

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, des Énergies renouvelables et des Sciences de la Terre et de l'Univers
Département des Sciences de la Terre et de l'univers

Mémoire de master

Présentée par : BERQUE Khaled

BOUHAFS Charaf Eddine

DADAMOUSSA Amir

Option : géologie pétrolière

Etude des problèmes géologiques et géo mécanique

**et leur effet sur les opérations de forage et de production de réservoir gazieffer région de In
Aminas(bassin d'ilizi)**

Devant le jury :

Dr. Belkseir Mohamed Salah	Président	UKM Ouargla
Dr. BOUSSAADA Nawel	Encadreur	UKM Ouargla
Dr. Laouini Hamza	Examineur	UKM Ouargla

Année Universitaire : 2025/2026

DIDICACE

Je dédie ce modeste travail :

À mes chers parents, pour leurs sacrifices, leur soutien indéfectible et leurs encouragements tout au long de mon parcours.

À ma famille, pour son affection, sa confiance et son soutien permanent.

À tous mes enseignants qui ont contribué à ma formation académique et scientifique.

À tous mes amis et collègues qui ont partagé avec moi les moments d'apprentissage et d'effort.

À toute personne ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Je dédie également ce mémoire à tous ceux qui poursuivent la quête du savoir et de l'excellence.

REMERCEMENT

Avant tout, nous remercions Dieu le Tout-Puissant de nous avoir accordé la santé, la volonté et la patience nécessaires pour mener à bien ce travail.

Nous exprimons notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué, directement ou indirectement, à la réalisation de ce mémoire.

Nos sincères remerciements s'adressent à l'ensemble des enseignants qui ont assuré notre formation universitaire et nous ont transmis leurs connaissances tout au long de notre parcours académique.

Nous adressons également nos remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'évaluer ce travail et de lui consacrer leur temps et leur attention.

Nous remercions enfin toutes les personnes qui nous ont soutenus, encouragés et accompagnés, parmi lesquelles encadreur dr. Boussaada Nawel et co encadreur Mme. Belkacem Lallia durant l'élaboration de ce mémoire.

Résumé

La région d'In Amenas, située dans le bassin d'Illizi, représente l'un des principaux centres de production gazière en Algérie. Cette étude vise à analyser les problèmes géologiques et géomécaniques susceptibles d'affecter les opérations de forage et de production. Elle met en évidence l'influence de l'hétérogénéité lithologique, des contraintes in situ, des fractures naturelles et des formations argileuses sur la stabilité des puits.

L'étude montre que plusieurs difficultés opérationnelles peuvent être rencontrées, notamment l'instabilité des parois, le gonflement des argiles, les pertes de circulation et les risques liés à la migration des gaz. Les résultats obtenus soulignent l'importance de l'intégration des données géologiques et géomécaniques afin d'optimiser les paramètres de forage, réduire les risques techniques et améliorer l'efficacité de l'exploitation des réservoirs gaziers de la région d'In Amenas.

Mots-clés : Géomécanique, Géologie pétrolière, Forage, Production gazière, Stabilité des puits, In Amenas.

Abstract

The In Amenas region, located in the Illizi Basin, is one of Algeria's major gas-producing areas. This study aims to analyze the geological and geomechanical problems that may affect drilling and production operations. It highlights the influence of lithological heterogeneity, in-situ stresses, natural fractures, and clay formations on wellbore stability.

The study shows that several operational challenges may occur, including wellbore instability, clay swelling, circulation losses, and gas migration risks. The results emphasize the importance of integrating geological and geomechanical data to optimize drilling parameters, reduce technical risks, and improve the efficiency of gas reservoir exploitation in the In Amenas region.

Keywords: Geomechanics, Petroleum Geology, Drilling, Gas Production, Wellbore Stability, In Amenas.

الملخص

تعد منطقة ان امناس الواقعة ضمن حوض اليزي من اهم المناطق المنتجة للغاز الطبيعي في الجزائر. تهدف هذه الدراسة الى تحليل المشكلات الجيولوجية والجيوميكانكية التي تؤثر على عمليات الحفر والانتاج، مع التركيز على تأثير التباين الليثولوجي والاجهادات الجيولوجية والكسور الطبيعية والتكوينات الطينية على استقرار الابار.

اظهرت الدراسة وجود عدة تحديات تشغيلية، من ابرزها عدم استقرار جدران الابار، وانتفاخ الطبقات الطينية، وفقدان سوائل الحفر، ومخاطر هجرة الغاز. كما بينت النتائج ان دمج المعطيات الجيولوجية والجيوميكانكية يساهم في تحسين اختيار معالم الحفر، والحد من المخاطر التقنية، ورفع كفاءة استغلال المكامن الغازية في منطقة ان امناس.

الكلمات المفتاحية: الجيوميكانيك، الجيولوجيا البترولية، الحفر، انتاج الغاز، استقرار الابار، ان امناس، حوض اليزي.

TABLE DE MATIERE

DIDICACE	I
REMERCEMENT.....	II
Résumé	III
Abstract.....	III
الملخص	III
TABLE DE MATIERE.....	IV
LIST DE TABLEAUX	VI
LISTE DES FIGURES	VII
Introduction.....	1
Introduction:.....	1
Chapitre I : Présentation de la Zone d'Étude et Cadre Géologique	
I. Situation géographique :.....	4
II. Historique d'exploration :	5
III : Cadre stratigraphique (du socle au Trias)	9
Chapitre II : Fondements de la Géomécanique Pétrolière	
I- Fondements de la Géomécanique Pétrolière	
1. La géomécanique :.....	16
2. Définition d'une contrainte :	16
3. Déformation :	17
4. Élasticité.....	17
5. Critères de rupture des roches (Mohr-Coulomb, Hock-Brown).	18
II- Corrélation entre Hétérogénéité Lithologique et Stabilité Géo mécanique	
1. Relation générale entre la géologie et la géomécanique :.....	19
2. Relation dans le contexte du bassin d'Ilizi	19
3. Relation synthétique :	20
Chapitre III : Analyse de la Stabilité du Puits et des Défis Opérationnels dans la région in amenas	
1. Étude de la Stabilité des Parois : Caractérisation Géomécanique des Formations et Évaluation des Risques Associés	22
2. Défis Opérationnels dans la region in amenas.....	22
Chapitre IV : Etude de Cas	
Etude de cas du puit 01.....	33
1. Introduction :	33
2. Informations générales sur le puits.....	33

3. Contexte géologique.....	34
4. Problèmes géomécaniques et solutions appliquées	35
5. Réalisation du Sidetrack (1571 m).....	38
6. Enseignements géologiques et géomécaniques pour la prévention des incidents.....	39
6.1 Prérequis géologiques pour la stabilité du puits.....	39
6.2 Prérequis géo mécaniques pour la stabilité du puits.....	39
7. Conclusion	39
Étude de cas du puits 02	42
Introduction.....	42
1. Les pertes de circulation	42
2. Instabilité des parois du puits.....	43
3. Phénomène de bit balling.....	44
4. Faible vitesse d'avancement (ROP)	45
Conclusion	47
Conclusion générale	50
Recommandations opérationnelles.....	51
Références :.....	51

LIST DE TABLEAUX

Tab.I.1. Les Horizons Producteurs des Différents Champs et les centres de stockage	8
--	---

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 : Situation géographique du bassin d'Illizi	4
Figure I-2 : Situation et limites administratives de la wilaya d'Illizi (wilaya + dairas)	5
Figure I-3 : Différents Champs de la région d'In Amenas	5
Figure I-4. Les différents champs producteurs d'In Amenas.....	9
Figure I-5 : Colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Messaouda Henniche, 2002).	14
FigureII-1 : types de contraintes (normale et oblique)	16
Figure II-2 : principaux plans correspondant aux 3 principales contrainte σ_1 , σ_2 , σ_3	17
FigureII-3: Les contraintes	18
Figure IV-1 : Déroulement de la cimentation étagé	28
Figure V-1 : Lithologie de la phase 16 in (sonatrach)	40
Figure V-1 : Lithologie de la phase 12¼ in (sonatrach)	40
Figure V-2 : Lithologie de la phase 8½ in (sonatrach)	41
Figure V-3 : Lithologie de la phase 6 in (sonatrach)	41
Figure VI-1 : Fiche technique du puit 02 (sonatrach)	47
Figure VI-2 : Lithologie de la phase 16 in (sonatrach)	48
Figure VI-3 : Lithologie de la phase 12¼ in (sonatrach)	48
Figure VI-3 : Lithologie de la phase 6 in (sonatrach)	49

Introduction

Introduction:

La région d'In Amenas, située dans le bassin d'Illizi, constitue l'un des centres les plus importants de production de gaz en Algérie. Cependant, l'exploitation des réservoirs de cette région (en particulier ceux de l'Ordovicien et du Dévonien) se heurte à des défis techniques croissants, principalement dus à la complexité de la structure géologique et du comportement géomécanique du sous-sol. La présente étude vise à analyser les problèmes géologiques (tels que l'hétérogénéité du réservoir, la distribution des fractures et des fissures) et les problèmes géomécaniques (tels que les contraintes in situ, l'instabilité de la paroi du puits, et la déformation des roches sous l'effet des contraintes), ainsi qu'à évaluer leur impact direct sur les opérations de forage et de production dans ce bassin gazier.

Le problème central tient à la forte sensibilité des formations traversées notamment le Silurien fracturé et les unités à forte hétérogénéité lithologique — aux perturbations mécaniques induites par le forage. L'objectif est d'analyser le comportement géomécanique de ces terrains afin d'anticiper les risques d'instabilité tout au long du puits, depuis les formations de couverture jusqu'aux sections productrices, où les interactions roche-fluide et les contraintes in situ deviennent particulièrement critiques.

Plusieurs questions critiques se posent:

1. **Instabilité des puits** : Comment les contraintes in-situ et les pressions de pores influencent-elles la stabilité des parois, et comment définir une fenêtre de densité de boue optimale pour éviter à la fois les venues de gaz et les pertes de circulation?
2. **Intégrité du réservoir** : Le problème central réside dans la vulnérabilité des formations (Silurien fracturé, hétérogénéité lithologique) face aux perturbations mécaniques du forage. L'objectif est de étudier le comportement de ces terrains pour anticiper les risques d'instabilité, de la couverture jusqu'aux sections productrices, là où les interactions roche-fluide et les contraintes in situ sont les plus critiques.
3. **Optimisation technique** : En quoi une compréhension approfondie du champ de contraintes actuel permet-elle de mieux orienter les trajectoires de forage

L'objectif central de cette étude réside dans l'élucidation des défis géomécaniques et géologiques rencontrés, avec une attention particulière portée à la spécificité du Silurien. Les formations argileuses et fracturées de cette série constituent des points de vigilance majeurs, induisant des phénomènes de gonflement et de pertes de circulation. La démarche s'articule autour d'une segmentation rigoureuse du puits, distinguant les contraintes des terrains de recouvrement des exigences propres au réservoir. In fine, il s'agit de définir des leviers techniques pour sécuriser le forage, pérenniser la production et répondre à l'impératif économique de réduction des temps non productifs (NPT) dans un contexte de réservoirs de plus en plus sollicités.

Afin de répondre à ces problématiques, ce travail de recherche s'articule autour de quatre chapitres complémentaires, structurés comme suit :

- **Chapitre I : Cadre Géographique et Contexte Géologique du Bassin d'Illizi (Région d'In Amenas).**

Ce premier volet dresse une synthèse bibliographique approfondie des caractéristiques géographiques et géologiques de la zone d'étude. Il permet de situer le contexte structural et stratigraphique indispensable à la compréhension des enjeux locaux.

- **Chapitre II : Fondements de la Géomécanique et Mécanique des Roches Pétrolières et Corrélation entre Hétérogénéité Lithologique et Stabilité Géomécanique**

Ce chapitre est dédié à l'établissement des bases théoriques nécessaires. Il expose les principes fondamentaux de la mécanique des roches appliqués au secteur pétrolier, ainsi que les concepts clés de la géomécanique régissant l'équilibre des formations. examine l'interaction complexe entre la diversité des faciès sédimentaires du bassin d'Illizi et les réponses géomécaniques des parois du puits. L'objectif est de quantifier l'impact de l'hétérogénéité lithologique sur la distribution des contraintes et, par extension, sur les risques d'instabilité.

- **Chapitre III : Analyse de la Stabilité du Puits et des Défis Opérationnels**

Diagnostic et Analyse des Instabilités de Forage dans les Champs de in amenas. Cœur analytique de l'étude, cette partie identifie et décortique les instabilités de puits rencontrées lors des opérations de forage dans les champs de in aminos . L'accent est mis sur les causes mécaniques et physico-chimiques de ces incidents dans la région d'In Amenas.

- **Chapitre IV : Étude de Cas : Évaluation et Optimisation des Paramètres de Forage sur un Puits Type.**

Ce dernier chapitre propose une application pratique visant à modéliser et optimiser les paramètres opératoires. À travers l'analyse d'un puits de référence, nous définissons des solutions techniques pour améliorer l'efficacité du forage et garantir l'intégrité du puits.

En conclusion générale, nous synthétiserons les résultats majeurs de nos recherches au regard des objectifs fixés. Cette étape sera l'occasion d'ouvrir des perspectives pour de futurs travaux et de formuler des recommandations stratégiques à l'usage des opérateurs et professionnels du secteur.

Chapitre I : Présentation de la Zone d'Étude et Cadre Géologique

I. Situation géographique :

Le bassin d'Illizi constitue l'un des grandes provinces pétrolifère et gazière de l'Algérie. Il est situé dans le Sud-Est du Sahara algérien. Il s'étend sur environ 108 424 km², entre les latitudes 26° 30' et 29° 30' Nord, les longitudes 6° et 10° Est. Il est limité au Nord par le bassin de Berkine, à l'Est parle môle de Tihemboka, au Sud par les affleurements du Tassili N'Ajjer et à l'Ouest par la dorsale d'Amguid El Biod qu'il sépare du bassin de Mouydir. Ce bassin s'étend jusqu'en Libye à l'Est, mais la plus grande partie se trouve en Algérie. (Figure I-1)

Le bassin d'Illizi s'étend en grande partie au sein des limites administratives de la wilaya d'Illizi. Cette dernière est délimitée:

- au nord par la wilaya d'Ouargla,
- à l'ouest par la wilaya d'In Salah,
- au nord-est par la Tunisie,
- à l'est par la Libye,
- au sud par la wilaya de Djanet.

La wilaya est structurée en quatre dairas : Illizi, In Aménas, Bord Omar Driss et Deb Deb. (Figure I-2) [15]

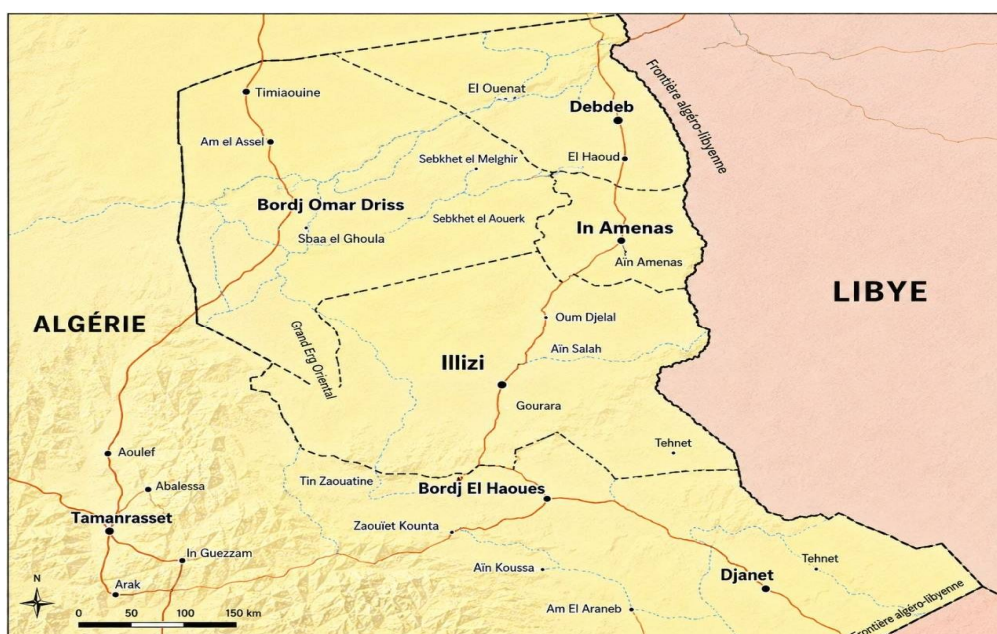
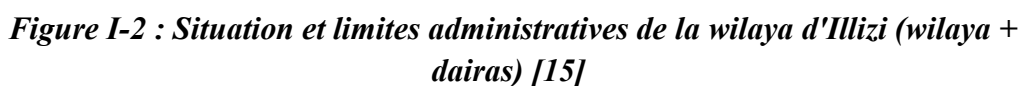


Figure I-1 : Situation géographique du bassin d'Illizi [15]



Historique de l'exploration du bassin d'Illizi – Focalisation sur la région d'In Amenas :

- **Localisation** : partie sud-est de la plateforme saharienne, au nord du massif du Hoggar.
- **Importance** : bassin sédimentaire paléozoïque à mésozoïque, contenant plusieurs gisements majeurs de pétrole et de gaz.

- **Zone d'intérêt** : In Amenas – incluant les gisements de Tiguentourine, Edjeleh, Zarzaïtine, etc.

2. Débuts de l'exploration géologique (1922–1952)

- C. Kilian (1922, 1923, 1931) : premier géologue à décrire les formations paléozoïques au sud du bassin d'Ilizi, dans le Hoggar.
- J. Follet et Lelubre (1952) : premières esquisses géologiques.
- Desio (1936) et Rossi (1939) : ont établi les bases de données sur les bassins d'Ilizi et de Berkine.
- **1946** : premiers travaux de terrain par la SNREPAL (levés stratigraphiques).
- **1948** : début d'une vaste campagne gravimétrique au nord du Sahara.
- **1950** : premières demandes de permis de recherche pétrolière (SNREPAL et CFPA).
- **1951** : échec des premiers essais de sismique réflexion ; la SNREPAL confie une large campagne de sismique réfraction à la CGG – résultats positifs ayant servi à l'implantation des premiers sondages stratigraphiques.

3. Période des grandes découvertes (1956–1962) – Âge d'or du bassin d'Ilizi

a. Découvertes majeures dans la région d'In Amenas

- **1956** : puits DL101 (Edjeleh-101) – première jaillissement de pétrole dans le Sahara algérien.
- **1956** : gisement de Tiguentourine près d'In Amenas, grâce au puits TG101.

b. Horizons producteurs du gisement de Tiguentourine (In Amenas)

- **Carbonifère** : niveaux B11, D2, D4, D6.
- **Dévonien** : niveaux F2, F4, F6.
- **Cambro-Ordovicien** : unité IV.

c. Autres découvertes dans la région (1957–1963)

- **1957** : puits ZR1 (gisement de Zarzaïtine) – huile dans le Carbonifère (B4, D0, D2) et le Dévonien (F1, F4), gaz de cap dans le réservoir F4, et gaz dans le Cambro-Ordovicien.
- **1956–1963** : gisements supplémentaires autour d'In Amenas : La Reculée, El-Adeb Larache, Ouan Taredert, Dème à Collenias, Assekaïf Sud, Assekaïf Nord, Tan Emellel (EURAFREP, 1960), Tenere El Beugra, Gara, Irlalène, Ouest Thansatene, Hassi Farida, Tihigaline, etc.

d. Chiffres de la période 1956–1962

- 40 gisements découverts (les plus importants : Edjeleh, Zarzaïtine, Ohanet, In Amenas).
- 598 puits forés, répartis-en : 152 puits d'exploration, 284 puits de développement, 162 puits d'extension.

- Réserves initiales estimées pour le bassin d'Illizi (jusqu'en 1962) :
 - **Pétrole** : 735 millions de tonnes.
 - **Gaz** : 479 milliards de m³.
 - **Condensat** : 78 millions de tonnes.

4. Rôle de la société CREPS dans la région d'In Amenas

- **CREPS** (Compagnie de Recherche et d'Exploitation du Pétrole au Sahara) : opérateur principal de l'exploration et de l'exploitation dans le bassin d'Illizi.
- **Début des recherches** : 1955.
- **Découverte clé** : 1956 – puits Edjeleh-101.
- La CREPS a foré la plupart des premiers puits sur les gisements d'In Amenas (Tiguentourine, Zarzaïtine, Edjeleh ,...).

5. Période post-indépendance (1962–1970)

- **1962** : indépendance de l'Algérie, utilisation de nouvelles techniques (sismique réflexion, magnétisme).
- **1965** : création de SCOOP (accord algéro-français entre la SONATRACH et SO PEFAL).
- **1963–1970** : forte activité d'acquisition sismique réflexion, baisse du nombre de forages.
- **Découvertes majeures** : Tin Fouyé (huile et gaz), Tabankort, Amassak, Stah, Tamanjelt.
- Réserves estimées pour cette période :
 - **Pétrole** : 478 millions de tonnes.
 - **Gaz** : 344 milliards de m³.
 - **Condensat** : 54 millions de tonnes.

6. Période des années 1970 (1970–1980) – Domination de la SONATRACH

- **1971** : nationalisations ; la SONATRACH devient l'opérateur principal.
- **Activité sismique intense** : environ 47 000 km de sismique 2D.
- **Études** : aéromagnétiques et gravimétriques (1977–1978) par la SONATRACH.
- **Forages** : 325 puits (51 d'exploration, 243 de développement, 31 d'extension).
- **Principales découvertes** : gisements de Mereksen et Dimeta.
- Réserves estimées pour cette période :
 - **Pétrole** : 108 millions de tonnes.
 - **Gaz** : 84 milliards de m³.
 - **Condensat** : 16 millions de tonnes.

7. Période de déclin et d'ouverture (1981–2008)

- Baisse notable de l'exploration malgré les efforts antérieurs.
- Seulement 80 puits d'exploration forés, avec un taux de succès de 40 % (30 puits positifs).
- Loi 86-14 : ouverture du domaine minier aux compagnies étrangères, arrivée de : CEPSA, TOTAL, ANADARKO, REPSOL, PETROCANADA, BP, AGIP, MEDEX, etc.

8. Bilan global de l'exploration dans le bassin d'Illizi (jusqu'à la fin des années 2000)

- **Sismique 2D** : 90 000 km.
- **Sismique 3D** : disponible (aucun chiffre précis dans le texte original).
- **Nombre total de puits (toutes catégories)** : environ 1 800 puits.
- **Études géo pétrolières** : nombreuses, réalisées par diverses compagnies pétrolières internationales.

9. Conclusion spécifique à la région d'In Amenas

La région d'In Amenas constitue l'une des fenêtres d'exploration les plus importantes du bassin d'Illizi :

- Elle a abrité le premier puits pétrolier du Sahara algérien (Edjeleh-101, 1956).
- Elle contient un gisement plurizonal typique (Tiguentourine) représentant le Carbonifère, le Dévonien et le Cambro-Ordovicien.
- Elle a été au centre d'une activité intense de la CREPS, puis de la SONATRACH, et ensuite des compagnies internationales.

La région, dont le siège se trouve à In-Amenas, a ensuite été divisée en deux secteurs d'exploitation : **le secteur Est** : (comprenant Edjeleh et Zarzaitine nord-est) **et le secteur Ouest** : (Tiguentourine, El-Adeb Larache, Gara, La Reculée, Assekaifaf nord et sud, et Ouan Taredert). Deux gisements sont actuellement à l'arrêt, fermés depuis avril 1983 : Tan Emellel et le Dôme à Collenias. Enfin, plusieurs gisements **restent non exploités** : Hassi Ouan Abech, Iffefane Tehert nord, Irlalène ouest, Ihansatene, Hassi Farida, Tin Essameid, et Tenere el Beugra. [16] [9]

Tab.1.1. Les Horizons Producteurs des Différents Champs et les centres de stockage [9]

Champ	HORIZONS PRODUCTEURS	NIVEAUX EXPLOITES	ANNEE DE DECOUVERTE	ANNEE D'EXPLOITATION
ZARZATINE	DEVONIEN CARBONIFERE	F4 A-B4- B6-B2	1957	1960
EDJELEH	DEVONIEN CARBONIFERE	F2-F4 D2- D4-D6	1957	1960
TIGUENTOURINE	DEVONIEN	F2	1956	1962
LA RECULEE	DEVONIEN	F2-F4-F6	1956	1965

ASSEKAIFAF	DEVONIEN	F4	1957	1975
GARA	DEVONIEN	F6	1962	1975
GARA-SUD	DEVONIEN	F6	1988	1990
EL ADEB LARACHE	DEVONIEN	F6	1958	1962
OUAN TAREDERT	ORDOVICIEN		1958	2016

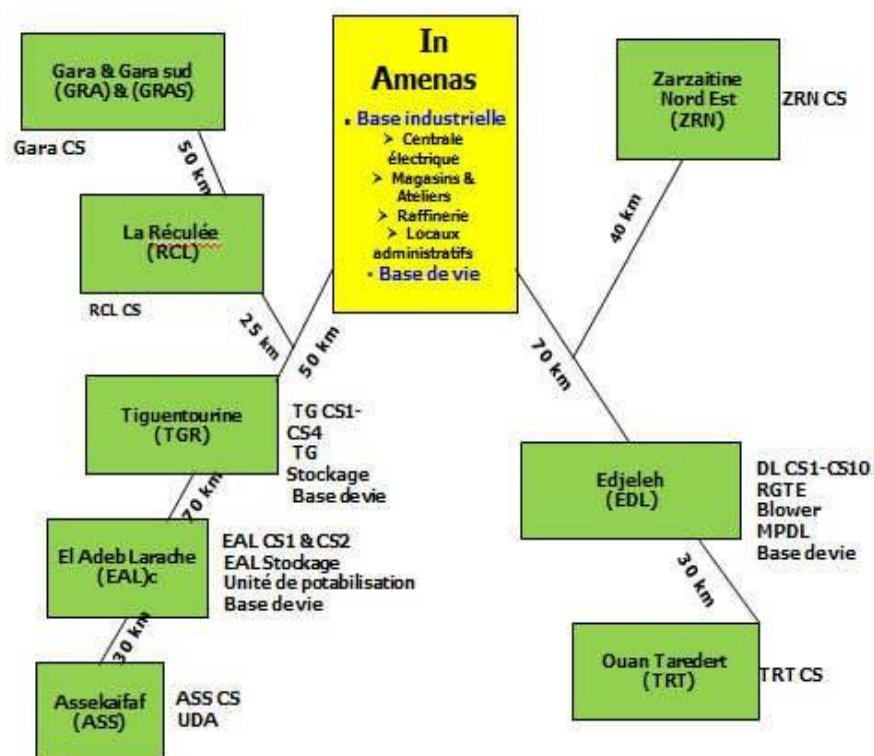


Figure I-4. Les différents champs producteurs d'In Amenas [9]

III : Cadre stratigraphique (du socle au Trias)

1- Stratigraphie du bassin d'Ilizi :

La couverture sédimentaire dans le bassin d'Ilizi repose sur un socle cristallo métamorphique, elle est représentée essentiellement par des terrains d'âge Paléozoïque, enfouis au centre de la cuvette et affleurant au Sud-Est et sur sa marge méridionale, où ils forment les Tassilis. L'épaisseur de la couverture sédimentaire Paléozoïque augmente grossièrement du Nord (1 000 m à 1 500 m) vers le Sud (1 500 m à 2 000 m) (Figure I-3).

Les dépôts du Mésozoïque sont à l'inverse, érodés dans la moitié Sud et affleurent au centre du bassin, formant une succession de falaises orientées Est-Ouest. Ils reposent en discordance sur les terrains Paléozoïques, et leur épaisseur est d'environ 1000 m.

Les dépôts Tertiaires se développent principalement dans la partie Nord-Ouest du bassin au niveau de la Hamada, de Tinhert, et sont relativement réduits dans le reste du bassin.

Quant aux dépôts Quaternaires, ils sont représentés par les dunes, qui marquent la limite méridionale du grand Erg oriental. [2]

La série stratigraphique type du bassin d'Illizi épaisse de **3 000m**, est constituée essentiellement par des alternances de grès et d'argiles d'épaisseurs variables, séparées par quatre discordances majeures.

On distingue de la base vers le sommet :

- La discordance Taconique (Cambro-Ordovicien) ;
- La discordance Calédonienne ;
- La discordance Frasnienne ;
- La discordance Hercynienne.

Le socle : Il est constitué par des roches cristallines (Granite) et métamorphique (Gneiss), sur lesquelles viennent se superposer en discordance les formations du Paléozoïque.

2. Le Paléozoïque :

Il comprend de la base au sommet.

2.1. Le Cambro-Ordovicien : Il est représenté par une série détritique épaisse de 600 m, formant en affleurement les Tassilis internes. Il est subdivisé au niveau du bassin d'Illizi en trois unités :

- **L'Unité I** ou « Conglomérat d'El-Moungar » : Épaisse de 300 mètres. Cette unité est principalement formée de lentilles de grès conglomératiques.
- **L'Unité II** (grès de Tin Taradjeli) : Elle constitue le premier terme gréseux qui repose en discordance sur le socle. Épais de 200 à 300 m, son âge serait Cambrien Supérieur Ordovicien Inférieur. Elle est formée de microconglomérats et de grès grossiers, alternant avec des grès fins et moyens. Des traces d'activité biologique apparaissent au sommet de cette unité (Tigillites, Vexillum, Harlania).
- **L'Unité III** : A l'échelle du bassin d'Illizi, cette unité est subdivisée en trois sous unités :
 - **L'Unité III-1** connue sous le nom de « Vire du mouflon » : d'âge Trémadoc, d'une épaisseur de 40 m, elle est représentée par des grès fins à grossiers à stratifications obliques, alternant avec des minces lits d'argiles silteuses à Tigillites. Une faune d'origine marine composée de Brachiopodes et de Bivalves de l'Ordovicien Inférieur a été découverte au sein de cette formation.
 - **L'Unité III-2** ou « grès de la banquette » est composée d'une barre gréseuse massive et homogène, épaisse de 50 m, surmontée par des quartzites en bancs massifs de 3 à 5 m. Elle présente de nombreux joints stylolitiques. Cette unité se situerait à l'Arénigien-Lianvirnien.
 - **L'Unité III-3** ou « formation d'In Tahouite », d'âge Caradoc-Llandéilo Llandovirn, d'une épaisseur de 40 à 200 mètres. Elle comprend des grès micacés fins, à ciment argileux ou siliceux, à stratifications horizontales et à Scolithos alternant avec de rares passées d'argilites. Ces séries passent vers le sommet à des grès hétérogranulaires grossiers à fins à Scolithos et à stratifications obliques, qui s'enrichissent en argiles vers le sommet.
- **L'Unité IV** : Connue sous le nom de « formation de Tamadjert » ou encore « complexe

terminal », elle est datée de l'Ordovicien supérieur (Ashghill) et MAGL12 d'épaisseur de 100 à 300 m, cette unité repose sur divers termes antérieurs par l'intermédiaire d'une discordance de ravinement. Elle est formée par des grès quartzitiques passant à des argiles micro-conglomératiques. Cette unité est caractérisée par une variation fréquente de la lithologie, et indique un environnement glaciaire.

Remarque : Les grès de « Tin Taradjelli », de la « Vire à Mouflon » et de la « Banquette » sont souvent regroupés dans la formation des Ajjers (Figure I.II.2).

2.2. Le Silurien : Le Silurien est représenté par une épaisse série argileuse qui sépare les grès du Cambro-Ordovicien (les Tassilis internes) et du Dévonien Inférieur (les Tassilis externes), formant en affleurement la dépression intratassilienne. Ces argiles s'étendent sur la plus grande partie de la plate-forme saharienne. Dans le bassin d'Illizi, le Silurien est divisé en deux formations : une formation argileuse (Silurien Inférieur) et une formation argilo-gréseuse (Silurien Supérieur).

- **Le groupe argileux :** Formation des Argiles à Graptolites ou « Formation de l'Oued Imirhou », d'âge Llandvirn à Wenlock, son épaisseur varie de 350 à 420 m d'Ouest en Est. Il est constitué d'un ensemble homogène d'argiles finement litées, parfois schisteuses, gris clair en affleurement et noire en sub-surface. Ces argiles sont riches en Graptolites. ∞ Le groupe Argilo-gréseux : Il comprend trois Membres :
- **Le membre Basal ou « Zone de passage » (Unité M) :** son équivalent en surface est la formation d'Atafaïtafa d'âge Ludlow Moyen à Supérieur. Il est formé par une alternance de grès fins, d'argiles vertes et de siltstones. Son épaisseur varie de 80 à 150 m.
- **Le membre inférieur ou « La barre inférieure » (Unité A) :** Il est constitué de grès et de quartzites à stratifications obliques, son épaisseur est de 30 m en moyenne.
- **Le membre supérieur ou « Le Talus à Tigillites » (Unité B) :** Il est formé par des argiles gréseuses à Tigillites et Spirophyton (40 à 50 m d'épaisseur). MAGL12 La barre inférieure et le Talus à Tigillites constituent le membre ou la formation de l'Oued Tifernine. Longtemps, ce membre était considéré comme la base du Dévonien, mais les corrélations faites avec les données palynologiques de subsurface indiquent que ce membre fait partie du Silurien supérieur.

2.3. Le Dévonien :

- **Le Dévonien Inférieur :** Il est représenté par des dépôts continentaux discordants sur le talus à Tigillites et composé essentiellement par des grès et des sables à stratifications obliques. Ces grès et sables constituent le Tassili externe. Il est subdivisé en quatre formations :
- **La Barre Moyenne (Unité C1) :** elle est constituée par des sables et des grès, fins à grossiers, à stratifications obliques, discordant sur le talus à Tigillites. L'épaisseur de la formation varie de 35 à 45 m.
- **Les Trottoirs (Unité C2) :** cette formation, épaisse de 20 à 40 m, est essentiellement formée d'un ensemble d'argiles ferrugineuses, parfois oolithiques intercalées de fines barres de grès d'où l'appellation de Trottoirs.

- **La Barre Supérieure (Unité C3)** : épaisse de 80 à 110 m, elle est composée de grès à larges stratifications obliques, et présente les caractères d'un dépôt fluvial ou deltaïque. Remarque : les Unités M, A, B, et C se sont avérées des roches magasins d'hydrocarbures dans le bassin d'Illizi et constituent le réservoir F6.
- **La Formation d'Orsine** : Elle est constituée par des grès lités argileux riches en Brachiopodes Emsiens, elle marque le début de la transgression. Elle comprend les réservoirs F5 et F4. ∞ Le Dévonien Moyen-Supérieur : Il regroupe deux séries :
 - **La série de Tin Meras** : puissante de 110 m en moyenne, elle débute par un banc de calcaire bleu continu, facilement identifiable à travers tout MAGL12 le bassin, souvent choisi comme niveau repère. Cette série est constituée d'argiles et de grès au sein duquel apparaissent des bancs de calcaires (de 0,20 à 1 m) alternant avec des argiles. Ces calcaires bleutés sont à Brachiopodes, Gastéropodes et Goniatites. L'âge de la série est Dévonien Moyen-Supérieur.
 - **La série de Gara Mas Melouki** : d'âge Strunien, d'épaisseur de 40 à 70 m, elle correspond de la base vers le sommet à des carbonates parfois dolomitiques, de la sidérite et des niveaux à Oolites ferrugineuses alternant avec des argilites silteuses, des siltites et des grès fins.

2.4. Le Carbonifère : Le Carbonifère du bassin d'Illizi comprend cinq formations :

- **La formation argilo-gréseuse d'Issendjel** : (Tournaisien Supérieur - Viséen Inférieur), d'une épaisseur de 200 mètres en moyenne, elle correspond à une alternance argilo-carbonatée passant vers le haut à des calcaires gréseux.
- **La série de Tin Mezoratine** : (Viséen Inférieur) d'une épaisseur de 30 mètres en moyenne, elle est caractérisée par un faciès particulier dit « Grès à Champignons » dans laquelle les « champignons » correspondent à des concrétions carbonatées.
- **La série d'Oubarakat** : (Viséen supérieur à Namurien Inférieur), épaisse de 200 m en moyenne, elle est constituée d'une alternance argilo-gréseuse où s'intercalent des niveaux carbonatés. Le sommet de la série correspond à des calcaires de couleur bleuâtre, désignés dans le bassin d'Illizi sous l'appellation « Calcaires de l'Issaouane ».
- **La formation d'El Adeb Larach** : (Westphalien) épaisse de 200 à 300 m, elle est divisée en deux membres :
 - Un membre inférieur marno-gypseux, épais d'une centaine de mètres et couronné par un banc de gypse massif. Il débute par un calcaire MAGL12 bleu à Nautiloïdes et Brachiopodes, connu sous le nom de « banc C ». Les fossiles trouvés au sein du membre indiquent un âge Bashkirien.
 - Un membre supérieur calcaire, épais de 100 à 150 m et comprend des bancs de calcaires dolomitiques et marneux, ainsi que des calcaires Oolithiques. Ce membre est riche en Goniatites et Foraminifères du Moscovien. Cette formation représente les derniers dépôts marins du Paléozoïque dans le bassin d'Illizi.
- **La formation de Tiguentourine** : (Stéphanien) il s'agit d'une formation argileuse rouge d'origine supposée continentale. Un banc de gypse, épais de 10 m environ, sépare

cette formation en deux parties égales :

- Le Tiguentourine inférieur (155 m), est essentiellement argileux, coupé de petits bancs gréseux ou carbonatés. L'étude des fossiles indique un âge Stéphano-Permien.
- Le Tiguentourine supérieur, est formé d'argiles et de grès argileux rouges, à stratifications obliques, d'origines fluviales. Ce membre est pauvre en fossiles, et la palynologie indiquerait un âge Permo Triasique. Le Tiguentourine supérieur est surmonté en discordance par les grès de la formation de Zarzaïtine, d'âge Trias Moyen.

3. Le Mésozoïque

Le Zarzaïtine Inférieur : il s'agit d'une série gréseuse et grés-argileuse, épaisse de 150 m et s'étendant sur 170 km de l'Est à l'Ouest au Nord du bassin d'Ilizi. Elle comprend trois ensembles:

- Les grès inférieurs ou « grès à Stégocéphales », riches en vertébrés : Stégocéphales, Dinosauriens, Sélaciens. Ces grès, épais de 50 m environ, sont en général fins. MAGL12
- Les argiles rouges peu fossilifères.
- Les grès supérieurs, épais de 110 m, sont très peu fossilifères. Ils sont plus grossiers que les grès inférieurs.

L'étude de la faune de vertébrés des grès inférieurs a permis de reconnaître trois assemblages fauniques successifs s'échelonnant de la fin du Trias inférieur au Trias supérieur. En outre, l'étude palynologique a montré que le sommet du Zarzaïtine inférieur était jurassique (Lias). [2]

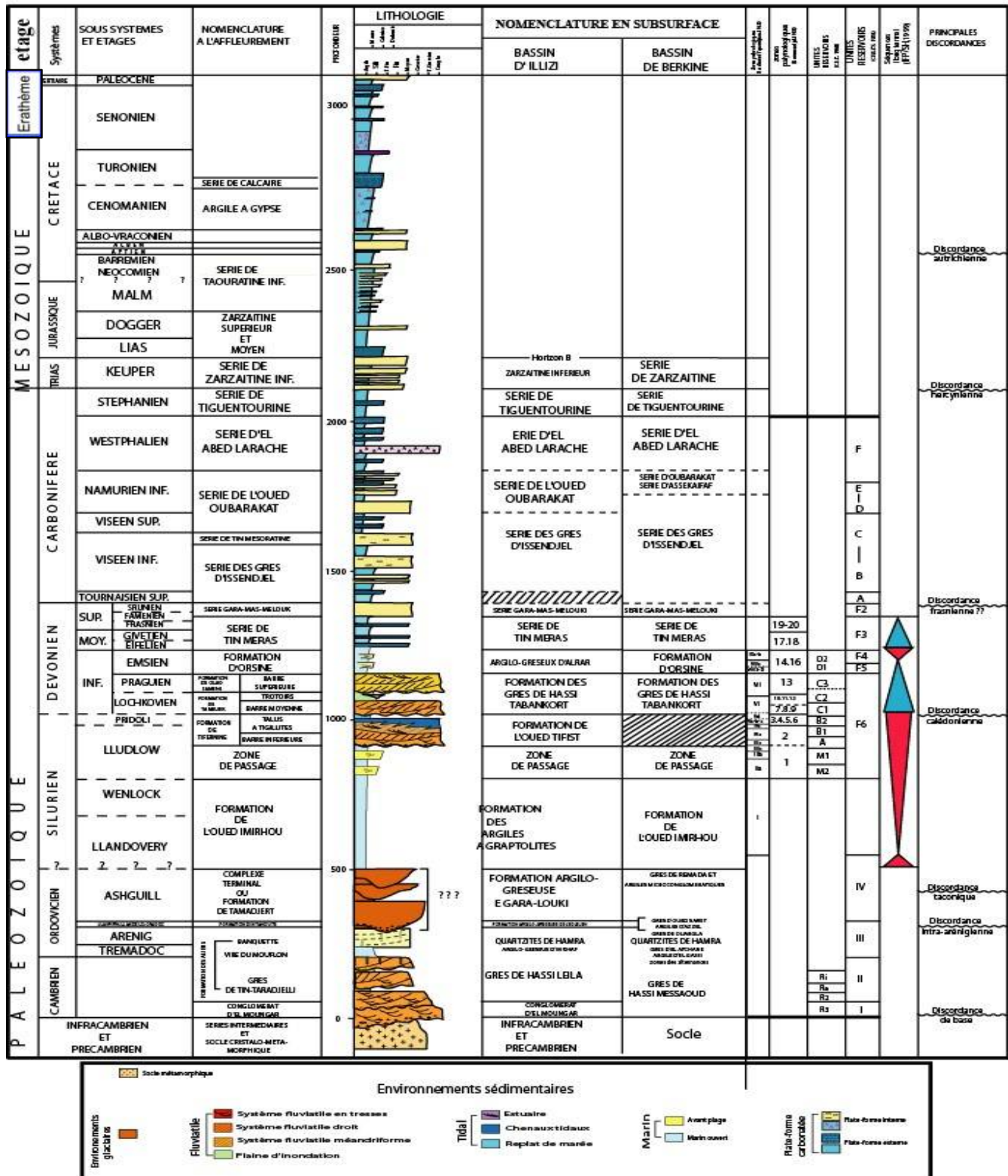


Figure I-5: Colonne lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Messaouda Henniche, 2002). [2]

Chapitre II : Fondements de la Géomécanique Pétrolière et Corrélation entre Hétérogénéité Lithologique et Stabilité Géo mécanique

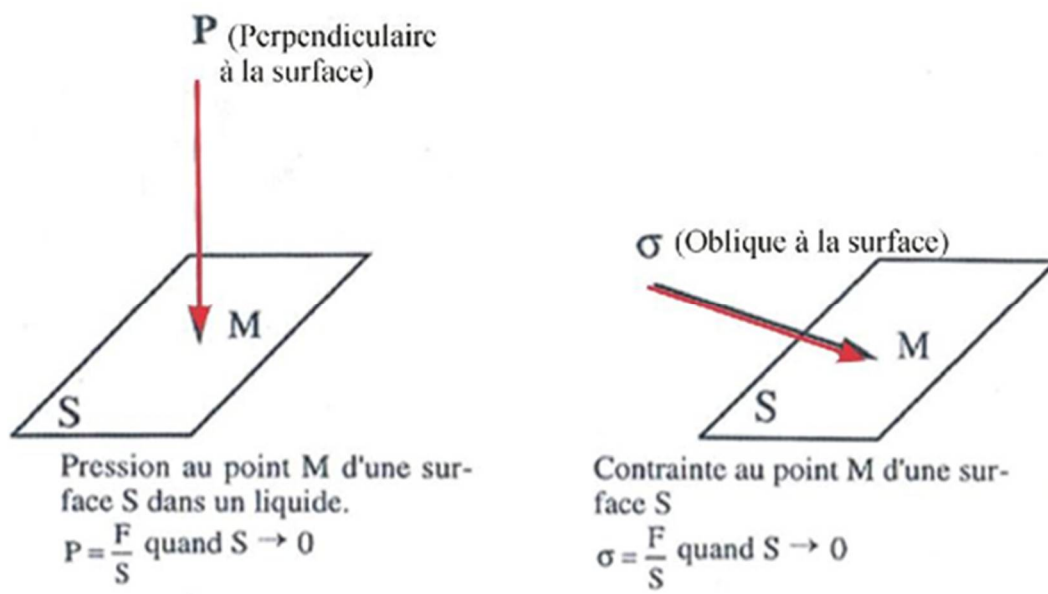
I- Fondements de la Géomécanique Pétrolière

1. La géomécanique :

La géomécanique est l'étude du comportement mécanique des roches et des sols, en analysant comment ils réagissent aux changements de contraintes, de pression et de température. Dans l'industrie pétrolière et gazière, cette discipline est cruciale pour prévoir la stabilité des puits, optimiser la fracturation hydraulique et gérer l'affaissement ou la compaction du réservoir pendant la production. [7]

2. Définition d'une contrainte :

Le concept de contrainte $\tilde{\mathbf{A}}$ est défini simplement comme étant le rapport de la force F à la surface de la section S . $F = \sigma / s$: La contrainte sera donc une force par unité de surface. Mathématiquement la contrainte est une quantité mathématique appelée tenseur, et l'état de contrainte est souvent appelé tenseur des contraintes. Le processus de détermination des contraintes principales est souvent appelé changement de repère ou diagonalisation du tenseur des contraintes. Les directions des contraintes principales, qui sont appelées directions principales ou axes principaux, sont toujours mutuellement perpendiculaires. Elle peut être perpendiculaire à celle-ci alors la contrainte est dite normale, comme elle peut être oblique dans ce cas la contrainte aura deux composantes une normale notée σ_n et une tangentielle notée σ_t (Figure1)



FigureII-1 : types de contraintes (normale et oblique) [7]

Pour un point il existe 3 plans perpendiculaires principaux sur lesquels les contraintes sont normales de ce fait on aura 3 principales contraintes (Figure II-2) à travers ces 3 principales contraintes on peut définir ce qu'on appelle « régime de contrainte ». Dans le cas général l'orientation des plans principaux, celle des contraintes principales correspondantes et l'amplitude de ces contraintes peut varier d'un endroit à l'autre. Dans la pratique, on fera l'hypothèse que les directions ne changent pas sur une région suffisamment grande.

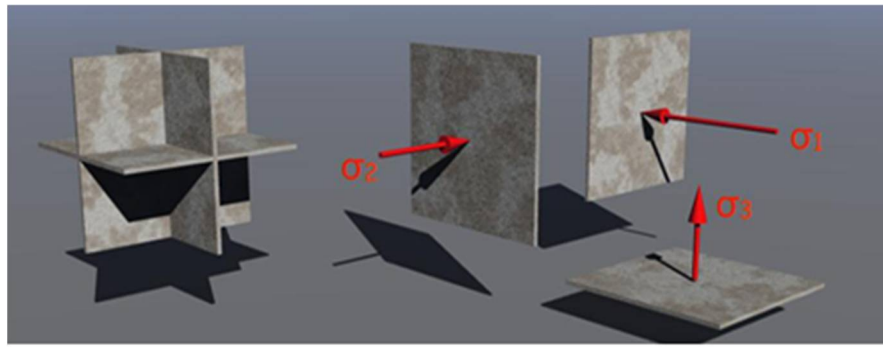


Figure II-2 : principaux plans correspondant aux 3 principales contraintes σ_1 , σ_2 , σ_3 [7]

3. Déformation :

Les roches peuvent se déformer de diverses manières lorsqu'elles sont contraintes. Elles peuvent se déformer de façon réversible c'est-à-dire elle revienne à leur forme originale lorsque les contraintes sont supprimées, ou de façon irréversible. Elles peuvent aussi céder, de sorte que le matériau peut, par exemple, se casser en morceaux. Comme le comportement réel des roches est très complexe, il est généralement représenté par des modèles simplifiés. [7]

4. Élasticité :

Le lien le plus simple entre contrainte et déformation pour un matériau est son comportement élastique, où toute déformation est annulée lors de la suppression de la contrainte appliquée. La forme la plus simple d'élasticité est l'élasticité linéaire isotrope.

- La linéarité signifie que l'application d'une contrainte double engendre une déformation Double.
- L'isotropie signifie qu'une contrainte donnée engendre les mêmes niveaux de déformations quelle que soit l'orientation de l'état de contrainte (c'est-à-dire que le matériau a le même aspect dans toutes les directions). [7]

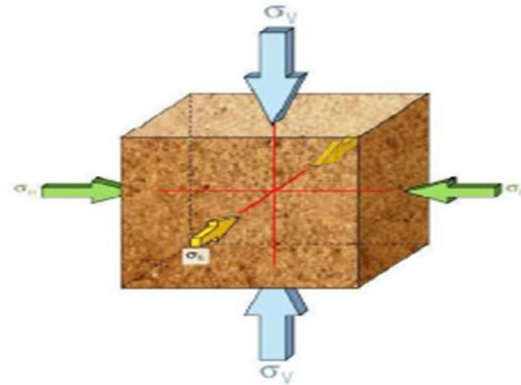
a). Orientation de La Contrainte : Le point de départ de la plupart des études de géomécanique consiste à décrire l'état de contrainte préexistante ou in situ dans la terre, ce qui demande trois amplitudes et des informations d'orientation. Du fait que dans la plupart des zones d'intérêt une des contraintes principales est verticale, l'état de contrainte in situ peut généralement être spécifié par trois amplitudes et la direction d'une des contraintes horizontales (Figure II-3).

D'une façon générale, les formations sont soumises à différentes contraintes, qui s'associent entre elles pour maintenir ces roches en états de compression.

b) Contraintes verticales : Elles sont principalement attribuables au poids même des formations recouvrant la zone cible, de la surface jusqu'à la base. Autrement dit c'est le poids des sédiments qui repose sur la formation. Elles sont appliquées perpendiculairement à la surface de stress de la roche.

c) Contraintes horizontales : Une contrainte horizontale est une contrainte de cisaillement qui est appliquée le long de la surface d'un plan. Ces contraintes dépendent essentiellement de la tectonique de la zone. Cette dernière, peut avoir une composante gravitationnelle qui peut être

accentuée par des effets thermiques, tectoniques et par la structure géologique. [7]



FigureII-3: Les contraintes

5. Critères de rupture des roches (Mohr-Coulomb, Hock-Brown).

Critère de Mohr-Coulomb :

Le critère de Mohr-Coulomb est le plus utilisé en pratique avec les sols. Pour les roches, des critères plus précis, souvent expérimentaux, remplacent de plus en plus le critère de Mohr Coulomb qui reste néanmoins utilisé très souvent à titre indicatif. Ce critère définit la relation qui unit la contrainte tangentielle à la contrainte normale pour un plan particulier du matériau considéré au moment de la rupture. [18]

Le critère Hoek-Brown :

A été introduit en 1980 pour fournir une contribution à la conception d'excavations souterraines dans la roche. Le critère intègre désormais à la fois la roche intacte et les discontinuités, telles que les joints, caractérisées par l'indice de résistance géologique (GSI), dans un système conçu pour estimer le comportement mécanique des massifs rocheux typiques rencontrés dans les tunnels, les pentes et les fondations. Les propriétés de résistance et de déformation de la roche intacte, dérivées d'essais en laboratoire, sont réduites en fonction des propriétés des discontinuités dans le massif rocheux. Le critère non linéaire de Hoek-Brown pour les massifs rocheux est largement accepté et a été appliqué dans de nombreux projets à travers le monde. [10]

II-Corrélation entre Hétérogénéité Lithologique et Stabilité Géo mécanique:

1. Relation générale entre la géologie et la géomécanique :

Ce chapitre examine l'interaction complexe entre la diversité des faciès sédimentaires du bassin d'Ilizi et les réponses géomécaniques des parois des puits. L'objectif La géologie décrit la nature du sous-sol (lithologie, stratigraphie, fractures, hétérogénéité des formations), et étudie le comportement mécanique de ces formations sous l'effet des contraintes naturelles et des opérations pétrolières.

Ainsi, les caractéristiques géologiques déterminent directement les propriétés géomécaniques des roches et leur réponse aux contraintes.

En d'autres termes :

Géologie : contrôle la structure et la composition des roches.

Géomécanique : analyse la réaction mécanique de ces roches. [4]

2. Relation dans le contexte du bassin d'Ilizi

Dans la région d'In Amenas (bassin d'Ilizi), la relation apparaît à travers plusieurs éléments :

a) Lithologie et comportement mécanique:

Les formations géologiques (grès, argiles, carbonates) possèdent des propriétés mécaniques différentes :

- **Argiles siluriennes** : roches plastiques pouvant gonfler et provoquer l'instabilité des puits
- **Grès dévoniens et ordoviciens** : réservoirs rigides mais fracturables
- **Alternances grès-argiles** : hétérogénéité mécanique du réservoir

Ces différences lithologiques influencent directement :

- La résistance des roches
- La déformation
- La stabilité des puits.

b) Structures géologiques et contraintes

Les structures géologiques comme :

- Fractures
- Failles
- Discordances
- Hétérogénéité stratigraphique

c) Modifient la distribution des contraintes in situ et contrôlent :

- L'ouverture ou la fermeture des fractures
- La propagation des fractures hydrauliques
- Les pertes de boue et les venues de fluides.

D) Interaction pendant le forage et la production

Lors des opérations pétrolières :

- Le forage modifie l'équilibre des contraintes
- La production réduit la pression de pore
- La roche peut se compacter ou se fracturer

Cette interaction entre paramètres géologiques et géomécaniques influence :

- La stabilité des parois du puits
- Les pertes de circulation
- Les venues de gaz
- La productivité du réservoir.

3. Relation synthétique :

La géologie fournit le cadre structural et lithologique du réservoir, tandis que la géomécanique permet d'analyser la réponse mécanique de ces formations sous l'effet des contraintes naturelles et des opérations pétrolières. L'interaction entre ces deux disciplines est essentielle pour comprendre la stabilité des puits, la déformation des roches et l'évolution du réservoir durant le forage et la production.

Chapitre III : Analyse de la Stabilité du Puits et des Défis Opérationnels dans la région in amenas

La stabilité d'un puits repose sur l'équilibre entre les contraintes géomécaniques des formations et les propriétés du fluide de forage. Ce chapitre détaille les défis spécifiques rencontrés dans les régions d'In Amenas, Ohanet et Stah. [4]

1. Étude de la Stabilité des Parois : Caractérisation Géomécanique des Formations et Évaluation des Risques Associés

Les formations du bassin d'Illizi présentent une hétérogénéité complexe influençant directement le forage.

1.1. Formations Instables et Mécaniques

- **Formations mal consolidées (Sables et Gravieres) :** Rencontrées à faible profondeur, elles provoquent un cavage important. Le diamètre du puits dépasse souvent celui de l'outil, nécessitant une boue à haute thixotropie pour maintenir les parois.
- **Formations Boulantes (Schistes et Marnes) :** Constituées d'illite et de kaolinite, elles s'effondrent par couches (structure feuilletée), créant des caves massives, surtout en cas de pendage élevé. Un régime d'écoulement laminaire est indispensable.
- **Formations Plastiques (Fluents) :** Argiles non compactées à forte teneur en eau. Sous-équilibrées, elles fluent dans le puits, risquant de coincer la garniture ou de refermer le trou.

1.2. Formations à Risque de Pertes et Venues

- **Formations Fracturées et Caverneuses :** Les calcaires fissurés ou les réseaux de cavités (dissolution) offrent des voies d'écoulement vastes, provoquant des pertes totales soudaines.
- **Zones à Pressions Extrêmes :**
 - *Basse Pression* : Absorption du fluide par la couche.
 - *Haute Pression* : Risque de venue (kick) pouvant mener à une éruption si la densité n'est pas ajustée.

2. Défis Opérationnels dans la region in amenas

La stabilité du puits dans la zone d'étude est régie par l'interaction complexe de facteurs géomécaniques et lithologiques, conditionnant directement la viabilité technique et économique du projet. Cette analyse se concentre sur cinq problématiques majeures identifiées lors des opérations de forage et de complétion

2 .1. Instabilité des Formations Argileuses (Argiles Gonflantes)

L'étude porte sur les mécanismes de gonflement des minéraux argileux,. Ce phénomène, provoqué par l'absorption ionique du filtrat du fluide de forage, génère des contraintes radiales excessives sur les parois du puits, pouvant conduire à des réductions de diamètre ou à des instabilités structurales. [4]

Comportement et gonflement des formations argileuses

Les formations argileuses constituent l'une des unités lithologiques les plus importantes présentant un comportement complexe, en raison de leur interaction avec les fluides présents dans les pores. Le gonflement des argiles est principalement contrôlé par leur composition

minéralogique ainsi que par leurs propriétés physiques et chimiques, lesquelles déterminent leur degré de sensibilité à l'hydratation.

Le phénomène de gonflement dépend de plusieurs facteurs géologiques majeurs, parmi lesquels:

- La teneur en argile au sein de la formation.
- La composition minéralogique des argiles, certaines telles que Smectite présentant une forte capacité de gonflement en raison de l'absorption d'eau entre leurs feuillets, tandis que d'autres comme Illite et Kaolinite montrent un comportement plus stable.
- La teneur en eau des pores et sa composition chimique, notamment la salinité et la concentration ionique.
- La porosité et la perméabilité, qui contrôlent la circulation des fluides au sein de la formation.
- Les contraintes in situ et leur influence sur la stabilité de la structure rocheuse.
- La température, qui affecte les interactions physico-chimiques au sein du milieu poreux.

Effets géomécaniques

Le gonflement des argiles entraîne des modifications significatives des propriétés géomécaniques des roches, notamment :

- Une diminution de la cohésion du matériau.
- Une augmentation de la plasticité et de la déformabilité.
- Une réduction de la stabilité des formations argileuses, en particulier celles qui sont peu consolidées.

Ce comportement est directement lié à la capacité des minéraux argileux à adsorber l'eau, ce qui induit une augmentation volumique et la génération de contraintes internes affectant la structure de la roche.

Impacts sur la stabilité des formations

D'un point de vue géologique, le gonflement des argiles peut engendrer :

- Des modifications de la microstructure de la matrice rocheuse.
- Un affaiblissement des liaisons intergranulaires.
- Une augmentation de la susceptibilité des formations à la déformation ou à l'instabilité sous l'effet des contraintes.

Ce phénomène est particulièrement marqué dans les formations riches en argiles hydratables, notamment dans les environnements sédimentaires fins. [11]

2.2 Intégrité Annulaire et Migration de Gaz (Gas Challenge)

Dans les secteurs TG, TRT et RCL d'**In Amenas**, le risque de remontée de pression derrière les tubages 9"5/8 et 7" (**Sustained Casing Pressure**) est critique.

Mesures sur le réservoir STAH (Zone ZR) : Pour contrer la migration de gaz, une double barrière d'étanchéité est préconisée :

- **Barrière mécanique :** Installation systématique d'un *Liner Top Packer* 7".
- **Barrière hydraulique :** Utilisation d'un ciment résilient (**Flex Cement**) pour absorber les variations de contraintes thermobariques. [4]

1. Préparation et Assemblage (Surface)

Inspection : Vérifier la compatibilité des filetages, les diamètres (OD/ID) et le bon fonctionnement des slips (coins) du hanger.

Assemblage du bas vers le haut :

- Sabot flottant (Float Shoe) 7" (avec clapets anti-retour).
- 1 joint de 7".
- Collier de cimentation (Landing Collar) 7" (siège pour bouchons).
- Tubage 7" (liner) jusqu'à la profondeur désirée.
- Liner Hanger mécanique + Packer 7".
- Outil de pose (Setting Tool/Running Tool) fixé au-dessus.
- Test : Vérifier le cisaillement des goupilles si nécessaire.

2. Descente en Puits (Run-in-Hole)

- Descendre le liner sur tiges de forage (Drill Pipe - DP) jusqu'à la profondeur de cimentation.
- **Circulation :** Effectuer des circulations régulières, surtout lors de l'entrée dans la zone découverte (open hole) pour éviter le coincement.
- **Positionnement :** Placer le haut du liner (top) avec un recouvrement de 100-300 ft dans le tubage précédent. [8]

3. Ancrage du Liner (Setting Hanger)

Pour un hanger mécanique :

- **Rotation :** Faire une rotation à droite (généralement 1/4 ou plusieurs tours) pour libérer les slips.
- **Pose :** Descendre la charge (slack off) sur le hanger pour ancrer les slips contre le tubage précédent.
- **Vérification :** Tirer/descendre pour confirmer que le liner est ancré (poids du liner non ressenti au crochet).

4. Cimentation et Activation du Packer

- **Circulation** : Circuler pour conditionner la boue.
- **Cimentation** : Pomper le spacer puis le laitier de ciment.
- **Bouchons** : Lâcher le bouchon de cimentation (Wiper Plug).
- **Bumping Plug** : Augmenter la pression pour asseoir le bouchon sur le landing collar (le pression monte, indiquant la fin de la cimentation).
- **Libération (Releasing)** : Désengager l'outil de pose (généralement rotation à droite + traction).
- **Pose du Packer** : Le packer mécanique est activé en appliquant une charge (poids) sur le dessus du packer.
- **Circulation inverse** : Circuler en inverse (reverse circulation) pour éliminer l'excès de ciment au-dessus du packer. [6] [17]

5. Opérations Après Cimentation

- Tirer la garniture (tiges + outil de pose).
- Après prise du ciment, procéder au forage du sabot (drill-out) et du ciment à l'intérieur du liner.
- Test de pression : Tester l'étanchéité du packer et du ciment.
- Points de vigilance
- Éviter de trop poser de poids avant la cimentation pour ne pas activer le packer prématurément.
- Vérifier la propreté du puits (retour de boue) avant de cimenter. [17]

2.3. Risques de Coincement de la Garniture (Pipe Sticking)

Ce volet analyse les mécanismes de blocage de l'outil de forage, qu'ils soient d'origine :

- **Différentielle** : Adhérence de la garniture contre des couches poreuses sous-pressurisées. [12]
- **Coincements par pressions différentielles** :

Causes :

Les statistiques montrent que 70% à 80% des coincements sont "des coincements par pressions différentielles".

Ce coincement se produit au niveau des zones perméables {Calcaire, Grès,} lorsqu'un élément du train de sonde touche la paroi du puits.

Il est causé par la différence existant entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue où le cake forme un joint qui empêche l'égalisation des pressions. [12]

Solution :

L'injection d'un bouchon d'huile est souvent inopérante, l'huile n'arrivant pas toujours à s'infiltrer entre le cake et le métal.

L'addition d'un agent tensio-actif dans l'huile augmente "la mouillabilité" et permet à l'huile de pénétrer entre le cake et le métal, permettant de réduire la surface de contact [Garniture/formation ou Cake].

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

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

NB : Ajoutons que le produit peut-être préventivement dans la boue de circulation si cette boue est émulsionnée, le tensio-actif n'étant dispersible que dans l'huile. [12]

- **Mécanique :** Accumulation de débris (cuttings) ou instabilité des parois provoquant un pontage derrière l'outil. [12]
- **Coincements mécaniques :**

Causes :

1. Argiles fluentes (instabilité des parois - mécaniques)

Les coincements dus à l'instabilité des parois, à l'instar d'argiles fluentes, ces dernières constituent de feuillets faiblement liés entre eux. Les argiles se gonflent en absorbant une grande quantité d'eau libre (Provenant de la boue) entre les feuillets qui glissent les uns sur les autres, et si ce phénomène n'est pas rapidement contrôlé, le trou se refermerait progressivement et coincerait la garniture.

Les signes avant-coureurs :

- Une augmentation du couple de la rotation de forage.
- Des accrochages lorsqu'on dégage du fond.
- Des augmentations de pression allant jusqu'à l'impossibilité de circuler.
- Une augmentation de la teneur en solides dans la boue.
- Une altération des caractéristiques rhéologiques de la boue.

Solution :

- Augmentation de la densité de la boue.
- Diminution du filtrat (Améliorer la qualité du cake et réduire son épaisseur).
- Blinder avec un lubrifiant approprié.
- Augmentation du débit.
- Choix de type de boue.

2. Argiles feuilletées (Panne mécanique)

Elles ont tendance à s'effondrer dans le puits.

Les signes :

- Avancement rapide suivi d'une quantité importante des déblais sur les tamis vibrants (Cavings).
- Accrochage au dégagement du fond et durant la remontée.
- La pression demeure stable à l'exception de quelques à-coups provoqués par des retombées importantes.

Solution :

- Augmentation de la rhéologie et réduction de filtrat (Minimum possible).
- Assurer un bon nettoyage du puits en pompant des bouchons HI-VIS HI-DENS tout en associant des graphites.
- Passer la zone avec précaution en reforant et en circulant longuement.
- La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais dans l'espace annulaire.

3. Bancs de sel (fluage - Partiellement mécanique)

Cette formation a une tendance naturelle au fluage dans des conditions de pression et de température bien définies.

Les signes :

- Avancement rapide.
- Accrochage en dégageant du fond.
- Augmentation de la pression de refoulement.
- Absence des déblais aux tamis vibrants.
- Présence des chlorures dans la boue.
- Reforage de la zone durant le contrôle trou.

Solution :

- L'utilisation d'une boue adaptée (salée saturée ou à base d'huile).
- Augmentation de la densité pour maintenir les sels en place. [12]

2.4 des Pertes dans le Carbonifère (Phase 9"5/8)

Problématique récurrente dans les régions d'**In Amenas, Ohanet et Stah**, la cimentation de la phase 9"5/8 dans le Carbonifère nécessite une stratégie préventive rigoureuse :

- **Cimentation étagée :** Utilisation systématique d'un **DV Tool** pour réduire la pression hydrostatique exercée sur la formation lors de l'opération (équipement en cours d'acquisition). [4]

Cimentation étagée :

La cimentation à double étage est utilisée :

Si les formations sont fragiles (risques de pertes de circulation ou zones à faibles pressions).

- Si les hauteurs d'annulaires à cimenter sont importantes (contamination du laitier).
- Si deux types différents de laitiers doivent être mis en place.
- De volume ou hauteur de laitier trop important.

La colonne est équipée d'une différentielle valve ou diverter valve (DV) à la cote désirée, la cimentation primaire est effectuée d'une manière classique avec toutefois l'utilisation de bouchon devant passé à travers le rétrécissement procuré par la DV. Après l'à-coup de pression on laisse tomber la bombe (50-60 m/min). La pression d'ouverture cisaille des goupilles et déplace la chemise. On peut alors injecter le laitier, mais on n'utilise pas de bouchons de tête. En fin d'injection, on libère le bouchon de queue que l'on chasse jusqu'à la DV. Celui-ci refermera la DV par le déplacement d'une seconde chemise.

On ne placera pas de gratteurs au-dessus de la DV et l'on positionnera un packer de terrain ou des ombrelles en dessous. La DV sera située dans une zone rectiligne et les quatre tubes de part et d'autres de la DV, porteront deux centreurs chacun. Au-delà de 40° d'inclinaison, les DV mécaniques ne sont généralement plus opérationnelles (le bouchon d'ouverture ne peut plus descendre seul). [5]

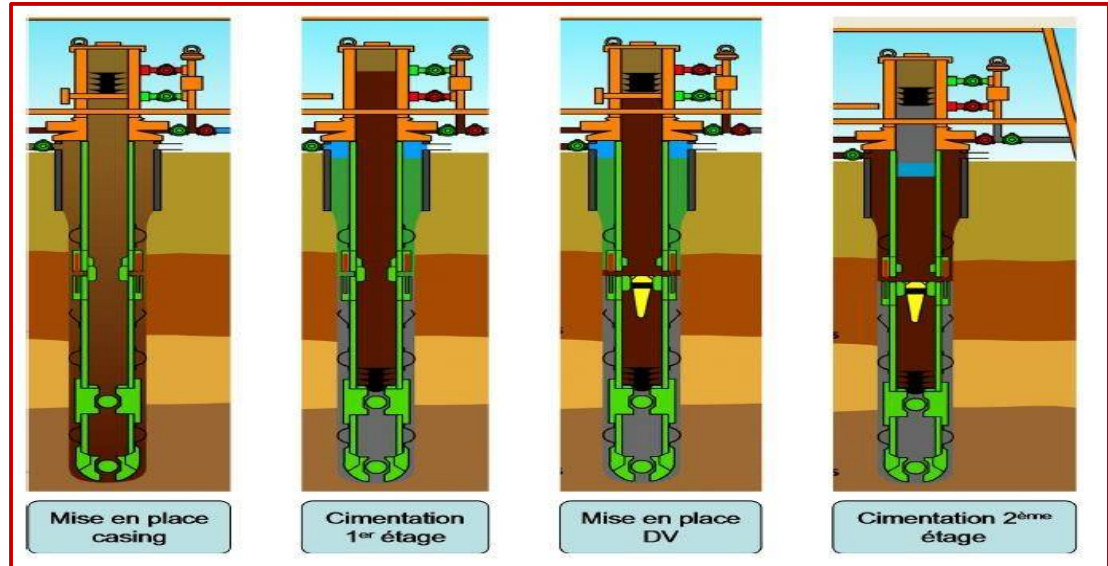


Figure IV-1 : Déroulement de la cimentation étagé [5]

Cimentation étagée – Phase 9"5/8 dans le Carbonifère

Dans les régions d’In Amenas, d’Ohanet et de Stah, la cimentation de la phase 9"5/8 au niveau du Carbonifère présente de manière récurrente des contraintes liées à la fragilité des formations et aux risques de pertes de circulation. Cette situation impose la mise en œuvre d’une stratégie préventive rigoureuse basée sur la cimentation étagée.

Principe de la cimentation étagée

La cimentation à double étage consiste à utiliser systématiquement une *Differential Valve Tool (DV Tool)* afin de réduire la pression hydrostatique exercée sur la formation pendant l’opération de cimentation. Cet équipement, actuellement en cours d’acquisition, permettra d’améliorer significativement la maîtrise des pertes et la qualité de la cimentation.

Cas d’application de la cimentation à double étage

La cimentation étagée est particulièrement recommandée dans les situations suivantes :

- Présence de formations fragiles ou faiblement consolidées, avec risques élevés de pertes de circulation ou faibles gradients de pression ;
- Grande hauteur d’annulaire à cimenter, susceptible d’entraîner une contamination du laitier ;
- Nécessité de mettre en place deux types de laitiers différents ;
- Volumes ou hauteurs de laitier importants nécessitant une répartition en plusieurs étapes.

Description de l’opération

La colonne de tubage est équipée d’une *Differential Valve (DV)* positionnée à la profondeur définie dans le programme de cimentation. La première étape de cimentation est réalisée de manière conventionnelle, avec l’utilisation de bouchons adaptés au passage à travers le rétrécissement interne de la DV.

Après l’obtention de l’à-coup de pression, la bombe d’ouverture est libérée et descend généralement à une vitesse de 50 à 60 m/min. La pression d’ouverture provoque le cisaillement des goupilles et le déplacement de la chemise interne, permettant ainsi l’ouverture de la DV. Le second étage de laitier peut alors être pompé sans utilisation de bouchon de tête.

En fin d’injection, le bouchon de fermeture est libéré puis chassé jusqu’à la DV, assurant la fermeture de l’outil par déplacement d’une seconde chemise.

Recommandations opérationnelles

Pour garantir l’efficacité de l’opération :

- Aucun gratteur ne doit être installé au-dessus de la DV ;
- Un packer de terrain ou des ombrelles doivent être positionnés sous la DV ;
- La DV doit être installée dans une section rectiligne du puits ;
- Les quatre tubes situés de part et d’autre de la DV doivent être équipés de deux centreurs chacun afin d’assurer un bon centrage ;

- Au-delà de 40° d'inclinaison, les DV mécaniques deviennent généralement inopérantes, le bouchon d'ouverture ne pouvant plus descendre par gravité seule [4]
- **Optimisation du laitier** : Incorporation de **fibres** pour renforcer le colmatage et, en cas de pertes sévères, recours préalable à des **bouchons de consolidation (BC)**. [4]

Les colmatants fibreux constituent une catégorie importante des matériaux de colmatage utilisés dans le contrôle des pertes de circulation (*loss circulation*) dans les formations poreuses à haute perméabilité. Ils jouent un rôle essentiel dans la stabilisation des zones à pertes en formant une structure tridimensionnelle (trame) au niveau des ouvertures des pores et des micro-fractures.

Cette trame permet de réduire progressivement la taille des passages dans la formation et favorise la rétention ainsi que le dépôt des particules colloïdales présentes dans la boue de forage, conduisant ainsi à la formation d'un cake filtrant plus compact et plus efficace.

Les colmatants floconneux présentent un mécanisme d'action similaire à celui des colmatants fibreux, ce qui améliore l'efficacité du traitement des pertes dans les formations poreuses et perméables. L'association des colmatants granulaires, floconneux et fibreux est particulièrement efficace pour le traitement des différentes zones à pertes, grâce à un effet de synergie entre les différents types de particules.

Dans ce système de colmatage, les colmatants fibreux assurent la fonction de renforcement en tissant une enveloppe autour des particules granulaires, améliorant ainsi la cohésion et la stabilité du bouchon de colmatage. Toutefois, ces matériaux présentent une faible résistance mécanique à la traction et peuvent se rompre sous l'effet de fortes pressions différentielles.

Exemples de colmatants fibreux :

- Fibres de bois de canne à sucre.
- Fibres issues de produits cellullosiques.

Dans le cas de perte de circulation totale (pertes sévères) cela veut dire qu'on n'a pas de retour de boue au niveau de la goulotte et les tamis. Cette perte est fréquente dans les terrains caverneux, fissurés et les terrains fracturés par la boue de forage. Pour éviter ce problème, vous devriez utiliser des bouchons de consolidation (BC), Cette technique est surtout utilisée contre les pertes par filtration partielles et les pertes totales les moins graves. Elle consiste à placer un bouchon d'agents comatants au niveau de la zone à perte identifiée au préalable et les laisser s'infiltrer pour colmater les fractures ou les pores responsables de la perte. Il y a deux types de bouchons :

Les bouchons de ciment « hard plugs » :

sont utilisés pour traiter les pertes de circulation sévères, surtout dans les formations fracturées, cavernueuses ou mal consolidées. Les mélanges les plus utilisés sont le ciment Portland pur, à la bentonite ou à la gilsonite.

Le laitier de ciment peut contenir des argiles et des colmatants afin de limiter les pertes partielles ou totales. Les systèmes thixotropiques sont très efficaces car ils restent fluides pendant le pompage puis forment rapidement un gel rigide qui bouche les fractures et stabilise la zone à perte.

Les bouchons tendres « soft plug » :

sont des mélanges qui forment un gel ou une masse tendre au fond du puits afin de colmater les fractures induites et les formations mal consolidées responsables des pertes totales. Ils servent également à maintenir les bouchons de ciment près des parois jusqu'à leur durcissement.

Ces systèmes sont généralement mélangés au fond du puits à partir de deux fluides séparés qui réagissent au contact près de la zone à perte. Leur efficacité dépend de la qualité du mélange et du contrôle précis du débit de perte. Parmi les plus utilisés figurent les bouchons MDOB, composés d'huile et de bentonite, qui forment un gel compact au contact de l'eau ou d'une boue à base d'eau. [13]

2.5 Phénomènes de Pertes de Circulation et de Venues (Kick) (pendant la cimentation de liner 4"1/2)

L'accent est mis sur l'effet « domino » : la disparition brutale de la boue de forage (perte) entraîne une chute de la pression hydrostatique, ce qui induit mécaniquement l'irruption des fluides de formation (venue) dans le puits

1. Définition des Phénomènes

Les pertes de circulation sont définies comme la perte totale ou partielle du fluide de forage ou du laitier de ciment dans les formations à forte perméabilité, cavernueuses ou fracturées. Elles constituent un problème sérieux qui doit être traité rapidement pour éviter les retards et les conséquences qui en découlent.

La venue (Kick), quant à elle, est l'irruption des fluides de formation dans le puits, conséquence directe et mécanique d'une perte non maîtrisée. [3]

2. L'Effet Domino : Mécanisme Central

La relation perte → venue est mécanique et inéluctable. Elle se déroule en quatre étapes :

1. La perte s'installe Le laitier disparaît brutalement dans la formation (fractures, cavernes, zones très perméables comme les grès triasiques du bassin d'Ilizi). Le retour de fluide en surface diminue ou s'annule.
2. La colonne hydrostatique chute Le niveau du fluide dans l'espace annulaire baisse. La pression de fond diminue selon :

$$\Delta P = \rho \times g \times \Delta H$$

3. Une dénivellation de 50 m pour un fluide de densité 1,40 représente déjà une chute d'environ 7 bars suffisante pour rompre l'équilibre dans des réservoirs sous haute pression comme ceux d'In Amenas / Ilizi.
4. L'équilibre de pression s'inverse Dès que la pression hydrostatique résiduelle descend en dessous de la pression de pores, c'est la formation qui pousse ses fluides vers le puits.
5. La venue se déclenche Gaz, pétrole ou eau de formation envahissent le puits. Le gaz est le plus dangereux car il se dilate en remontant, accélérant le phénomène de façon exponentielle jusqu'au blowout si le BOP n'est pas activé à temps. [14]

Chapitre IV : Etude de Cas

Etude de cas du puit 01

1. Introduction :

Le puits 01 est un puits de développement (Development Well) foré dans le bassin d'In Akamil, région d'Ohanet, au sud-est de l'Algérie, appartenant au Sonatrach et faisant partie du bassin d'Illizi. L'objectif principal du puits est la confirmation du potentiel gazier des réservoirs ordoviciens (Unités IV-1 et IV-3), Les réservoirs dévonien F2 et F6 constituent également des objectifs secondaires. Le forage a été réalisé par le rig ENF de la société ENAFOR. Les opérations ont débuté le 14/12/2023 et se sont achevées le 25/09/2024 après 314,75 jours d'activité, soit un retard de 223 jours par rapport au délai programmé de 67,61 jours. Ce retard important est principalement lié aux problèmes géologiques et géomécaniques rencontrés durant le forage. [4]

2. Informations générales sur le puits

2.1 Données générales du puits :

Paramètre	Valeur
Nom du puits	01
Localisation	Ohanet – Illizi
Type	Development – Vertical
Profondeur finale TD	3325 m après complétion – 3388 m après sidetrack
Appareil de forage	ENF
Réservoirs cibles	Ordovicien (Unités IV-3 et IV-1)

2.2 Architecture du puits

Le puits a été foré initialement en cinq phases principales avant la réalisation du sidetrack [4]:

Phase	Longueur de trou	Profondeur	Tubage	Boue utilisée	Densité
26"	217 m	18 5/8" @ 203 m	87.5# J55	WBM bentonitique	1.05 – 1.07 sg
16"	954 m	13 3/8" @ 953 m	68# N80	KCL Polymer	1.15 – 1.20 sg
12 1/4"	2246 m	9 5/8" @ 2226 m	47# P110	HPWBM / OBM	1.05 sg

8½"	2946 m	7" Liner @ 2014 m	32# P110	OBM	1.05 – 1.08 sg
6"	3325 m	4½" Liner @ 3324 m	13.5# P110	OBM	0.95 – 1.20 sg

3. Contexte géologique

Le puits 01 traverse une série sédimentaire allant du Mésozoïque jusqu'au socle précambrien sur une profondeur totale de 3388 m.

Les caractéristiques lithologiques des différentes formations expliquent directement les problèmes géomécaniques rencontrés pendant le forage. [4]

3.1 Mésozoïque

Crétacé

- Turonien (12 – 36 m) : calcaires blancs à beige avec dolomie.
- Cénomani (36 – 137 m) : argiles grises gypseuses avec dolomie.

Ces formations n'ont présenté aucun problème géomécanique majeur.

Série d'In Akamil (137 – 225 m)

Argiles grises plastiques.

Zarzaïtine supérieure et moyenne (225 – 857 m)

Alternance de grès blancs et d'argiles rouges à brunes. Les dolomies de la Zarzaïtine supérieure et moyenne sont fortement fracturées et cavernées, provoquant d'importantes pertes de circulation dans la phase 16".

3.2 Paléozoïque

Carbonifère

Les formations du Namurien et du Viséen sont composées principalement d'argiles noires micacées et de grès friables.

Ces niveaux sont à l'origine des phénomènes d'instabilité du trou (hole instability), de swelling et de tight hole.

Dévonien

Les réservoirs F2 et F4 sont constitués de grès siliceux, tandis que les séries argileuses dévoniennes sont dominées par des shales noirs réactifs.

Silurien

Les unités F6 comportent des grès siliceux alternant avec des shales noirs micacés très sensibles hydrauliquement.

Ces formations sont responsables de nombreux problèmes de coincement et d'éboulement.

Cambrien – Ordovicien

Les unités IV-3 et IV-1 correspondent aux principaux réservoirs gaziers ciblés. Elles sont composées de grès quartzitiques fortement fracturés et à faible pression de pore (EMW = 0.89 – 0.92 sg), nécessitant l'utilisation d'une boue légère en régime underbalanced.

4. Problèmes géomécaniques et solutions appliquées

4.1 Problèmes dans la phase 16" (204 – 954 m)

Pertes totales de circulation dans la Zarzaïtine

Contexte géologique

Les dolomies fracturées et cavernées de la Zarzaïtine moyenne et supérieure présentent une forte perméabilité secondaire.

Description du problème

Au niveau de 885 m, des pertes totales de boue ont été enregistrées lors du forage avec une boue KCL de densité comprise entre 1.18 et 1.22 sg.

Un second épisode de pertes a également été observé vers 598 m.

Causes géologiques

- Présence de fractures et cavités naturelles.
- Porosité cavernée dans les dolomies.
- Réseaux de circulation liés aux niveaux marneux et anhydritiques.

Solutions appliquées

- Réduction du débit de circulation à 600 l/min.
- Injection de plusieurs bouchons LCM de 25 m³ avec concentrations progressives :
 - 600 kg/m³
 - 800 kg/m³
 - 950 kg/m³
 - 1000 kg/m³
- Mise en place de bouchons de ciment :
 - 1.58 sg
 - 1.90 sg
- Utilisation de Hi-Vis pills.
- Stabilisation progressive des pertes avant reprise du forage.

4.2 Problèmes dans la phase 12¼" (954 – 2246 m)

Instabilité du trou et gonflement des argiles

Description du problème

Lors de la descente du tubage 9 5/8", celui-ci s'est arrêté à 2226 m alors que la profondeur finale du trou était de 2246 m.

Causes géologiques

- Présence de shales noirs micacés très réactifs.
- Gonflement des argiles au contact des boues à base d'eau.
- Érosion mécanique des parois.
- Présence de grès friables provoquant des rétrécissements du trou.

Solutions appliquées

- Passage d'une boue WBM vers une boue OBM de densité 1.05 sg.
- Utilisation d'un système à faible invasion filtrat.
- Mise en place de bouchons de consolidation aux profondeurs :
 - 1455 m
 - 1099 m

4.3 Problèmes dans la phase 8½" (2246 – 2946 m)

1. Instabilité du trou et kick

Description du problème

Pendant une opération de back reaming à 2940 m :

- augmentation de pression
- pertes de 9 m³
- puis gain de boue de 5 m³
- fermeture du puits avec WHP = 470 psi.

Causes géologiques

- Présence de niveaux perméables gazifères dans les unités F6.
- Faible densité de boue OBM (1.05 – 1.08 sg).
- Ouverture des fractures lors des manœuvres de reaming.

Solutions appliquées

- Fermeture immédiate du puits.
- Contrôle du puits par la méthode du Driller.
- Réduction progressive de la pression annulaire.
- Surveillance continue du niveau de boue.

2. Impossibilité de descendre le liner 7"

Description

Le liner 7" prévu jusqu'à 3002 m s'est bloqué à 2414 m à cause du rétrécissement du trou.

Causes géologiques

- Shales réactifs du Dévonien et du Silurien.
- Éboulements et swelling.
- Présence de grès friables.

Solutions appliquées

- Utilisation d'un Scraper BHA.
- Maintien d'une boue OBM active.
- Descente du 7" sous forme de liner à partir de 2014 m.

4.4 Problèmes dans la phase 6" (2946 – 3325 m)

1. Pertes partielles et totales dans l'Ordovicien

Description

Après pénétration dans l'unité IV-3, des pertes totales de circulation ont été observées avec disparition du niveau statique.

Causes géologiques

- Réservoir fortement fracturé.
- Faible pression de pore.
- Grès quartzitiques très perméables.

Solutions appliquées

- Utilisation d'une boue légère OBM :
 - 0.93 – 0.95 sg
- Réduction du débit :
 - 500 – 550 l/min
- Injection de bouchons LCM progressifs.
- Utilisation du turbodrill.

2. High Torque dans les grès quartzitiques

Description

Des valeurs élevées de torque ont été enregistrées entre 3086 m et 3325 m.

Causes géologiques

- Grès quartzitiques très durs.
- Coefficient de friction élevé.
- Faible lubrification liée à la boue légère.

Solutions appliquées

- Utilisation du turbodrill.
- Réduction du WOB.
- Back reaming fréquent.

3. Casing Shear pendant la cimentation du liner 4½"

Description

Après la cimentation du liner 4½", une surcharge de traction de 101 tonnes a provoqué la rupture du drill pipe 3½".

Le top fish a été localisé à 51 m.

.Causes géologiques et opérationnelles

- Mauvaise isolation cimentaire.
- Présence de ciment autour du BHA.
- Instabilité des formations argileuses.
- Efforts excessifs appliqués lors du dégagement.

Solutions appliquées

- Opérations de fishing.
- Récupération de 251 joints de drill pipe.
- Utilisation d'un Wash Over Shoe.
- Opérations de milling entre 2503 m et 2522 m.
- Décision de réaliser un sidetrack à 1571 m.

5. Réalisation du Sidetrack (1571 m)

Étapes principales

- Scraping du casing 7" entre 800 m et 1980 m.
- Logging CBL/VDL.
- Coupe interne du casing à 1584 m.
- Mise en place d'un bouchon de ciment à 1633 m.
- Installation d'un whipstock par Weatherford.
- Ouverture d'une fenêtre entre 1564 m et 1569 m.
- Forage directionnel jusqu'à 3388 m.

Résultats du sidetrack

- Succès du forage du nouveau drain jusqu'à 3388 m.
- Descente réussie du liner 7" jusqu'à 3044 m.
- Descente du liner 4½" jusqu'à 3387 m.
- Installation du tieback 7" jusqu'à 1474 m.
- DST positif confirmant un puits producteur de gaz.

6. Enseignements géologiques et géo mécaniques pour la prévention des incidents

6.1 Prérequis géologiques pour la stabilité du puits

- Les formations de Zarzaïtine nécessitent une préparation préalable contre les pertes.
- Les shales noirs du Viséen, Dévonien et Silurien exigent l'utilisation d'OBM.
- Les réservoirs ordoviciens fracturés nécessitent des boues légères sous équilibrées.
- Les grès quartzitiques génèrent des problèmes de torque élevés..

6.2 Prérequis géo mécaniques pour la stabilité du puits

- Utilisation d'un OBM actif avec ratio huile/eau supérieur à 80/20.
- Réduction de l'ECD dans les formations fracturées.
- Utilisation du turbodrill pour réduire le torque et améliorer la stabilité.
- Contrôle rigoureux de la cimentation des liners.
- Pré-positionnement de bouchons LCM avant les opérations critiques.

7. Conclusion

Le puits 01 représente un excellent exemple des défis géologiques et géomécaniques rencontrés dans les réservoirs paléozoïques du bassin d'Illizi.

Les principales difficultés rencontrées sont :

- les pertes totales dans les formations fracturées de la Zarzaïtine.
- l'instabilité des shales noirs du Viséen, Dévonien et Silurien.
- les kicks dans les niveaux siluriens.
- les pertes dans les réservoirs ordoviciens fracturés.
- les problèmes de torque élevés dans les grès quartzitiques.
- la rupture du drill string lors de la cimentation du liner 4½".

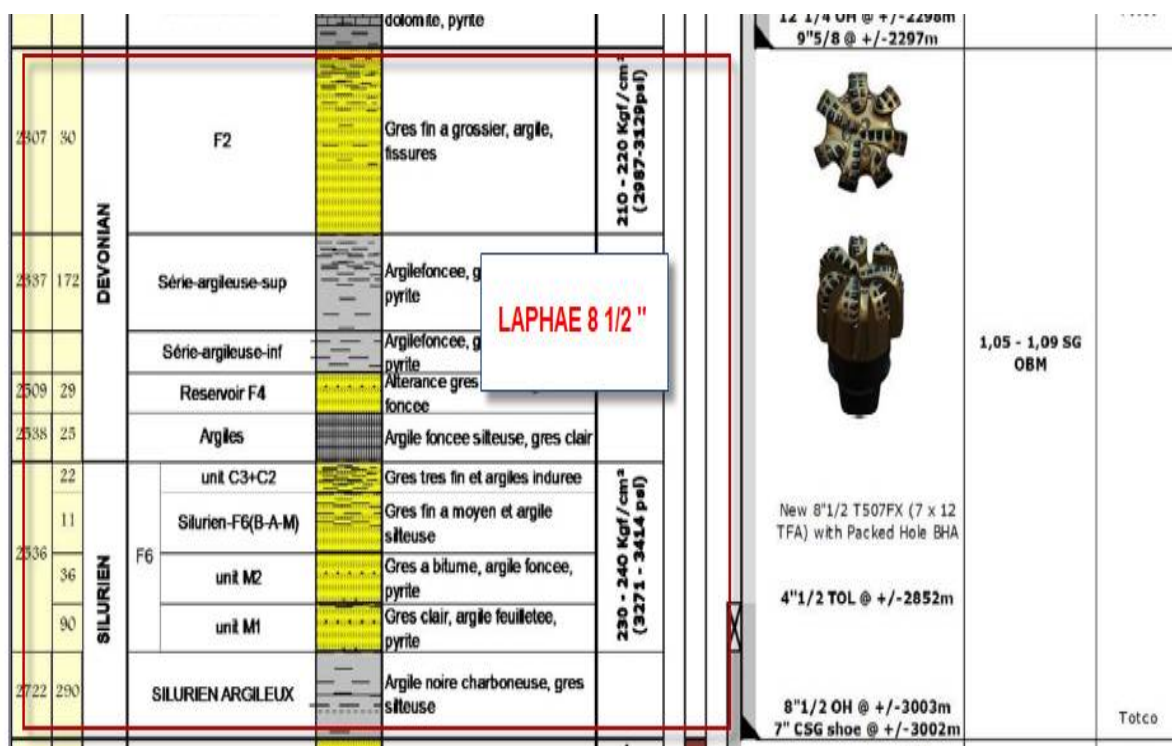
Malgré ces difficultés, le sidetrack réalisé à 1571 m a permis l'achèvement du puits avec succès, et les tests de production ont confirmé le potentiel gazier important des réservoirs ordoviciens ciblés. [4]

PREVISIONS GEOLOGIQUES												
Depth (m)	Ep (m)	Stratigraphy		Lithology	Rock Description	Pres (Kg/cm²)	Car	Dist	CSG Depths	Bits, BHA & CSG points	Mud	
0	33	CRETACEOUS	Turonien	SABLES & ARGILES	Sables à grains de quartz, avec Argiles plastiques.					 RR 26" SB115C MT bit (1 x 16 + 3 x 18 TFA) with Pedulum BHA 26" OH @ +/-217m 18"5/8 @ +/-216m	1,05 - 1,08 SG Bentonitic Spud Mud	
33	100		CENOMANIAN	ARGILES & GYPSE	Calcaire dolomitique. Argiles plastiques à forte presence de gypse							
133	93		IN AKAMIL		Argiles plastiques finement sableuse, intercalations dolomitiques							
226	150		ALBIEN	SUP	Sable et argile							
			APTIEN	MOY	Argile et passees de dolomie							
376	180	JURASSIC	BARREMIEN	TAOURA	Sable a passees d'argile	la phase 16"				  RR 16" TK76 PDC bit (10 x 12"32 TFA, SN°A288841) with Packed Hole BHA 16" OH @ +/-995m 13"3/8 CSG shoe @ +/-994m	1,15 - 1,21 SG KCL Polymer WBM	
			NEOCOMIEN	INF	Argiles et sable							
			MALM		Argiles et sable							
556	150		DOGGER ARG	SUP	Argile, sable et gres							
706	150		DOGGER LAGU	MOY	Argile, passees de gres et dolomie							
			Argilo-Dolomitique		Argile, anhydrite, dolomie et gres							
		TRIAS	LIAS	ZARZAIA	Argile, trace dolomie, passeegres							
836	123		Argileux	INF	Argile, et passees de sable							
			Argilo-greux sup		Sable et argile							

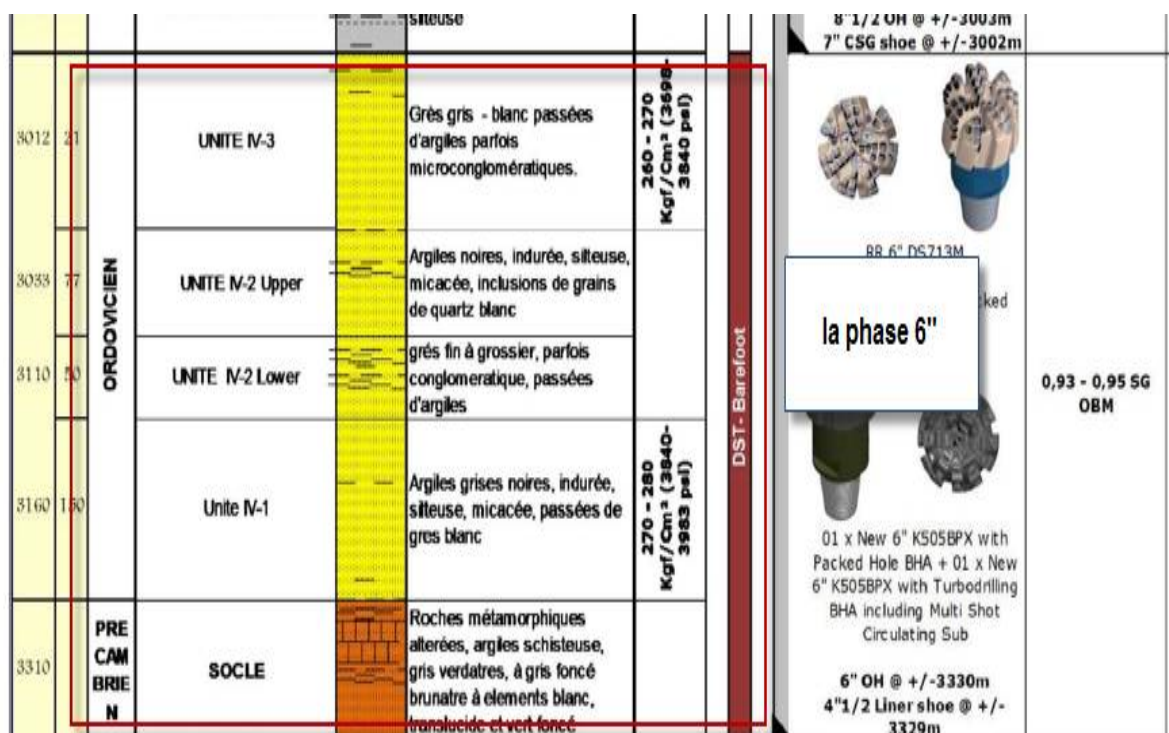
*Figure V-1 : Lithologie de la phase 16in
problème de pertes totale (sonatrach [4])*

981	98	CARBONIFEROUS	TIGUENTOURINE	Argile, sableuse parfois dolomitique							
1079	123		WESTPHALIEN "F"	Calcaire, dolomie argileuse, argile							
1202	220		WESTPH-NAMURIEN "E"	Marne, calcaire, anhydrite, argiles							
1422	200		NAMURIEN "D"	Argile dolomitique, gres, calcaire							
1622	230		VISEEN "C"	Argile, gres fin, calcaire, pyrite, fossile							
1852	283		VISEEN "B"	Argile, gres fin, calcaire, pyrite	150 - 160 kgf/cm ² (2133 - 2276psi)						
2135	172		TOURNAISIEN "A"	Argile, gres fin, fossile, dolomite, pyrite							
										 New 12"1/4 R713DGX PDC Bit (8 x 12 TFA) with Packed Hole BHA 12"1/4 OH @ +/-2298m 9"5/8 @ +/-2297m	1,05 - 1,10 SG OBM

*Figure V-1 : Lithologie de la phase 12 ¼
problème de gonflement des argiles (sonatrach [4])*



*Figure V-2 : Lithologie de la phase 8 1/2 in
problème d'impossibilité de descendre le liner 7+ kick (sonatrach [4])*



*Figure V-3 : Lithologie de la phase 6 in
problème des pertes partielles et totales (sonatrach [4])*

Étude de cas du puits 02

Introduction

Le puits 02 est un puits de développement foré dans la région de Tinrhert, au sud-est de l'Algérie, dans le cadre du développement des réservoirs ordoviciens d'In Akamil Nord. Le forage de ce puits avait pour objectif principal de confirmer le potentiel gazier des niveaux ordoviciens profonds, notamment les unités IV-1 et IV-3. [4]

Durant les opérations de forage, plusieurs problèmes géologiques et géomécaniques ont été rencontrés, principalement :

- les pertes de circulation.
- l'instabilité des formations.
- les phénomènes de bit balling.
- les faibles vitesses d'avancement.
- ainsi que les augmentations de torque et de pression.

Ces problèmes ont fortement perturbé les opérations de forage, particulièrement dans la phase 6'' traversant les formations ordoviciennes profondes. Afin de poursuivre le forage et atteindre la profondeur finale, plusieurs solutions techniques et géomécaniques ont été appliquées.

1. Les pertes de circulation

Les pertes de circulation représentent le problème géomécanique majeur du puits 02.

Description du problème

Dès les premières phases du forage, le programme prévoyait des risques de pertes dans les formations de Taouratine et Zarzaitine en raison de leur forte perméabilité et de leur fracturation naturelle.

Pendant la phase 16'', des pertes partielles de boue atteignant environ 8 m³/h ont été enregistrées.

Cependant, les pertes les plus sévères ont été observées dans la phase 6'' au niveau des formations ordoviciennes profondes. Lors des opérations de carottage dans l'unité IV-3, une perte totale de boue est apparue à partir de 2692.8 m.

Les pertes atteignaient jusqu'à :

- 24 m³/h avec un débit de 800 l/min.

Ces pertes indiquent la présence probable :

- de fractures naturelles ouvertes.
- de zones très perméables.
- ou d'une faible résistance géomécanique des formations.

Solutions appliquées

Pour contrôler ces pertes, plusieurs solutions ont été mises en œuvre :

a) Pompage de bouchons LCM

Plusieurs bouchons de matériaux colmatants (LCM) ont été pompés :

- bouchon de 15 m³ dans la phase 16''.
- bouchons de 5 m³, 8 m³ et autres volumes dans la phase 6''.

b) Augmentation de la concentration du LCM

Après l'échec des premiers traitements, un sixième bouchon fortement concentré à 900 kg/m³ a finalement permis de réduire les pertes et récupérer les retours de boue.

c) Réduction du débit de circulation

Le débit de pompage a été réduit jusqu'à 600 l/min afin de diminuer la pression hydraulique appliquée sur les fractures et éviter leur ouverture supplémentaire.

d) Réduction de la densité de boue

La densité de la boue a été abaissée de 1.01 sg à 0.98 sg afin de limiter la pression exercée sur la formation.

e) Temps d'attente pour la prise des bouchons

Après le pompage des bouchons LCM, la garniture était remontée au-dessus de la zone de pertes afin de laisser le temps au bouchon de consolider les fractures avant la reprise de circulation.

2. Instabilité des parois du puits

Description du problème

Plusieurs signes d'instabilité mécanique du trou ont été observés durant le forage :

- frottements lors des manœuvres.
- difficultés de remontée.
- zones serrées (tight hole).
- risques d'overpull.

Le programme de forage signalait également :

- des risques de back reaming difficile.
- des problèmes de stabilité dans les formations argileuses.

Ces phénomènes sont généralement liés :

- à l'éboulement des parois.
- au gonflement des argiles.
- à l'accumulation des déblais.
- ou à la fermeture du trou sous contraintes géomécaniques.

Solutions appliquées

a) Wiper trips et reaming

Des opérations de :

- wiper trip.
- back reaming.
- reaming préventif. Ont été réalisées afin de nettoyer le trou et stabiliser les zones serrées.

b) Circulation de nettoyage

Des circulations à différents débits ont été effectuées pour améliorer l'évacuation des déblais et maintenir la stabilité du trou.

c) Utilisation de Hi-Vis pills

Des bouchons visqueux (Hi-Vis pills) ont été utilisés pour améliorer le transport des déblais et limiter leur accumulation dans l'annulaire.

d) Contrôle des efforts mécaniques

Les efforts de traction étaient contrôlés afin d'éviter l'aggravation des instabilités mécaniques et limiter les risques de coincement de la garniture.

3. Phénomène de bit balling

Description du problème

Le programme de forage signalait des risques importants de :

- bit balling.
- stabilizer balling.

Ce phénomène apparaît lors du forage des formations argileuses hydratables où les argiles adhèrent au trépan et aux stabilisateurs.

Les conséquences principales sont :

- diminution du ROP.
- augmentation du torque.
- mauvaise évacuation des déblais.
- vibrations mécaniques.

Solutions appliquées

a) Utilisation d'additifs anti-balling

Des produits anti-balling ont été ajoutés à la boue afin de limiter l'adhérence des argiles sur les outils de forage.

b) Optimisation des paramètres de forage

Les paramètres de forage ont été adaptés :

- contrôle du WOB.
 - augmentation du débit.
 - ajustement du RPM.
- afin d'améliorer le nettoyage du trépan.

c) Short trips préventifs

Des short trips ont été réalisés pour nettoyer les outils lorsque des signes de balling apparaissaient.

4. Faible vitesse d'avancement (ROP)

Description du problème

Le puits 02 a enregistré des ROP très faibles, particulièrement dans la phase 6'' où les valeurs variaient entre 0.54 m/h et 1.29 m/h.

Cette faible vitesse est principalement due :

- à la dureté des grès ordoviciens.
- à l'abrasivité des formations.
- à la présence de fractures.
- ainsi qu'aux pertes de circulation.

Solutions appliquées

a) Changements fréquents des outils

Plusieurs types d'outils ont été utilisés :

- PDC.
- Tricônes.
- outils imprégnés.
- couronnes de carottage.

Chaque outil était choisi selon :

- la dureté des formations.
- l'abrasivité.
- et les conditions géomécaniques rencontrées.

b) Adaptation des paramètres hydrauliques

Les équipes ont modifié :

- le débit.
 - le RPM.
 - le WOB.
- afin d'améliorer la pénétration dans les formations dures.

5. Augmentation du torque et de la pression

Description du problème

Durant les derniers intervalles du puits, des anomalies mécaniques ont été enregistrées :

- pics de torque.
- augmentation de pression.
- difficultés de circulation.

Ces phénomènes traduisent généralement :

- un mauvais nettoyage du trou.
- une accumulation des déblais.
- une fermeture partielle du puits.
- ou des contraintes géomécaniques élevées.

Solutions appliquées

a) Circulation à différents débits

Des circulations de nettoyage ont été effectuées pour améliorer le transport des déblais et réduire les contraintes dans l'annulaire.

b) Remontée préventive des outils

Lorsque les pics de torque ou les augmentations de pression devenaient importants, les outils étaient remontés pour inspection et remplacement.

c) Réduction des paramètres de forage

Les paramètres mécaniques ont été réduits afin de limiter :

- les vibrations.
- les contraintes sur les outils.
- et les risques de coincement.

Depth	Thick.	Stratigraphy				Lithology	Rock Description	Car
0	12	CRETACEOUS	CENOMANIAN	ARGILES & GYPSE			Calcaire dolomitique. Argiles plastiques à forte présence de gypse	
				IN AKAMIL			argiles plastiques finement sableuse, intercalations dolomitiques	
12	270		ALBIEN	TAOURATH	SUP	Sable et argile		
			APTIEN		MOY	Argile et passées de dolomie		
45			BARREMIEN			Sable à passées d'argile		
		NEOCOMIEN	INF		Argiles et sable			
		JURASS	MALM			Argiles et sable		
282	117			DOGGER ARG	SUP	Argile, sable et gres		
399	140		DOGGER LAGU	MOY	Argile, passées de gres et dolomie			
			Argilo-Dolomitique		Argile, anhydrite, dolomie et gres			
539	130		LIAS	Equi. Salifere		Argile, trace dolomie, passeegres		
		Argileux		INF	Argile, et passées de sable			
			Argilo-greux sup		Sable et argile			
669	99	CARBONIFEROUS	TIGUENTOURINE			Argile, sableuse parfois dolomitique		
768	93		WESTPHALIEN "F"			Calcaire, dolomie argileuse, argile		
861	220		WESTPH-NAMURIEN "E"			Marne, calcaire, anhydrite, argiles		
1081	180		NAMURIEN "D"			Aargile dolomitique, gres, calcaire		
1261	216		VISEEN "C"			Argile, gres fin, calcaire, pyrite, fossile		
1477	300		VISEEN "B"			Argile, gres fin, calcaire, pyrite		
1777	170		TOURNAISIEN "A"			Argile, gres fin, fossile, dolomite, pyrite		
1947	50		DEVONIAN	F2			Gres fin à grossier, argile, fissures	
1997	100	Série-argileuse-sup			Argilefoncée, gres fin, calcaire, pyrite			
2097	20	Série-argileuse-inf			Argilefoncée, gres fin, calcaire, pyrite			
2117	54	Reservoir F4 Sup			Alterance gres fin et argile foncée			
2171	22	Argiles			Argile foncée silteuse, gres clair			
2193	15	SILURIEN	F6	unit C3+C2		Gres tres fin et argiles indurée		
2208	14			Silurien-F6(B-A-M)		Gres fin à moyen et argile silteuse		
2222	35			unit M2		Gres à bitume, argile foncée, pyrite		
2257	90			unit M1		Gres clair, argile feuilletée, pyrite		
2347	285		SILURIEN ARGILEUX			Argile noire charboneuse, gres silteuse		
2632	282	ORDOVICIEN	UNITE IV-3			Grès gris - blanc passées d'argiles parfois microconglomératiques.	18m	
			UNITE IV-2 Upper			Argiles noires, indurée, silteuse, micacée, inclusions de grains de quartz blanc		
			UNITE IV-2 Low er			grès fin à grossier, parfois conglomératique, passées d'argiles		
			Unite IV-1			Argiles grises noires, indurée, silteuse, micacée, passées de gres blanc	18m	
2914	>30	PRE CAMBRIEN	SOCLE			Roches métamorphiques altérées, argiles schisteuse, gris verdâtres, à gris foncé brunâtre à éléments blanc, translucide et vert foncé		

▪ Figure VI-1 : fiche technique du puit 02 (sonatrach 2015) [4]

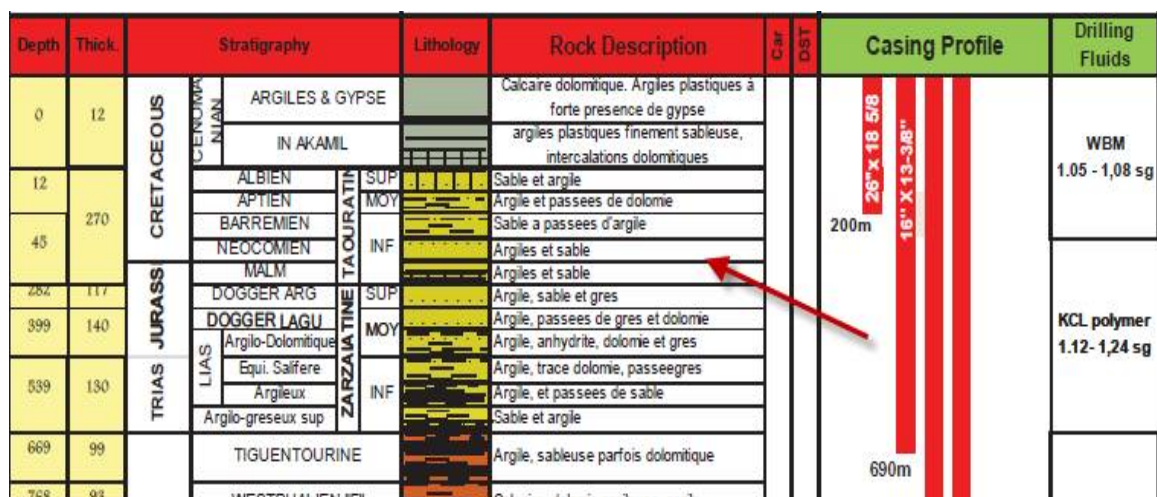


Figure VI-2 : Lithologie de la phase 16in
problème des pertes partielles et totales,
Instabilité des parois (sonatrach [4])

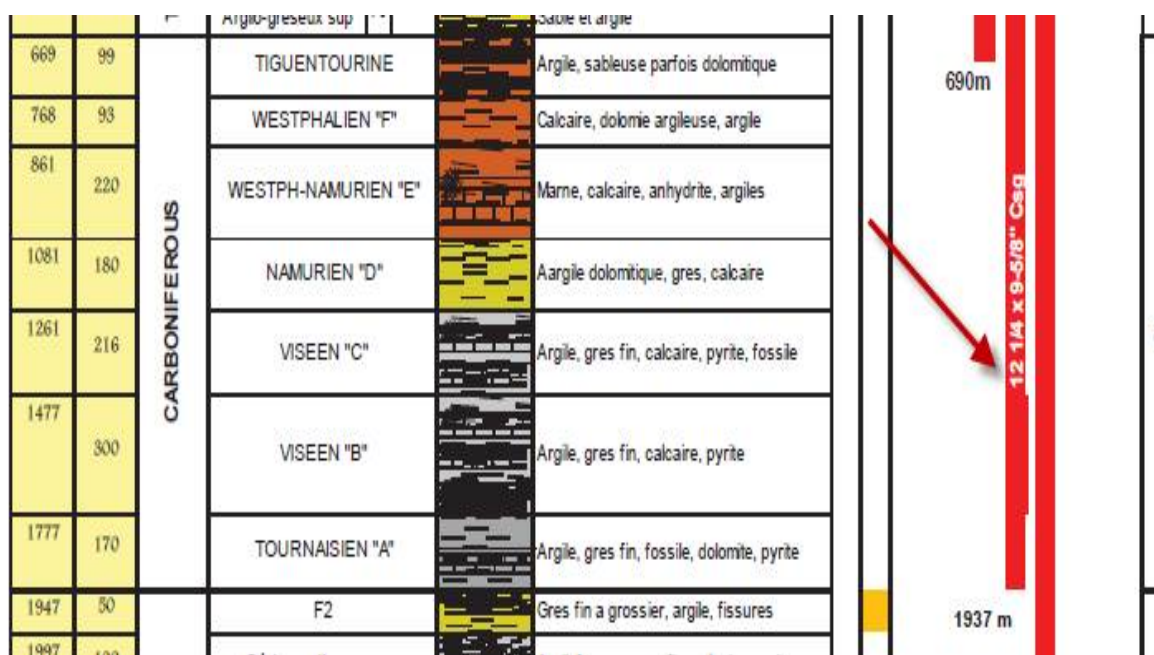


Figure VI-3 : Lithologie de la phase 12 ¼
problème de Faible ROP (sonatrach [4])

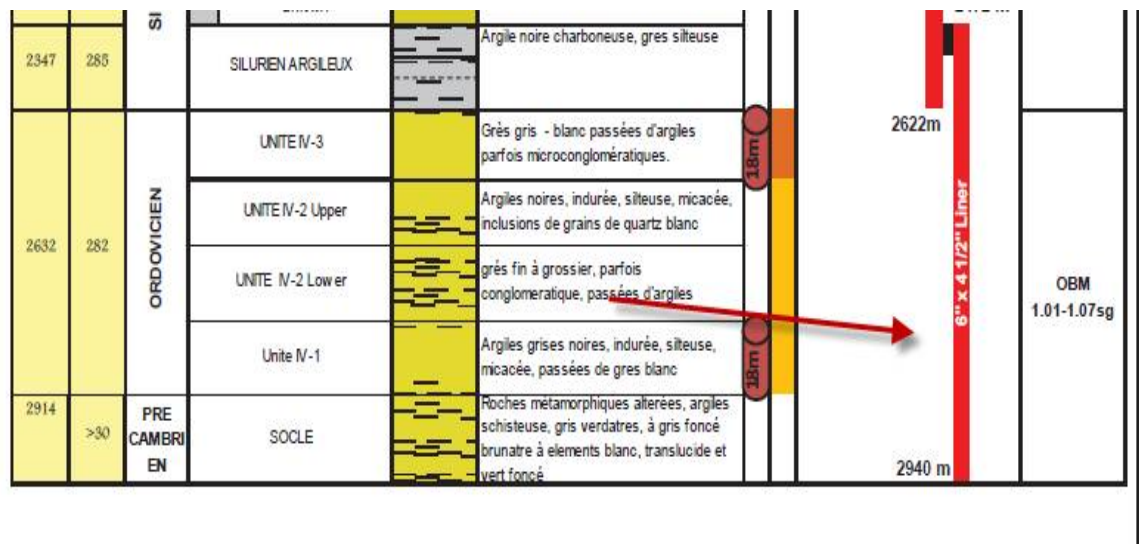


Figure VI-4 : Lithologie de la phase 6in

problème des pertes partielles et totales, Pics de torque, augmentation de pression, Faible ROP, Difficultés de forage liées à la fracturation naturelle du réservoir (sonatrach [4])

Conclusion

L'étude du puits 02 montre que les principales difficultés rencontrées étaient d'origine géologique et géomécanique. Les formations traversées présentaient une forte fracturation, des niveaux argileux instables et des formations ordoviciennes très dures et abrasives.

Les problèmes majeurs observés étaient :

- les pertes de circulation.
- l'instabilité des parois.
- le bit balling.
- les faibles vitesses d'avancement.
- ainsi que les augmentations de torque et de pression.

Pour faire face à ces difficultés, plusieurs solutions techniques ont été appliquées, notamment :

- le pompage de bouchons LCM.
- l'ajustement des propriétés de la boue.
- les opérations de nettoyage du trou.
- les changements d'outils .
- et l'optimisation des paramètres de forage.

Ces interventions ont permis de stabiliser le puits et d'atteindre la profondeur finale malgré des conditions géologiques particulièrement complexes. [4]

Conclusion Générale

Cette étude a permis d'analyser les principaux problèmes géologiques et géomécaniques susceptibles d'affecter les opérations de forage et de production dans les réservoirs gaziers de la région d'In Amenas, au sein du bassin d'Illizi.

L'analyse du contexte géologique a montré que la diversité lithologique, la présence de fractures naturelles ainsi que les particularités stratigraphiques des formations jouent un rôle déterminant dans le comportement mécanique des roches. Les formations argileuses, notamment celles du Silurien, présentent une sensibilité particulière aux interactions avec les fluides de forage, pouvant engendrer des phénomènes de gonflement et d'instabilité.

L'étude des principes géomécaniques a mis en évidence l'importance des contraintes in situ, des propriétés mécaniques des roches et de leur interaction avec les conditions opérationnelles. Ces paramètres influencent directement la stabilité des puits, la qualité du forage ainsi que l'intégrité des ouvrages pétroliers.

Les différents défis opérationnels identifiés dans la région d'In Amenas concernent principalement l'instabilité des parois, les pertes de circulation, les venues de gaz, les problèmes d'intégrité annulaire et les risques associés aux formations argileuses gonflantes. Une mauvaise maîtrise de ces phénomènes peut entraîner des coûts supplémentaires importants, des retards opérationnels et une diminution de la performance globale des puits.

Les résultats obtenus soulignent ainsi la nécessité d'une intégration rigoureuse des données géologiques et géomécaniques dans la planification et la conduite des opérations de forage. Une meilleure compréhension du comportement des formations permet d'optimiser les paramètres de forage, de réduire les risques techniques et d'améliorer la productivité des réservoirs.

Enfin, cette étude confirme que l'approche géomécanique constitue un outil indispensable pour assurer la sécurité, la rentabilité et la durabilité de l'exploitation des ressources gazières du bassin d'Illizi. Des travaux futurs pourraient être orientés vers le développement de modèles géomécaniques numériques plus avancés afin d'améliorer davantage la prévision des instabilités et l'optimisation des opérations pétrolières.

Recommandations opérationnelles

Dans le cadre de la protection du réservoir contre tout endommagement susceptible d'altérer sa perméabilité naturelle, il est impératif de maîtriser l'ensemble des sources potentielles d'encrassement, qu'elles soient d'origine minérale ou organique. La déposition de ces particules au sein de la matrice poreuse engendre un phénomène de **skin effect**, impactant directement les performances du puits.

Or, les pertes de fluide dans le réservoir constituent un facteur aggravant majeur. L'invasion du filtrat et des solides de la boue dans la formation entraîne un colmatage des pores, accentuant le skin effect et provoquant une dégradation irréversible des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

Les conséquences opérationnelles et économiques associées sont les suivantes :

- Augmentation du skin effect et réduction de la perméabilité effective
- Altération de la fiabilité des tests DST (résultats non représentatifs du réservoir)
- Perturbation des données de diagraphies (logging)
- Diminution du débit de production
- Pertes pécuniaires significatives (temps non productif et surcoûts opérationnels)

La raison pour laquelle, il est désormais formellement interdit d'utiliser des réducteurs de filtrat à base asphaltique dans les formulations de boue, y compris lors du forage des phases superficielles (morts-terrains). De même, l'utilisation de LCM non acidifiables est proscrite, compte tenu du risque de réutilisation de la même boue lors du forage des intervalles réservoirs.

En revanche, en cas de nécessité opérationnelle justifiée, l'utilisation ponctuelle de produits asphaltiques (tels que stabilisateurs d'argiles de type Soltex) pourra être autorisée. Dans ce cas, la boue concernée devra impérativement être isolée, puis réintégrée ou transférée vers d'autres applications strictement limitées aux phases non réservoirs.

Ces dispositions visent à limiter les pertes dans le réservoir, à préserver l'intégrité de la formation et à garantir le maintien du potentiel productif du puits sur le long terme.

Références :

- **ABIDI Saad Aïssa**, 2023/2024, *Les problèmes de forage - causes et solutions*, Université Kasdi Merbah Ouargla [1]
- **ALLAOUA Badreddine / BENACHOUR Yassine**, 2016/2017, *Caractérisation du réservoir "unité III-2" la région Bourarhet Sud (bassin d'Illizi)*, Université M'Hamed Bougara Boumerdes, Pages 5–10. [2]
- **ARIF, A. et MESSAOUDI, A.**, 2014, *Étude des pertes de circulation dans un appareil de forage*, Mémoire de Master, Université Kasdi Merbah Ouargla, Pages 5–19. [3]
- **Dr BELKACEM Lallia**, Division forage, Department engineering ,Direction des Operations (SONATRACH). [4]
- **BENNADA Abderrahmane / KORTI Amara / BELGASMI Abderrahim**, 2019, *Calculs et évaluation de qualité de cimentation : comparaison entre les puits Ghardaïa nord-1 (GHAN-1) et TOUMIET-1 (TOUT-1)*, Université Kasdi Merbah Ouargla, Pages 38–39. [5]
- **DERRADJI Mansour / HAMOUDA Hicham**, 2017, *Pose et cimentation du liner 7" avec liner hanger hydraulique (Application sur le puits BBKNP-1)*, Université Kasdi Merbah Ouargla. [6]
- **HAMADAS Manel**, 2015, *Étude pétrophysique et géomécanique pour la réalisation d'une fracturation hydraulique des réservoirs Cambro-ordovicien de la région de In Amenas, Bassin d'Illizi, Algérie*, Université M'Hamed Bougara Boumerdes, Pages 83–86. [7]
- **HADJ AÏSSA Salah / HADJ SAÏD Kacem**, 2014, *Descente et cimentation du liner 7" dans le champ de Hassi-Messaoud, Application sur le puits OMN82bis*, Université Kasdi Merbah Ouargla, Page 24. [8]
- **KERMICHE Zine Eddine**, 2017, *Étude de l'opération DST dans la région In Amenas puits GRA-4*, Université M'Hamed Bougara Boumerdes, Pages 3–4. [9]
- **Lambarki Abderrahim**, 2020, *Critères de rupture des roches*, École nationale supérieure des mines de Rabat, Département mines et minéralurgie, Mini projet, Page 4. [10]
- **Lebtahi Hamid**, 2018, *Contribution à l'étude du coincement d'une garniture de forage dans les formations argileuses gonflantes*, Université Kasdi Merbah Ouargla. [11]
- **L. Oudjedi**, SI-FC Pôle Sud, Division forage (SONATRACH). [12]
- **MAAMRI Brahim / HAMMOUDI Badreddin**, 2023, *Étude des pertes de circulation totale dans la phase de 36" et pose d'un bouchon en ciment de Djamaa wilaya d'El Meghaier*, Université Kasdi Merbah Ouargla. [13]
- **MADI, A. & MAROCI, Y.**, 2017, *Étude de l'opération d'ancrage et de cimentation du liner mécanique 4 ½ dans le champ de Haoud Berkaoui – Cas du puits OKJ-03*, Mémoire de Master, Université M'Hamed Bougara Boumerdes.[14]

- **OURAHMANE Chawki Zakaria**, 2024, *Contexte hydrogéologique et hydrochimique des nappes aquifères de la région de Tin Fouyé - Tabankort "TFT" wilaya d'Ilizi, Algérie*, Université d'Oran 2 MB, Pages 3–4. [15]
- **SOUDAKI Asmaa / GUETOUCHI Selma**, 2022/2023, *Études de formation et inhibition des dépôts du calcium et carbonate de calcium*, Université de Blida 1. [16]
- **TEBIB Mahdi / NOUIS Fares / CHAITER Abdeslam**, 2017, *Descente et cimentation du liner 4''1/2 dans le champ Hassi Messaoud*, Université Kasdi Merbah Ouargla. [17]
- **Chapitre 4 : Comportement mécanique et critère de rupture des roches**, University of Batna 2, Page 2. [18]