Le contact permanent entre le trépan et la roche génère une quantité importante de chaleur due au frottement mécanique. La boue contribue au refroidissement du trépan et des outils de forage en absorbant cette chaleur puis en la dissipant à la surface (Rabia, 2002).

Elle assure également la lubrification du train de sonde et réduit les frottements mécaniques dans les sections déviées ou profondes. Certains additifs chimiques présents dans la boue permettent

enfin de contrôler le pH et de limiter les phénomènes de corrosion des équipements métalliques (Caenn et al., 2011).

3. Cycle de la boue et utilisation des déblais

Le système de circulation de la boue fonctionne en circuit fermé. Après remontée à la surface, la boue passe à travers plusieurs équipements de traitement permettant d'éliminer les déblais solides avant son retour dans les bacs actifs.

Les déblais récupérés constituent une source essentielle d'informations géologiques. Sur le puits BRSN-1, chaque échantillon de déblais est lavé, séché, observé au microscope, testé à l'acide chlorhydrique (HCl) et examiné sous lumière ultraviolette.

Le test à l'HCl permet d'identifier les carbonates, tandis que la fluorescence sous UV indique la présence éventuelle d'hydrocarbures (ENAFOR, 2026).

L'analyse des déblais permet également d'identifier les formations traversées, de détecter les zones fracturées, d'anticiper les pertes de boue et d'adapter les paramètres de forage en temps réel



Figure 7: Échantillons de roche séchée et sacs d'échantillons, puits BRSN-1

4. Surveillance et contrôle de la boue

4.1 Contrôle du volume dans les réservoirs

Le contrôle du volume de boue constitue l'un des principaux moyens de détection des pertes de circulation. Les niveaux des bacs actifs sont surveillés en permanence grâce à des capteurs électroniques ou ultrasoniques (ENAFOR, 2026).

Une diminution anormale du volume de boue indique généralement une perte vers les formations géologiques

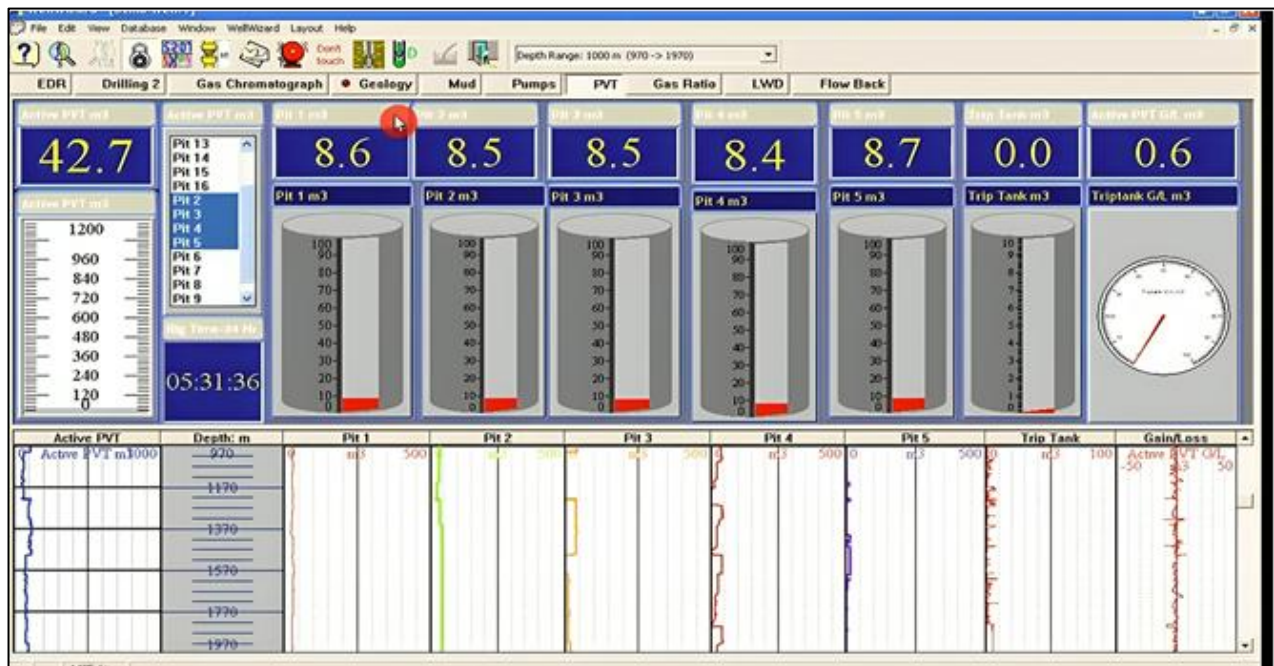


Figure 8: Interface du logiciel WellWizard illustrant la surveillance des volumes de boue

4.2 Contrôle de la densité et de la pression

La densité de la boue est régulièrement mesurée à l'aide d'un mud balance afin de garantir le maintien de la pression hydrostatique nécessaire au contrôle des formations (Caenn et al., 2011).

Une chute soudaine de la pression dans le stand pipe peut également signaler :

- une perte de circulation ;
- une fuite dans le système ;
- une diminution du volume actif de boue.

Ces paramètres sont surveillés en temps réel afin de détecter rapidement toute anomalie hydraulique (Bourgoyne et al., 1986).



Figure 9: Appareil de mesure de la densité de la boue de forage (mud balance).

5. Définition et classification de la perte de boue

La perte de circulation est définie comme la fuite involontaire du fluide de forage vers les formations géologiques traversées au lieu de son retour normal à la surface par l'espace annulaire (Mitchell & Miska, 2011). Les pertes peuvent être classées selon leur gravité.

Tableau 4: Classification de la gravité des pertes de boue de forage. (Mitchell et Miska, 2011):

Taux (m³/h)	Taux (bbl/h)	Catégorie	Description
< 3 m³/h	< 20 bbl/h	Gâteau de boue	Perte mineure généralement ignorée ou compensée. Formation du gâteau de filtration sur la paroi du puits.
3–16 m³/h	20–100 bbl/h	Perte Partielle	Partie de la boue remontant à la surface. Nécessite l'ajout de matériaux colmatants (LCM).
> 16 m³/h	> 100 bbl/h	Perte Grave	Pertes importantes nécessitant l'arrêt du forage pour pomper des bouchons spéciaux.
0 (aucun retour)	0 %	Perte Totale	Absence totale de flux de retour. Situation la plus dangereuse nécessitant une intervention immédiate.

6. Mécanismes géologiques à l'origine des pertes

6.1 Gravieres et sables non consolidés

Les formations sableuses superficielles possèdent généralement une forte perméabilité et une faible cohésion mécanique. Ces caractéristiques empêchent la formation rapide d'un mud cake efficace et favorisent les pertes partielles dès les premiers mètres de forage (Civan, 2023).

6.2 Calcaires et dolomies vugulaires et caverneux

formations carbonatées peuvent contenir des cavités naturelles appelées vugs résultant de phénomènes de dissolution. Ces cavités absorbent rapidement de grandes quantités de boue et sont souvent responsables des pertes totales observées dans les formations karstifiées (Allan & Sun, 2003)

6.3 Fractures naturelles et induites

Les fractures naturelles créent des chemins préférentiels pour l'écoulement de la boue vers la formation. Les pertes associées aux fractures sont généralement progressives (Allan & Sun, 2003). Les fractures induites apparaissent lorsque la pression exercée par la boue dépasse la pression de fracturation de la formation :

$$P_h > P_f$$

où :

- P_h : pression hydrostatique ;
- P_f : pression de fracturation.

Dans ce cas, la boue provoque elle-même l'ouverture de fractures artificielles responsables des pertes de circulation (Bourgoyne et al., 1986).

Le puits BRSN-1 est particulièrement affecté par la présence de fractures naturelles et de cavités identifiées grâce aux corrélations avec les puits voisins ainsi qu'aux données LOT, Sonic Log et Density Log (ENAFOR, 2026).

7. Risques et solutions de traitement

Les pertes de circulation peuvent entraîner plusieurs conséquences graves :

- instabilité des parois ;
- coincement du train de sonde ;
- mauvaise remontée des déblais ;
- augmentation du temps non productif ;
- perte du contrôle de puits ;

- perte totale du puits ([Mitchell & Miska, 2011](#)).

Une perte importante réduit la pression hydrostatique dans le puits et peut provoquer un influx de fluides de formation, créant une situation critique de contrôle de puits ([Rabia, 2002](#)).

Tableau 5: Classification des pertes de boue de forage avec solutions optimales. (M-I SWACO/Schlumberger, 2012)

Catégorie de perte	Type de fracture	Mécanisme	Solutions (Schlumberger/SLB)
Pertes infiltration (< 1,6 m³/h)	Porosité matricielle, micro-fractures (< 100 µm)	Pontage matériel : cake de filtration rigide sur la paroi	FORM-A-BLOK, FybeCarb, Drilzone
Pertes partielles (1,6–16 m³/h)	Fractures naturelles et induites (100–1000 µm)	Réseau polymérique : particules granulométriques et fibres	Losseal, M-I SEAL, NUT PLUG, PressureNET
Pertes totales (> 16 m³/h)	Grandes fractures, cavités et zones cavernueuses	Bouchons hydrauliques : fluides visqueux ou ciment réticulé	CemNET, FORM-A-SET, POLY-PLUG, Gyp-Set

11. Calcul et gestion de la densité de la boue

Le calcul de la densité de boue requise pour équilibrer les pressions de formation est l'une des tâches les plus importantes de l'ingénieur de forage. La densité minimale requise est calculée à partir de la pression de pore estimée selon la formule :

$$\rho_{\min} (\text{g/cm}^3) = \frac{P_p (\text{psi})}{0.052 \times h (\text{ft})},$$

où P_p est la pression de pore et h la profondeur verticale. Une marge de sécurité de 0,1 à 0,2 g/cm³ est généralement appliquée pour tenir compte des incertitudes

Sur le puits BRSN-1, la transition entre la boue à base d'eau (MW = 1,05 sg) et la boue à base d'huile (MW = 1,20 sg) lors du passage en phase 16" illustre parfaitement la nécessité d'adapter la densité de la boue aux formations traversées. Cette augmentation de densité de 14 % a été motivée par la rencontre avec des formations plus profondes présentant des pressions de formation plus élevées et une fenêtre de forage plus étroite ([ENAFOR, 2026](#))

La gestion de la densité de la boue est également critique lors des opérations de cimentation des pertes. Lors du coulage des bouchons de ciment sur le puits BRSN-1, la densité du ciment (1,85 à 1,95 sg pour la première perte et 1,35 à 1,45 sg pour la seconde) a été soigneusement choisie pour éviter d'aggraver les fractures existantes. L'utilisation d'un ciment allégé pour la perte à 908 m reflète la nécessité de réduire la pression hydrostatique exercée sur une formation déjà fragilisée par de larges cavités.

12. Interactions chimiques entre la boue et les formations

Les interactions chimiques entre la boue de forage et les formations géologiques traversées sont une source importante de problèmes lors du forage ([Na et al., 2016](#)). Ces interactions peuvent modifier les propriétés mécaniques des formations (gonflement des argiles, dissolution du sel, précipitation de minéraux) et altérer les propriétés rhéologiques de la boue (contamination par les anhydrites, invasion d'eau saline).

Dans les formations salines du Trias et du Jurassique traversées sur le puits BRSN-1, la dissolution du sel de paroi par l'eau de la boue WBM est un risque majeur. Pour y remédier, la boue WBM a été saturée en NaCl lors du forage de ces niveaux, créant un équilibre osmotique qui minimise la

dissolution. Cependant, cette saturation modifie les propriétés de la boue et nécessite des ajustements continus des additifs (émulsifiants, agents viscosifiants).

Dans les formations carbonatées, un autre type d'interaction chimique peut se produire : la réaction de la boue acide (pH bas) avec les carbonates (CaCO_3 , $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$) peut générer du CO_2 gazeux, créant des problèmes de dégazage et de contamination de la boue. Sur le puits BRSN-1, le pH de la boue a été maintenu entre 9 et 11 dans toutes les phases pour éviter ces réactions et préserver la stabilité de la boue ([Fadhil et al., 2026](#)).

13. Gestion environnementale des boues et des déblais

La gestion environnementale des boues de forage et des déblais est une problématique croissante dans l'industrie pétrolière. Les réglementations algériennes et les normes internationales imposent des exigences strictes concernant le traitement et l'élimination des déchets de forage, en particulier les boues à base d'huile (OBM) qui contiennent des hydrocarbures ([M-I SWACO/Schlumberger, 2012](#))

La perte de boue de forage dans les formations géologiques soulève également des questions environnementales importantes. Les boues OBM perdues dans les formations peuvent potentiellement contaminer les nappes aquifères profondes si elles migrent à travers des fractures ou des zones de haute perméabilité. C'est pourquoi la mise en place d'une couverture imperméable (tubage et ciment) après chaque épisode de perte totale est non seulement une nécessité opérationnelle mais aussi une exigence environnementale

Chapitre IV : Étude de cas réelle de pertes de boue sur le puits BRSN-1

1. Présentation du puits BRSN-1

1.1 Données générales

Le tableau 6 présente la fiche technique du puit utilisé pour cette étude

Tableau 6: Fiche technique du puits BRSN-1. (ENAFOR, 2026)

Pays	Algérie
Région	Le Grand Touggourt
Bassin	Amguid Messaoud
Périmètre	Le Grand Touggourt
Bloc	433a
Titulaire	SH/EXPLORATION
Opérateur	ENAFOR
Sondage	BRSN-1
Classification	Exploration
Objectif principal	Trias : Série Inférieure et T1+T2
Appareil de forage	ENF-39 (Enaf TP39)
Début de forage	17/01/2026
Trajectoire	Puits vertical

1.2 Objectifs du forage

Le forage BRSN-1 s'inscrit dans le programme d'exploration du Département Bassin Amguid-Messaoud pour 2026, dans la Concession Amont Le Grand Touggourt (Bloc 433a) (ENAFOR, 2026)

- ▶ Réservoir Triasique T2+T1 et Série Inférieure (objectif principal) : productif d'huile dans le gisement de BIR BOUROUICHA (BBR).
- ▶ Réservoir Ordovicien (Quartzites de Hamra) : productif dans le gisement de BIR SBAA (BRS).
- ▶ Réservoir Cambrien (Ri+Ra) : objectif secondaire, productif dans le gisement de Hassi Messaoud.

2. Prévisions des ingénieurs concernant les zones de perte

Le plan de forage s'appuie sur des données sismiques, des corrélations avec les puits voisins (gamma ray, résistivité) et l'estimation des pressions de formation et de fracture (ENAFOR, 2026). Le document prévisionnel (Figure 10) montre que des pertes de boue étaient attendues dès les premières couches et dans les formations carbonatées du Sénonien, confirmées par les événements réels.

AGE	ETAGE	PROF	EPAISSEUR	STRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE	CAROTTES TESTS	TUBAGES	BOUE
TERTIAIRE	Mio-pliocène	10	251		Sable blanc jaunâtre fin à moyen parfois grossier avec passé d'argile.	Risk of losses	36" x 30" csg 150m	1.05sg WBM
	Eocène	261	94		Anhydrite blanche, avec passées de gypse et d'argiles. Sable transluide, blanc fin à moyen,	Risk of losses		1.05sg WBM
CRETACE	Sénonien Carbonaté	355	155		Calcaires dolomitiques blancs et Dolomie calcaire blanc beige	Risk of losses	26" x 18 5/8" csg 550m	
	Sénonien anhydritique	510	335		Anhydrite et dolomie			
	Sénonien salifère				Sel massif incolore à blanc			
	Turonien	845	99		Calcaires dolomitique avec passées d'argiles	Risk of losses		
	Cénomanién	944	218		Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne			
	Albien	1162	215		Grès fin à moyen argile et sable grossier			
	Aptien	1377	31		Dolomie et marne			
	Barremien	1408	284		Sable fin à grossier, passées de dolomie calcaire, marne et anhydrite.			1.25sg-1.30sg OBM
	Néocomien	1692	272		Alternance d'argile et de grès fin			
	Malm	1964	229		Argile silteuse à intercalation de dolomie, calcaire et marne			
JURASSIQUE	Dogger Argileux	2193	67		Argile indurée, dolomie grès et anhydrite.			
	Dogger Lagunaire	2260	150		Anhydrite et dolomie avec passées d'argile silteuse		16" x 13 3/8" csg 40m in L. Anydritic 2450m	
	Lias Anhydritique	2410	415		Anhydrite et argile			
	Lias Salifère	2825	48		Sel + Argile			
	Horizon B	2873	37		Argile et Dolomie			
	Lias S1+S2	2910	275		Sel rose massif à la base avec passées d'argile plastique indurée et anhydrite			2,25-2,28 sg OBM
	Lias S3	3185	172		Sel massif incolore à blanc			
	Lias argileux sup	3357	68		Argile brun rouge parfois salifère			
TRIAS	Trias S4	3425	153		Sel et argiles		12 1/4" x 9 5/8" csg 3m in Trias Argileux 3561m	
	Trias arg inf.	3578	34		Argile brun rouge			
	T1+T2	3612	98		Grès, argiles silteuse, dolomie et roches éruptives	C1		
	Série Inférieure	3710	87		Grès gris blanc et argile et roches éruptives	C2		
SILURIE	Silurien				Argile noire indurée silteuse			
ORDOVICIEN	Unité IV-3 (Dalle M'kratta)				Complexe grés-argileux			
	Unité IV-2 (Argile Microconglomératiques)				Argile gris foncé à noire silteuse avec grain de quartz			
	Unité III-2_b (Grès d'Ouargla)				Grès gris blanc, fin, passées d'argile			1.58sg OBM
	Unité III-2_a (Quartzites de Hamra)				Grès blanc à gris fin compact, passées d'argiles			
	Unité III-1_c (Grès d'El Atchane)	3797	47		Grès gris clair+ argiles			
	Unité III-1_b (Argiles d'El Gassi)	3844	96		Argiles grises passant parfois à des grès gris à foncés, passées d'argiles			
	Unité III-1_a (Zone des alternances)	3940	32		Argiles brunes, rouges, grises à noires, indurés, silteuses et micacées			
Cambrien	Unité II- c (Ri)	3972	58		Grès blanc, fin à moyen, compact avec rares passées d'argiles grises indurées.	C3		
	Ra	4030	70		Grès blanc, moyen à grossier avec fine passées d'argiles.		8 1/2" OH x 7" csg 4100m	

Figure 10: Plan prévisionnel du puits BRSN-1 : événements bien attendus incluant les zones de perte prévues. (ENAFOR 2026°

3. Types et profondeurs des pertes observées

3.1 Perte partielle entre 13 et 146 m

Les couches de sable à granulométrie fine à grossière, peu consolidées, sont responsables des pertes partielles observées dès le début du forage (ENAFOR et SH Exploration, 2026). Environ 10 à 12 m³ de boue ont été perdus par heure, pour un volume total estimé à environ 70 m³. Ce cas est cohérent avec la théorie présentée au Chapitre III (section 6.1).

3.2 Perte totale entre 376 et 386 m

La roche présente dans ces couches est de la dolomie calcaire microcristalline dure. L'analyse du MASTERLOG révèle la présence de vugs et de cavernes : la chute de volume des réservoirs est brutale et immédiate, caractéristique des formations cavernueuses, et non progressive comme dans le cas des fractures naturelles (ENAFOR et SH Exploration, 2026)

L'épisode a été caractérisé par une perte de 500 barils par heure (classée cavitation modérée) et un arrêt du forage de 4,75 jours (NPT). Les indices confirmatifs sont les suivants :

- ▶ Absence totale de retour de déblais de forage entre 376 et 386 m.
- ▶ Impossibilité de prélever des échantillons de formations.
- ▶ Top du Sénonien Carbonaté identifié à 386 m.

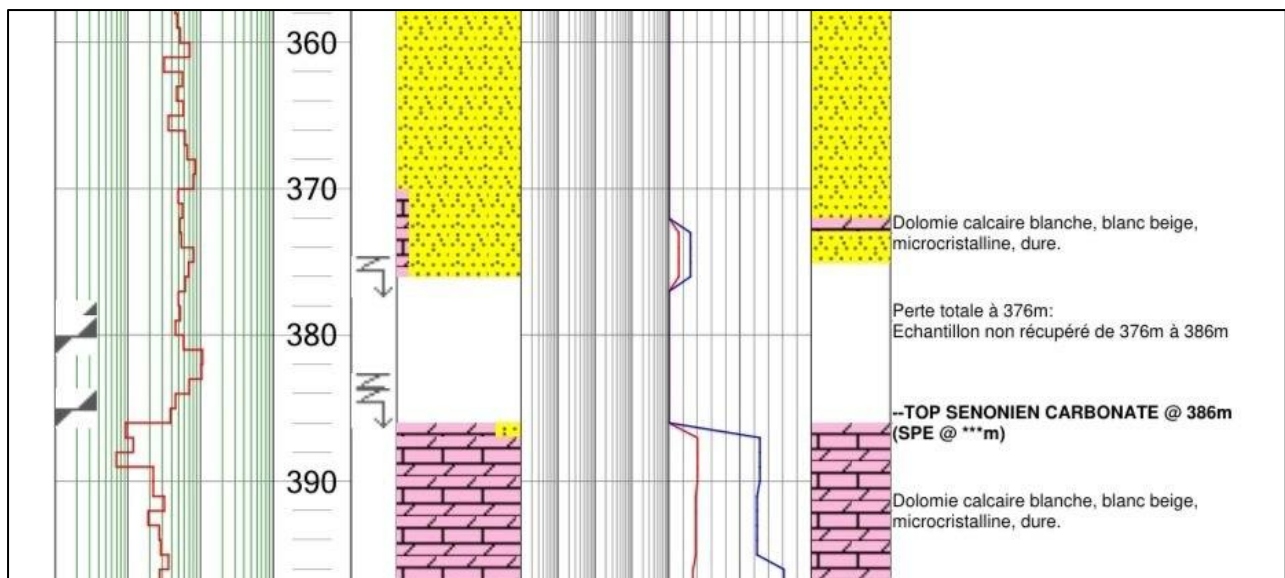


Figure 11: MASTERLOG du puits BRSN-1 : profondeur de 360 à 400 m (perte totale à 376 m, dolomie calcaire). (ENAFOR,2026)

3.3 Perte totale à partir de 908 m

La roche de ces couches est du calcaire karstique. Il s'agit de la perte la plus importante enregistrée sur ce puits, dépassant 1 500 barils par heure. La vitesse de rotation (RPM) avant la perte était de 10 à 115 tr/min. L'arrêt du forage a duré 12 jours et 5 heures (12,14 NPT).

Les observations enregistrées sont les suivantes :

- ▶ Chute brutale du volume de boue dans les réservoirs à partir de 908 m.
- ▶ Aucun retour de boue à la surface.
- ▶ Impossibilité de prélever des échantillons entre 902 et 952 m.
- ▶ Forage dans le vide : la courbe de ROP indique que le trépan s'est enfoncé dans une cavité.

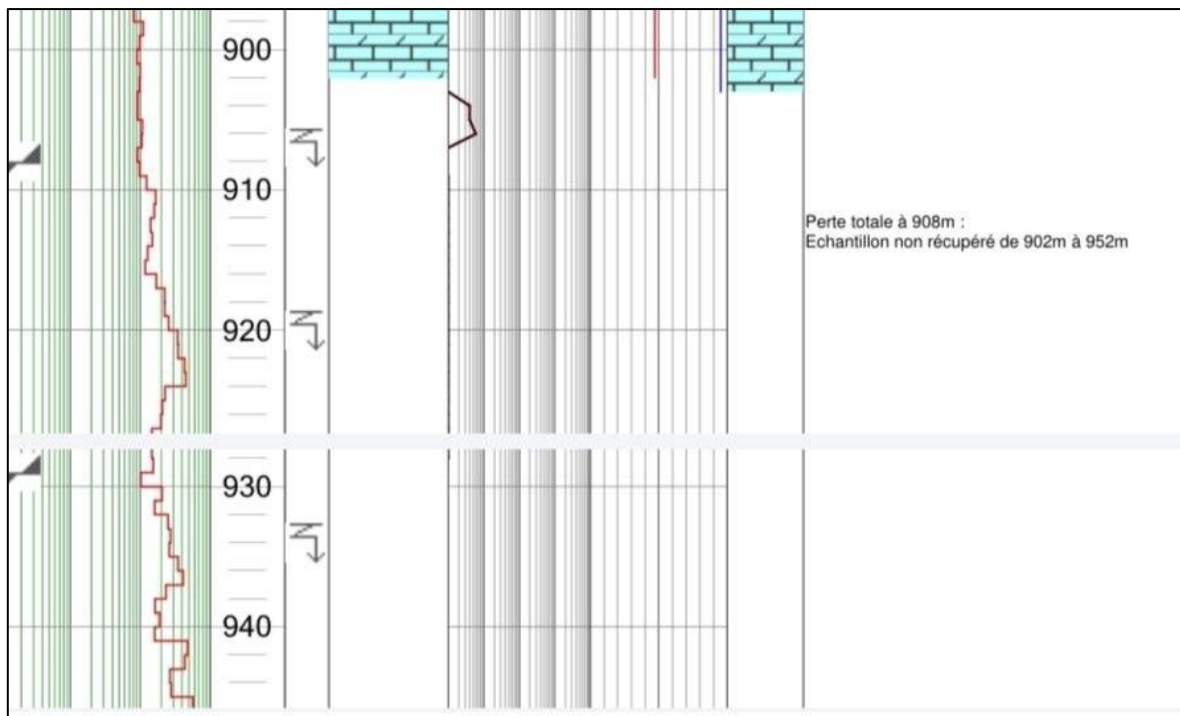


Figure 12: MASTERLOG du puits BRSN-1 : profondeur de 900 à 950 m (perte totale à 908 m, calcaire caverneux) (ENAFOR,2026)

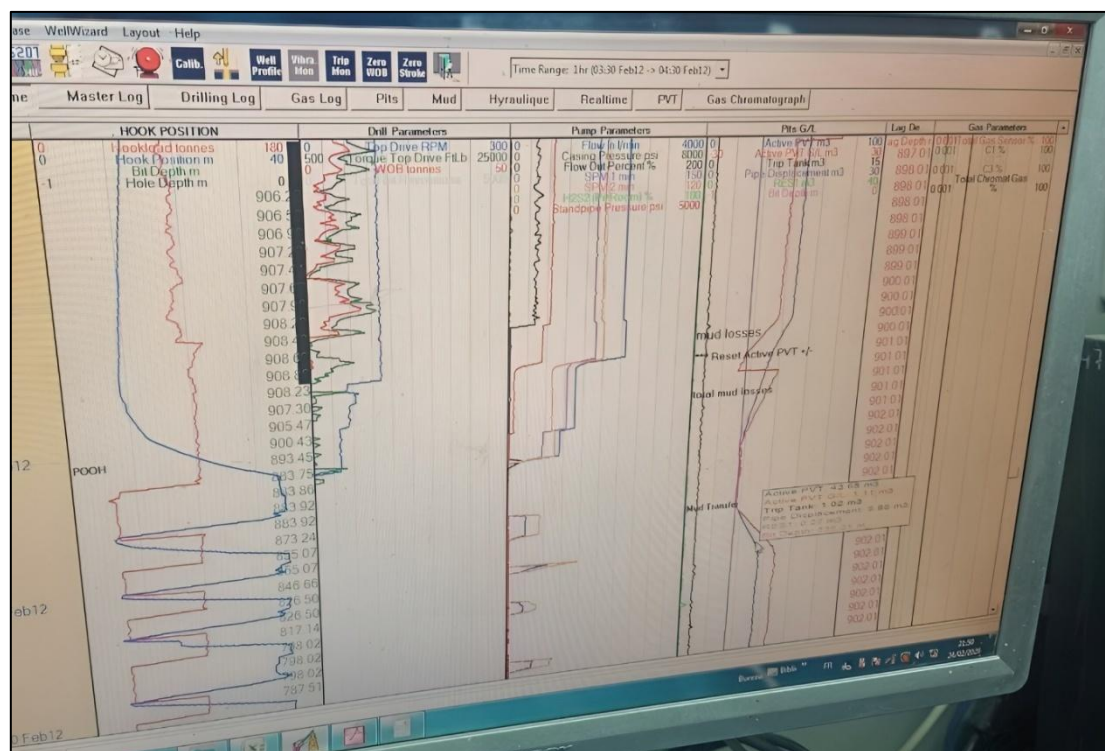


Figure 13: Monitoring en temps réel du puits BRSN-1 lors de la perte de boue de forage à 908 m. (ENAFOR,2026)

4. Solutions appliquées

4.1 Pertes partielles entre 13 et 146 m

Des paillettes de mica fin ont été mélangées en continu à la boue de forage : environ 420 kg (17 sacs de 25 kg). Le forage s'est poursuivi pendant ce traitement, conformément au Chapitre III, section 7.

4.2 Perte totale entre 376 et 386 m

Arrêt du forage et coulage de 3 bouchons de ciment (38,76 m³) pour colmater les cavités dans la dolomie calcaire.

Tableau 7: Densité du séparateur , perte totale entre 376 et 386 m. (ENAFOR,2026)

Phase	Prof. (m)	MW (sg)	FV (sec)	Gel 0/10	Eau (%)	Sol. (%)	Séparateur (sg)	Ciment (sg)
22"	250–613	1,05	86	29/35	97 / 03	—	1,15–1,25	1,85–1,95

4.3 Perte totale à partir de 908 m

Arrêt complet du forage et coulage de 10 bouchons de ciment (150 m³) en raison de l'ampleur plus importante des cavités calcaires

Tableau 8: Densité du séparateur, perte totale à partir de 908 m (ENAFOR, 2026)

Phase	Prof. (m)	MW (sg)	FV (sec)	Gel 0/10	Huile (%)	Eau (%)	Sol. (%)	Sep. (sg)	Ciment (sg)
16"	638–986	1,20	55	13/15	62	23	15	1,20–1,35	1,35–1,45

5. Bilan comparatif prévisions versus réalité

Le tableau 9 ci-dessous synthétise les correspondances entre les prévisions des ingénieurs et les événements réels, confirmant la valeur des études de corrélation préalable dans la planification du forage.

Tableau 9: Comparaison entre les prévisions et les événements réels sur le puits BRSN-1. (ENAFOR et SH Exploration, 2026)

Prof. (m)	Type prévu	Type réel	Solution	Boue perdue	Conf. litt.
13–146	Perte partielle (sables perméables)	Perte partielle confirmée	Paillettes de mica (420 kg, continu)	~70 m ³	Oui
355–510 (Sénonien)	Risque carbonaté	Perte totale à 376–386 m (vugulaire)	3 bouchons ciment (38,76 m ³)	0	Oui
845–944 (Turonien)	Risque carbonaté	Perte totale à 908 m (karstique)	10 bouchons ciment (150 m ³)	0	Oui

6. Matériaux de colmatage modernes

L'infiltration de boues dans les formations fracturées accroît les temps d'arrêt de près de 15 % et coûte des millions de dollars par an au secteur pétrolier. Une nouvelle génération de matériaux a été développée : polymères réticulés, matériaux intelligents autodégradables et nano-additifs capables de colmater des fissures microscopiques en augmentant l'efficacité de filtration de 60 % à 80 %.

Tableau 10: Comparatif des matériaux de colmatage modernes et traditionnels. (SPE Journal of Petroleum Technology, 2023)

Critère	Solutions traditionnelles (Bentonite, grossiers, carbonates)	Solutions modernes (Polymères, nanotechnologie, autodégradables)
Mécanisme de colmatage	Blocage mécanique aléatoire à l'embouchure de la fracture	Colmatage chimique et mécanique programmé en profondeur
Résistance T° et pression	Effondrement du cake de filtration sous hautes pressions et températures	Excellente stabilité thermique et haute résistance (HPHT)
Impact sur la productivité	Risque d'obstruction permanente (Formation Damage)	Autodégradation sans impact négatif sur les taux de production
Réduction du NPT	Efficacité limitée, opérations répétitives nécessaires	Réduction des arrêts jusqu'à 25 % dès la première tentative

8. Analyse détaillée des courbes de forage lors des pertes

L'analyse des courbes de forage enregistrées lors des épisodes de perte de boue sur le puits BRSN-1 fournit des informations précieuses pour comprendre la nature et l'ampleur de chaque perte. Trois indicateurs clés sont particulièrement pertinents : la courbe de ROP (Rate of Penetration), la courbe de débit de retour (flow return) et la courbe de volume dans les bacs actifs (pit volume).

Lors de la perte à 376 m, la courbe de ROP a présenté une augmentation soudaine et brutale, passant de valeurs normales (environ 5–8 m/h dans la dolomie calcaire compacte) à des valeurs anormalement élevées, indiquant que le trépan a pénétré dans un vide. Simultanément, la courbe de débit de retour a chuté brutalement à zéro, et le niveau dans les bacs actifs a diminué rapidement. Ce profil de courbes est caractéristique d'une perte par caverne, où l'ensemble du fluide de forage s'engouffre instantanément dans la cavité.

Lors de la perte à 908 m, le profil des courbes est similaire mais d'une amplitude encore plus grande. La vitesse de chute du niveau dans les bacs actifs était d'environ 1 500 barils par heure, soit approximativement 240 m³/h, ce qui représente une perte catastrophique sur le plan opérationnel. À titre de comparaison, la capacité de pompage standard de l'appareil ENF-39 est d'environ 800 litres par minute (48 m³/h), ce qui signifie que la boue était perdue cinq fois plus vite qu'elle ne pouvait être injectée.

9. Procédure détaillée de cimentation des pertes

La procédure de cimentation des pertes sur le puits BRSN-1 a suivi un protocole rigoureux, développé en collaboration entre l'équipe de forage ENAFOR et les spécialistes en ciment de SH Exploration. La procédure générale pour chaque bouchon de ciment comprend les étapes suivantes :

- ▶ Étape 1 - Préparation : remontée du train de sonde à une profondeur suffisante au-dessus de la zone de perte pour éviter le coincement du trépan dans le ciment en cours de durcissement.
- ▶ Étape 2 - Pompage du spacer avant : injection d'un fluide séparateur dont la densité est intermédiaire entre celle de la boue (1,05 sg pour la phase 22") et celle du ciment (1,85 à 1,95 sg). Ce spacer a une double fonction : séparer physiquement la boue du ciment et nettoyer les parois du puits pour améliorer l'adhérence du ciment.

- ▶ Étape 3 - Pompage du ciment : injection du slurry cimentaire calculé pour remplir le volume de la zone de perte. Le volume est estimé à partir des courbes de perte de boue et de l'expérience acquise sur les puits voisins.
- ▶ Étape 4 - Pompage du spacer après : injection d'un second spacer pour purger les tiges de forage du ciment résiduel et éviter la contamination des bacs actifs lors de la remontée.
- ▶ Étape 5 - Attente de durcissement (WOC) : temps d'attente calculé en fonction de la température de fond et des additifs de prise rapide éventuellement utilisés dans la formulation du ciment.
- ▶ Étape 6 - Vérification : reprise de la circulation à faible débit pour vérifier que la perte est colmatée avant la reprise du forage.

Sur le puits BRSN-1, le ciment utilisé pour la perte à 376 m avait une densité de 1,85 à 1,95 sg, correspondant à un ciment classe G standard avec additifs accélérateurs. Pour la perte à 908 m, un ciment allégé (densité 1,35 à 1,45 sg) a été utilisé, incorporant des microsphères creuses pour réduire la densité sans compromettre les propriétés mécaniques du ciment durci ([ENAFOR et SH Exploration, 2026](#)).

10. Évaluation de l'efficacité des traitements appliqués

L'évaluation de l'efficacité des traitements de perte de boue est une étape critique qui conditionne la reprise du forage. Sur le puits BRSN-1, trois critères principaux ont été utilisés pour valider l'efficacité de chaque traitement

- ▶ Retour de boue à la surface : la présence d'un retour de boue complet (débit de retour égal au débit d'injection) après la reprise de la circulation indique que la perte est colmatée. Sur le puits BRSN-1, ce critère a été atteint après les 3 bouchons de ciment à 376 m et après les 10 bouchons à 908 m.
- ▶ Stabilité de la pression de pompage : une pression de pompage stable et conforme aux calculs hydrauliques théoriques indique que l'espace annulaire est propre et que la boue circule normalement. Toute chute de pression résiduelle signalerait une perte partielle persistante.
- ▶ Absence de variation de volume dans les bacs : le niveau dans les bacs actifs doit rester stable lors de la circulation, sans diminution inexpliquée. Ce critère a été surveillé pendant au moins 2 heures de circulation stable avant la reprise du forage.

L'efficacité des paillettes de mica utilisées pour les pertes partielles entre 13 et 146 m a été évaluée de manière continue pendant le forage. Le critère de succès était la stabilisation du volume dans les bacs actifs à un niveau acceptable (perte résiduelle inférieure à 3 m³/h). L'ajout continu de 420 kg de mica sur cette tranche a permis d'atteindre ce critère et de poursuivre le forage sans interruption majeure.

11. Impact économique et opérationnel des pertes

L'impact économique des pertes de boue de forage sur le puits BRSN-1 peut être estimé à partir des données opérationnelles disponibles. Le coût journalier d'un appareil de forage de type ENF-39 comprend le coût de location de l'appareil, les salaires du personnel, les consommables (boue, ciment, additifs) et les services spécialisés (LWD/MWD, mudlogging, cimentation). Ce coût journalier est typiquement de l'ordre de plusieurs dizaines de milliers de dollars par jour ([ENAFOR, 2026](#))

La perte à 376–386 m a immobilisé le chantier pendant 4,75 jours (NPT). Ce temps improductif représente un coût direct significatif, auquel s'ajoutent les coûts des matériaux utilisés pour le traitement : 3 bouchons de ciment représentant environ 38,76 m³ de slurry cimentaire, plus les

additifs, le spacer et les tests de reprise. La perte à 908 m a été encore plus coûteuse avec 12 jours et 5 heures de NPT et 10 bouchons de ciment représentant environ 150 m³ de slurry ([ENAFOR et SH Exploration, 2026](#))

Ces données illustrent l'importance économique de la gestion efficace des pertes de boue. Sur le plan de l'industrie pétrolière mondiale, les pertes de circulation représentent environ 10 à 15 % du temps improductif total (NPT) dans les puits où ce phénomène est rencontré, avec un coût annuel estimé à plusieurs milliards de dollars ([Carpenter, C., 2025](#))

12. Leçons apprises et recommandations pour les futurs forages

L'expérience acquise lors du forage du puits BRSN-1 permet de formuler plusieurs recommandations pratiques pour les futurs forages dans le champ d'Amguid Messaoud, particulièrement pour les puits qui traverseront des formations similaires :

- ▶ Stocks préventifs de LCM : maintenir en permanence sur le chantier des stocks suffisants de matériaux de colmatage (LCM), couvrant au minimum les trois types (granulaires, fibreux et en flocons), calibrés pour les formations à risque identifiées dans le plan prévisionnel. Sur le puits BRSN-1, l'augmentation des stocks de paillettes de mica avant le forage de la section superficielle aurait permis de réagir plus rapidement aux pertes partielles ([Saleh et al., 2020](#)).
- ▶ Ciment allégé préventif : préparer en avance les formulations de ciment allégé pour les zones carbonatées identifiées comme à risque de perte totale. La rapidité d'intervention est critique dans le cas des pertes totales cavernueuses, et la préparation anticipée du slurry de cimentation peut réduire significativement le NPT ([Adjei, S., & Elkatatny, S., 2021](#)).
- ▶ Surveillance renforcée en zone carbonatée : augmenter la fréquence des mesures de volume des bacs et de densité de la boue lors du passage dans les formations carbonatées du Sénonien et du Turonien, et réduire le débit de pompage pour minimiser les pertes de charge annulaires (ECD) ([Panget al., 2024](#)).
- ▶ Intégration des données historiques : les données du puits BRSN-1 (profondeurs de perte, volumes perdus, traitements appliqués) doivent être systématiquement intégrées dans les bases de données des puits voisins pour améliorer les prévisions des futurs forages dans le secteur.
- ▶ Pilote de forage géodirectionnel : pour les zones de perte cavernueuse identifiées, envisager l'utilisation d'un pilote de forage dévié permettant de contourner les cavités les plus importantes, réduisant ainsi le risque de perte totale et ses conséquences opérationnelles ([Yan et al., 2018](#)).

13. Analyse comparative avec des cas similaires en Algérie

Les pertes de boue de forage dans les formations carbonatées du Sénonien et du Turonien ne sont pas un phénomène isolé au champ d'Amguid Messaoud. Des pertes similaires ont été documentées dans plusieurs autres champs du bassin de Ouargla, notamment dans le bassin d'Illizi et dans le bassin de Berkine. Une étude récente menée dans la région a montré que les pertes de circulation représentent en moyenne 18 % du temps improductif total dans les puits forés dans ces bassins. ([Laouini et al., 2025](#))

La comparaison des traitements appliqués dans différents puits algériens révèle une convergence vers l'utilisation de bouchons de ciment allégé pour les pertes cavernueuses et de matériaux LCM mixtes (granulaires + fibreux) pour les pertes partielles. L'expérience acquise sur le puits BRSN-1 s'inscrit dans cette tendance et apporte des données quantitatives précieuses (volumes de ciment,

durées de WOC, profils de densité des spacers) qui pourront enrichir les bases de données sectorielles utilisées pour la planification des futurs forages.

Une particularité du puits BRSN-1 par rapport aux cas documentés dans la littérature est la coexistence, dans un même puits, de deux mécanismes de perte de nature différente : les pertes par vugularité dans la dolomie du Sénonien Carbonaté (perte à 376 m) et les pertes par dissolution karstique dans le calcaire du Turonien (perte à 908 m). Cette combinaison a nécessité des approches de traitement distinctes et illustre la complexité de la gestion des pertes dans un contexte géologique hétérogène

14. Perspectives d'amélioration pour les futurs forages du champ

L'expérience acquise sur le puits BRSN-1 ouvre plusieurs pistes d'amélioration pour les futurs forages du programme d'exploration du champ d'Amguid Messaoud. Ces améliorations concernent à la fois la phase de planification (pré-forage) et la phase opérationnelle (pendant le forage). (ENAFOR, 2026)

Sur le plan de la planification, l'utilisation de modèles de simulation géomécanique 3D intégrant les données sismiques, les diagraphies des puits existants et les résultats de l'analyse des pertes du puits BRSN-1 permettrait d'améliorer significativement la précision des prévisions de zones de perte pour les futurs puits. Ces modèles, désormais disponibles dans des logiciels commerciaux comme Petrel (Schlumberger) ou RMS (Aspentech), permettent de simuler le comportement des formations sous différentes conditions de pression de forage et d'identifier les zones à risque avec une résolution spatiale plus fine que la sismique seule (Mitchell et Miska, 2011)

Sur le plan opérationnel, l'utilisation de systèmes de surveillance en temps réel plus sophistiqués, couplés à des algorithmes d'apprentissage automatique entraînés sur les données du puits BRSN-1, pourrait permettre une détection précoce des pertes de boue, avant même que la diminution de volume dans les bacs ne soit perceptible à l'œil humain. Ces systèmes d'alerte précoce réduiraient le NPT associé aux pertes de boue en permettant une intervention plus rapide et plus ciblée (ShunChang et al., 2010) .

Conclusion Générale

Ce mémoire avait pour objectif d'analyser et de traiter le problème de la perte de boue de forage dans un puits pétrolier, à travers l'étude du puits BRSN-1 sur le champ d'Amguid Messaoud. Les résultats obtenus répondent concrètement à la problématique posée en introduction : comment identifier, anticiper et traiter efficacement les pertes de boue dans des formations géologiques complexes ?

Principaux résultats

L'analyse géologique du champ a montré que les formations carbonatées du Sénonien et du Turonien, associées à la tectonique de blocs faillés héritée de la phase hercynienne, constituent les zones de risque les plus élevées pour les pertes de boue. Cette complexité géologique était partiellement anticipée grâce aux corrélations avec les puits voisins et à l'analyse sismique préalable.

Trois épisodes de perte ont été documentés sur le puits BRSN-1, de natures et de gravités distinctes :

- ▶ Perte partielle entre 13 et 146 m dans des couches sableuses non consolidées, traitée par injection continue de 420 kg de paillettes de mica. Le forage a pu se poursuivre sans interruption.
- ▶ Perte totale entre 376 et 386 m dans une dolomie calcaire vulgaire du Sénonien Carbonaté, caractérisée par une chute brutale du volume de boue de 500 bbl/h. Le traitement a nécessité 3 bouchons de ciment (38,76 m³) et a entraîné un arrêt du forage de 4,75 jours (NPT).
- ▶ Perte totale à 908 m dans un calcaire karstique du Turonien, la plus sévère du puits avec un débit de perte dépassant 1 500 bbl/h. Le traitement a requis 10 bouchons de ciment (150 m³) pour un arrêt de 12 jours et 5 heures (NPT). La courbe de ROP a confirmé le forage dans le vide, caractéristique d'une large cavité karstique.

La confrontation entre les prévisions des ingénieurs et les événements réels a validé la valeur des outils de planification. Les trois zones de perte correspondaient aux formations identifiées comme à risque dans le plan prévisionnel, confirmant l'efficacité de la corrélation inter-puits et de l'estimation des gradients de pression.

Les solutions appliquées, matériaux LCM granulaires pour les pertes partielles, bouchons de ciment avec spacer pour les pertes totales, sont conformes aux recommandations de la littérature internationale et ont permis de reprendre le forage dans des conditions sécurisées à chaque épisode.

Limites du travail

- ▶ Données partielles : le forage était encore en cours au moment de la rédaction. La taille exacte des cavités, la profondeur finale et les résultats des tests de production restaient indisponibles.
- ▶ Confidentialité : certaines informations opérationnelles (formules chimiques des additifs, coûts financiers détaillés) n'ont pas pu être divulguées.
- ▶ Absence de mesures directes : les analyses reposent exclusivement sur les documents et enregistrements de chantier, sans prélèvements ou mesures instrumentales effectués par les étudiants.

Recommandations

- ▶ Préparer systématiquement, avant le forage de chaque phase, des stocks de LCM adaptés aux formations à risque identifiées. Combiner paillettes de mica, fibres et carbonate de calcium pour maximiser l'efficacité sur les pertes partielles.
- ▶ Formuler en avance les bouchons de ciment allégé (1,35–1,45 sg) pour les zones carbonatées cavernueuses, afin de réduire le NPT lié à la préparation des traitements lors des pertes totales.
- ▶ Renforcer la surveillance en zone carbonatée (mesures de volume des bacs toutes les 15 minutes, réduction du débit de pompage pour limiter l'ECD) afin de détecter les pertes au plus tôt.
- ▶ Explorer les matériaux intelligents autodégradables pour les futurs forages du champ, afin de réduire le risque d'endommagement de la formation lié aux traitements cimentaires classiques.
- ▶ Intégrer les données du puits BRSN-1 (profondeurs de perte, volumes, traitements) dans la base de données des puits voisins pour améliorer la précision des prévisions des futurs forages sur le champ d'Amguid Messaoud.

Enfin, cette étude confirme que la gestion des pertes de boue de forage exige la combinaison d'une planification géologique rigoureuse, d'une surveillance en temps réel et d'une réactivité opérationnelle adaptée à la nature de chaque formation rencontrée. Les données collectées sur le puits BRSN-1 constituent une contribution concrète à la connaissance d'un champ encore récent, et pourront servir de référence pour les forages futurs du programme d'exploration d'Amguid Messaoud.

Références bibliographiques

- Aadnoy, B. S., & Chenevert, M. E. (1987). Stability of highly inclined boreholes. *SPE Drilling Engineering*, 2(4), 364–374.
- Adjei, S., & Elkatatny, S. (2021). Overview of the lightweight oil-well cement mechanical properties for shallow wells. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108201.
- Allan, J., & Sun, S. Q. (2003, October). Controls on recovery factor in fractured reservoirs : lessons learned from 100 fractured fields. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Paper SPE-84590). Society of Petroleum Engineers.
- An, J., Li, J., Huang, H., Liu, G., Yang, H., Zhang, G., & Li, W. (2023). Mud loss behavior in fractured formation with high temperature and pressure. *Energy Reports*, 9, 2638–2652.
- Benouis, A. C., Djilali, M. E. A., & Benmegdad, A. (2023). Petrophysical analysis in Cambrian reservoir Ra of Hassi Messaoud (South Eastern Sector) [Master's dissertation]. Université de Ouargla.
- Bourgoyne, A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young, F. S. (1986). *Applied drilling engineering*. SPE Textbook Series, Vol. 2. Society of Petroleum Engineers.
- Caenn, R., Darley, H. C. H., & Gray, G. R. (2011). *Composition and properties of drilling and completion fluids* (6th ed.). Gulf Professional Publishing.
- Carpenter, C. (2025). Self-degradable lost-circulation material cures dynamic losses in highly fractured section. *Journal of Petroleum Technology*, 77(11), 1–3.
- Civan, F. (2023). *Reservoir formation damage: fundamentals, modeling, assessment, and mitigation* (4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- ENAFOR. (2026). Plan de forage prévisionnel du puits BRSN-1 (Bir Sebaa Nord 1), Bloc 433a, Le Grand Touggourt. Document interne de chantier confidentiel, appareil ENF-39.
- Ezeakacha, C. P., Salehi, S., Ghalambor, A., & Bi, H. (2018, February). Investigating impact of rock type and lithology on mud invasion and formation damage. In *SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control* (Paper D011S003R005). Society of Petroleum Engineers.
- Fadhil, E. Y., Hadi, F. A., & Al-Hasnawi, A. N. (2026). Review and investigating different inhibitors for mitigating chemical interaction of shale with drilling mud. *Journal of Petroleum Research and Studies*, 16(1), 35–58.
- Hassaine, M. (2020). Étude sédimentologique et pétrophysique du niveau des quartzites de Hamra (Ordovicien) dans le champ de Hassi Dzabat (Môle d'Amguid–Messaoud) — Province Triasique, Algérie [Thèse de doctorat]. Université Mouloud Mammeri.
- Jackson, R. B. (2014). The integrity of oil and gas wells. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 111(30), 10902–10903.
- Khan, M. I., Das, P., Mogira, M. A., Howladar, M. F., Chnapa, S. S., & Chowdhury, M. S. J. (2024). Drilling mud contamination effect on wellbore cement strength : an experimental investigation. *Heliyon*, 10(15), e35142.
- Knudsen, H. W. (1985). Algeria : structural evolution and hydrocarbon potential of a complicated tectonic province. *AAPG Bulletin*, 69(2), 273–274.
- Laouini, R., Hacini, M., Merabti, H., Medjani, F., & Mahmoud, O. (2025). Mud loss analysis through predictive modeling of pore pressure and fracture gradients in Tin Fouye Tabankort Field, Western Illizi Basin, Algeria. *Energies*, 18(7), 1836.
- Liétard, O., Unwin, T., Guillot, D. J., & Hodder, M. H. (1999). Fracture width logging while drilling and drilling mud / loss-circulation-material selection guidelines in naturally fractured reservoirs. *SPE Drilling & Completion*, 14(3), 168–177.

- Mahmoud, H. (2023). Automatic characterization and quantitative analysis of seismic facies in naturally fractured reservoir : case study of Amguid Messaoud Field, Algeria. *Mining of Mineral Deposits*, 17(1), 42–48.
- Mitchell, R. F., & Miska, S. Z. (2011). *Fundamentals of drilling engineering*. Society of Petroleum Engineers.
- Na, J., Xu, T., Jiang, Z., Bao, X., Wang, Y., & Feng, B. (2016). A study on the interaction of mud acid with rock for chemical stimulation in an enhanced geothermal system. *Environmental Earth Sciences*, 75(12), 1025.
- Nelson, E. B., & Guillot, D. (Eds.). (2006). *Well cementing* (2nd ed.). Schlumberger.
- Pang, H. W., Wang, H. Q., Xiao, Y. T., Jin, Y., Lu, Y. H., Fan, Y. D., & Nie, Z. (2024). Machine learning for carbonate formation drilling : mud loss prediction using seismic attributes and mud loss records. *Petroleum Science*, 21(2), 1241–1256.
- Plinninger, R. J. (2008). Abrasiveness assessment for hard rock drilling. *Geomechanik und Tunnelbau*, 1(1), 38–46.
- Rabia, H. (2002). *Well engineering & construction* (pp. 505–508). Entrac Consulting.
- Saleh, F., Teodoriu, C., Salehi, S., & Ezeakacha, C. (2020, February). Geothermal drilling : a review of drilling challenges with mud design and lost circulation problem. In *Proceedings of the 45th Annual Stanford Geothermal Workshop*. Stanford University.
- Shad, S., Salmanpour, S., Zamani, H., & Zivar, D. (2021). Dynamic analysis of mud loss during overbalanced drilling operation : an experimental study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 196, 107984.
- ShunChang, W., YiMing, J., ChunJiang, Z., BaiLin, W., XinQuan, Z., JiPing, T., & HongHai, F. (2010). Real-time downhole monitoring and logging reduced mud loss drastically for high-pressure gas wells in Tarim Basin, China. *SPE Drilling & Completion*, 25(2), 187–192.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Kerogen : composition and classification. In *Petroleum formation and occurrence* (pp. 131–159). Springer.
- Ward, C., & Andreassen, E. (1998). Pressure-while-drilling data improve reservoir drilling performance. *SPE Drilling & Completion*, 13(1), 19–24.
- Wherity, S., Sidley, T., Cowling, M., Ismayilov, A., & Noe-Nygaard, J. (2014, October). Observation and monitoring well : in situ window to assess recovery efficiency. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (Paper SPE-170769). Society of Petroleum Engineers.
- Yan, X., Ariaratnam, S. T., Dong, S., & Zeng, C. (2018). Horizontal directional drilling : state-of-the-art review of theory and applications. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 72, 162–173.
- Yeten, B., Durlowsky, L. J., & Aziz, K. (2002, November). Optimization of smart well control. In *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium* (Paper SPE-79031). Society of Petroleum Engineers.
- Zazoun, R. S. (2023). The Hercynian tectonics in the Tassili-n-Ajjers area, Algeria : a possible continuous stress-strain regime? *Journal of African Earth Sciences*, 202, 104902.
- Zhang, H., Wang, M., Gao, Y., Nie, W., Wang, X., & Li, S. (2024). Technical system for mud loss analysis and diagnosis in drilling engineering to prevent reservoir damage. *Energy Science & Engineering*, 12(4), 1337–1355.