



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tebessi – Tébessa

معهد المناجم

Institut des mines

قسم المناجم والجيوتكنولوجيا

Département des mines et de la géotechnologie



MEMOIRE

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

Filière : Génie minier

Option : Géotechnique

CAUSALITE DES INSTABILITES DES PUITS PETROLIER, CAS DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD - ALGERIE

Présenté et soutenu par

- ❖ HAMOUCHE Yacine
- ❖ BENNOUN Sofiane

Devant le jury:

	Grade	Etablissement
Président : HAMDANE Ali	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Encadreur : BRAHMI Serhane	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Examineurs : BERRAH Yacine	MCB	Université Larbi Tebessi - Tébessa

Promotion 2020-2021



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

Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة العربي التبسي - تبسة

Université Larbi Tebessi – Tébessa

معهد المناجم

Institut des mines

قسم المناجم والجيوتكنولوجيا

Département des mines et de la géotechnologie



MEMOIRE

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

Filière : Génie minier

Option : Géotechnique

CAUSALITE DES INSTABILITES DES PUITS PETROLIER, CAS DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD - ALGERIE

Présenté et soutenu par

- ❖ HAMOUCHE Yacine
- ❖ BENNOUN Sofiane

Devant le jury:

	Grade	Etablissement
Président : HAMDANE Ali	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Encadreur : BRAHMI Serhane	MAA	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Examineurs : BERRAH Yacine	MCB	Université Larbi Tebessi - Tébessa

Promotion 2020-2021

Année universitaire : 2020-2021

Tébessa le : 07/06/2021

Lettre de soutenabilité

Noms et prénoms des étudiants :

1 - HAMOUCHE Yacine

2 - BENNOUN Sofiane

Niveau : **2^{ème} année Master** Option : Géotechnique

Thème : **Causalités des instabilités des puits pétroliers, cas du champ de Hassi Messaoud - Algérie**

Nom et prénom de l'encadreur : **BRAHMI Serhane**

Chapitres réalisés	Signature de l'encadreur
Chapitre 01 : Cadre général et géologie de la zone d'étude ;	
Chapitre 02 : Géophysique appliqué au domaine pétrolier ;	
Chapitre 03 : Technique de forage pétrolier ;	
Chapitre 04 : Analyse des zones vulnérable au cours du creusement ;	
Chapitre 05 : Etude du cas d'un effondrement du puits de pétrolier.	

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

مؤسسة التعليم العالي : جامعة العربي التبسي - تبسة

تصريح شرفي
خاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لانجاز بحث

أنا الممضي أدناه،

الصفة : طالب

السيد : حموش ياسين

الحامل لبطاقة التعريف الوطنية رقم 310380/2016 و الصادرة بتاريخ 07-08-2016
المسجلة بمعهد المناجم قسم : المناجم والجيوتكنولوجيا
و المكلفة بانجاز أعمال بحث (مذكرة التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، أطروحة
دكتوراه)، عنوانها :

Causalité des instabilités des puits pétrolier cas du champ de
Hassi Messoud - Algerie

أصرح بشرفي أنني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية و المنهجية و معايير الأخلاقيات المهنية
و النزاهة الأكاديمية المطلوبة في انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 2021/06/07

إمضاء المعني (ة)



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

مؤسسة التعليم العالي : جامعة العربي التبسي - تبسة

تصريح شرفي
خاص بالالتزام بقواعد النزاهة العلمية لانجاز بحث

أنا الممضي أدناه،

الصفة : طالب

السيد : سفيان بن نون

الحامل لبطاقة التعريف الوطنية رقم 200135409 و الصادرة بتاريخ 11-04-2016
المسجلة بمعهد المناجم قسم: المناجم والجيوتكنولوجيا
و المكلفة بانجاز أعمال بحث (مذكرة التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، أطروحة
دكتوراه)، عنوانها :

Causalité des instabilités des puits pétrolier cas du champ de
Hassi Messoud - Algerie

أصرح بشرفي أنني ألتزم بمراعاة المعايير العلمية و المنهجية و معايير الأخلاقيات المهنية
و النزاهة الأكاديمية المطلوبة في انجاز البحث المذكور أعلاه.

التاريخ: 2021/06/07

إمضاء المعني (ة)







الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة العربي التبسي - تبسة



مقرر رقم: 115 مؤرخ في: 2021/05/20

يتضمن الترخيص بمناقشة مذكرة الماستر

إن مدير جامعة العربي التبسي بتبسة،

- بموجب القرار الوزاري رقم 318 و المؤرخ في 05 ماي 2021 المتضمن تعيين السيد "قواسمية عبد الكريم" مديرا لجامعة العربي التبسي - تبسة،

- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم : 12-363 مؤرخ في 8 أكتوبر 2012، يعدل ويتمم المرسوم التنفيذي رقم 09-08 المؤرخ في : 04 جانفي 2009 و المتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي بتبسة،

- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم 08-265 المؤرخ في 17 شعبان عام 1429 الموافق 19 غشت سنة 2008 الذي يحدّد نظام الدراسات للحصول على شهادة الليسانس وشهادة الماستر وشهادة الدكتوراه، لاسيما المادة 9 منه،

- وبموجب القرار رقم 362 المؤرخ في 09 جوان 2014 الذي يحدّد كفايات إعداد ومناقشة مذكرة الماستر، لاسيما المادة 7 منه،

- وبموجب القرار رقم 357 المؤرخ في 15 جوان 2020، المعدل للملحق القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015 والمتضمن تأهيل ماستر الفروع ذات التسجيل الوطني بعنوان السنة الجامعية 2015-2016 بجامعة تبسة، اختصاص جيوتقني.

- وبموجب المقرر رقم 065. المؤرخ في 2021/05/19 والمتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة الماستر،

- وبعد الاطلاع على تقرير لجنة مناقشة مذكرة الماستر المؤرخ في

يقرّر ما يأتي:

المادة الأولى: يُرخصُ للطالب(ة) ياسين حموش ، المولود (ة) بتاريخ 1997/06/09 بذراع بن خدة، بمناقشة مذكرة الماستر والموسومة بـ

Causalité des instabilités des puits pétroliers, cas du champ de Hassi Messaoud, Algérie

المادة 2: يكلف رئيس قسم المناجم والجيوتكنولوجيا بتنفيذ هذا المقرر الذي يسلم نسخة عنه إلى الطالب المعني بالمناقشة وأعضاء لجنة المناقشة فور توقيعه، وبضمنان نشره عبر فضاءات المؤسسة المادية والرقمية.

المادة 3: تُحفظ نسخة عن هذا المقرر ضمن الملفّ البيداغوجي للطالب المعني وينشر في النشرة الرسمية لجامعة العربي التبسي.

حُرر ب تبسة، في: 2021/05/20

عن المدير، وبفوضته
المدير معهد المناجم
عبد المكي زويير



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
جامعة العربي التبسي - تبسة



مقرر رقم: 114 مؤرخ في: 2021/05/20
يتضمن الترخيص بمناقشة مذكرة الماستر

إن مدير جامعة العربي التبسي بتبسة،
- بموجب القرار الوزاري رقم 318 و المؤرخ في 05 ماي 2021 المتضمن تعيين السيد "قواسمية عبد الكريم" مديرا
لجامعة العربي التبسي - تبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم : 12-363 مؤرخ في 8 أكتوبر 2012، يعدل ويتمم المرسوم التنفيذي رقم 09
- 08 المؤرخ في : 04 جانفي 2009 والمتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي بتبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم 08-265 المؤرخ في 17 شعبان عام 1429 الموافق 19 غشت سنة 2008 الذي
يحدّد نظام الدراسات للحصول على شهادة الليسانس وشهادة الماستر وشهادة الدكتوراه، لاسيما المادة 9 منه،
- وبموجب القرار رقم 362 المؤرخ في 09 جوان 2014 الذي يحدّد كفاءات إعداد ومناقشة مذكرة الماستر، لاسيما المادة
7 منه،
- وبموجب القرار رقم 357 المؤرخ في 15 جوان 2020، المعدل للملحق القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015
والمتضمن تأهيل ماستر الفروع ذات التسجيل الوطني بعنوان السنة الجامعية 2015-2016 بجامعة تبسة، اختصاص
جيوثقني.
- وبموجب المقرر رقم 0.6.5 المؤرخ في 2021/05/19 والمتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة الماستر،
- وبعد الاطلاع على تقرير لجنة مناقشة مذكرة الماستر المؤرخ في
يقرّر ما يأتي:
المادة الأولى: يُرخصُ للطالب(ة) سفيان بن نون، المولود (ة) بتاريخ 1994/09/23 ب الحمادية، بمناقشة مذكرة
الماستر والموسومة بـ

Causalité des instabilités des puits pétroliers, cas du champ de Hassi Messaoud, Algérie

المادة 2: يكلف رئيس قسم المناجم والجيوتكنولوجيا بتنفيذ هذا المقرر الذي يسلم نسخة عنه إلى الطالب المعني
بالمناقشة وأعضاء لجنة المناقشة فور توقيعه، وبضمان نشره عبر فضاءات المؤسسة المادية والرقمية.

المادة 3: تُحفظ نسخة عن هذا المقرر ضمن الملفّ البيداغوجي للطالب المعني وينشر في النشرة الرسمية لجامعة
العربي التبسي.

حُرر ب تبسة، في: 2021/05/20



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Bismillâhi-rahmâni-rahîm

Au Nom de Dieu le Miséricordieux,
le Très Miséricordieux



Remerciements

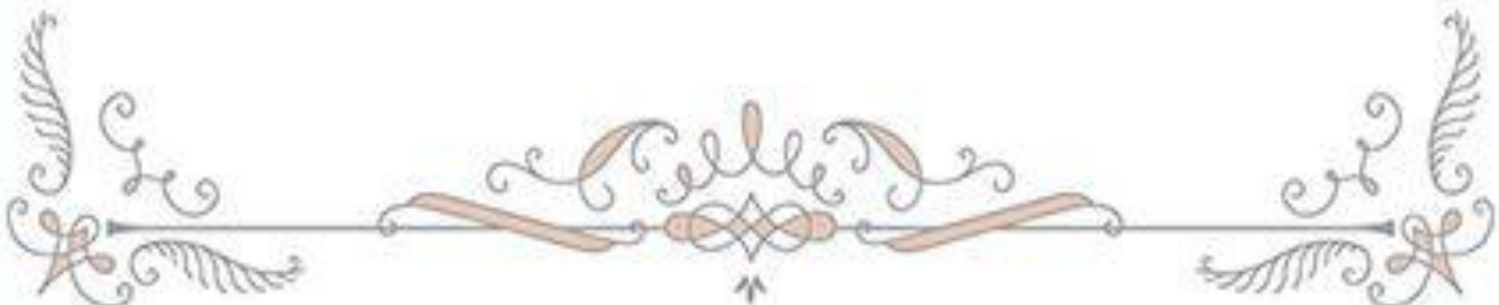
Avant toute chose, Je remercie le bon Dieu tout puissant de m'avoir guidé à trouver en moi la force, la patience et la volonté d'accomplir ce travail.

*Au terme de ce mémoire, il m'est très précieux
d'adresser nos remerciements aux personnes qui ont
contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

*Au premier lieu, je remercie Monsieur, **BRAHMI Serhane**, qui a accepté la prise en charge de notre encadrement ainsi que pour sa présence, sa compréhension et son aide.*

*On remercie aussi Mr **Omar, Toufik, Karim et B.Brahim** qui nous ont aidé lors de notre séjours a Hassi Messaoud de même que l'ensemble du personnel du département de la géologie, de la division Engineering et production de SONATRACH Hassi Messaoud (IRARA).*

*A la fin, on tient aussi, a remercié nos chers parents de nous avoir donné la vie ;
De nous avoir appris à surmonter nos peurs et d'être là quand cela est nécessaire ;
De nous aider à faire en sorte que ne nous manquions de rien ;
Ont est fière de vous avoir comme parents.*



DEDICACE

*Au nom de Dieu clément et Miséricordieux ;
La réalisation de ce modeste travail, est l'aboutissement d'une longue
aventure universitaire dont je le dédie :*

*A mes chers parents (Azzedine & Malika), que je trouverai jamais les
expressions fortes pour leurs exprimer mon amour, ma
reconnaissance et ma profonde gratitude, pour tous les sacrifices
consentis et pour la chance que j'ai eu d'être né entre d'aussi
merveilleuses personnes.*

*O! Seigneur,
Combles-les de ta Miséricorde et prête leur longue vie dans le bonheur
et la santé*

*A mon cher frère (Zakaria) et A ma chère sœur.
A Mon grand-père, mes tentes et mes oncles et toute la famille
HAMOUCHE et DJERROUDI.
A mon chers ami Nassim.*

*A ceux qui m'ont encouragé et soutenue dans les moments les plus
difficiles et à ceux qui m'ont aidé de près ou de loin.*

*A tous mes collègues de la promotion 2016/2017 de l'institut des
mines.*

*Je ne saurais oublier les défunts (mes deux grands-mères et mon
grand-père) qui nous ont quittés et qui sont toujours dans mon cœur
A leurs mémoires.*

Kouceïla Yacine

DIDICACE

Au nom du dieu le clément le miséricordieux

Je dédie ce travail à :

Ceux qui sont toujours présents dans mon cœur mes très chers ;

➤ *Ma mère (Kheira, Mansouri), Je dédie ce modeste travail à ma mère
qui a sacrifiée sa jeunesse pour mon auspice.*

qui m'a soutenu d'amour et de bonheur ;

Pour ma donnée les courages et ma réussite.

Tout ce que je suis, je le dois à elle.

➤ *Mon père (Aissa) l'homme le plus affectueux celui qui a tout donné.*

Pour que je puisse arrivée à mon but.

Que dieu me les protège.

➤ *Mes frères et mes sœurs (Saliha Dieu repose son âme, Hassina,
Dalila, Mohamed, Mostapha, Amina) et ma grande famille et
proches.*

Et à tous personnes ayant contribués à ce travail de près ou de loin.

*À toute ma promotion 2^{ème} année Master Géotechnique et la
promotion 2021.*

Sofiane

SOMMAIRE

Remerciements	i
Dédicaces	ii
Sommaire	iii
Liste des figures	iv
Liste des tableaux	v
Liste des abréviations	vi
Resume	viii
Introduction générale	01
Etude anterieur	02
Chapitre I : Cadre général et géologie de la zone d'étude	
Introduction	09
I.1. Situation géographique de Hassi-Messaoud (HMD)	09
I.2. Contexte geologique	10
I.3. Géologie générale	12
I.4. Difficultés géologiques du champ HMD	13
I.5. Tectonique et paléographie	13
1. Evolution paléographique	13
2. Structure du champ	13
3. Tectonique du champ	15
I.6. La zone d'étude	15
1. Situation géographique du puits MKT-1	15
2. L'objectif du puits MKT-1	16
3. Description géologique de la zone d'étude	16
4. Stratigraphie de la zone d'étude	18
5. Résultats structuraux	25
6. Système pétrolier	27
Conclusion	27
Chapitre II : Géophysique appliquée au domaine pétrolier	
Introduction	29
II.1. Méthode sismique	29
1. La sismique réfraction	29

2. La sismique réflexion	30
2.1 Principe de la sismique réflexion	30
2.2 Domaine d'application de la sismique réflexion	30
2.3 Equipement utilisé	31
a) Source d'onde	31
b) Capteur « géophones »	31
c) Laboratoire d'enregistrement	32
d) Le filtrage	32
2.4 Les étapes d'étude de la sismique réflexion	32
A. Acquisitions des données	32
B. Traitement des données	33
C. Interprétation	33
II.2. Méthode électrique	34
1. Définition	34
2. Principe de base	34
3. Domaine d'application	35
4. Les méthodes de prospection électrique (différents montages)	35
II.3. Diagraphie	36
1. Définition	36
2. Objectif	36
3. Classification des diagraphies	36
A. Gamma Ray	36
1. Définition	36
2. Principe	36
3. Le paramètre enregistré	37
4. Radioactivité des formations	38
B. Log Sonic	39
1. Définition	39
2. Principe de mesure	39
3. Perturbations.....	40
4. Cimentation	40
5. Applications du log Sonic	41
II.4. Méthode sismique et diagraphie dans la zone d'étude	42
1. Méthode sismique	42
a. Profile sismique	42
b. Cartographie	43

2. Diagraphie (Gamma ray & Sonic)	44
Conclusion	46

Chapitre III : Technique de forage pétrolier

Introduction	48
III.1. Description et principe d'un forage pétrolier	48
III.2. Les différents types de forage pétroliers	49
III.3. L'installation d'un forage pétrolier	49
III.4. L'équipement du forage rotary	50
III.5. Trépan	51
1. Outil de forage (trépan)	51
2. Les types des outils de forage	52
A. Les outils à molettes (Tricône)	52
B. Les outils à diamant (monobloc)	52
a. Les outils à diamant naturelle	52
b. Les outils PDC (Polycristalline Diamond Compact)	53
c. Les outils TSP (Thermally Stable Polycristalline)	54
d. Les outils imprégnés	54
e. Les outils hybrides	55
III.6. Les boues de forage	56
1. Définition et rôle du fluide de forage	56
2. Les types des fluides de forage	57
a) Boue à base d'eau	57
b) Boue à base d'huile	57
3. Paramètres physiques et chimiques	58
a) Densité	58
b) Viscosité	59
c) Filtration	59
d) pH (Potentiel d'Hydrogène)	59
III.7. La cimentation d'un forage pétrolier	60
1. Définition et objectifs de la cimentation	60
2. Types des laitiers de ciment	61
a. Les laitiers conventionnels	61
b. Les systèmes spéciaux des laitiers de ciment	62
3. Difficultés de la cimentation	64
a. La profondeur du puits	64
b. Homogénéité du contenu	64

4. Choix du laitier	65
5. Classification des ciments laitiers (mortier) pétrolier	65
6. Causes et remèdes des cimentations	66
a. La perte totale ou partielle du laitier	66
b. Prise rapide (flash set)	66
c. Dégradation des résistances mécaniques	66
d. Dégradation des laitiers	66
e. Manque d'étanchéité de la graine de ciment	66
f. Contamination du laitier par la boue	67
g. Corrosion de la pierre de ciment	67
III.8. Le forage dans la zone d'étude (MKT-1)	67
1. Les phases de forage	67
a. Phase de forage 26" et casing 18"5/8 (Surface – 366 m)	67
b. Phase de forage 16" et casing 13"3/8 (366 – 932 m)	69
c. Phase de forage 12"1/4 et casing 9"5/8 (932 – 2578 m)	69
d. Phase de forage 8"1/2 et casing 7" (2578 – 3460 m)	70
e. Phase de forage 6" et trou (3460 – 4250 m)	70
2. Fluides de forage	71
Conclusion	71
 Chapitre IV : Analyse des zones vulnérables au cours du creusement	
Introduction	73
IV. Causalité dès l'instabilité des puits pétroliers	73
IV.1. Coincement de la garniture (stuck pipe)	73
1.1. Coincement par pression différentielle	74
1.2. Coincement mécanique	75
1.2.1. Trou de serrure (Key Seat)	75
➤ Dog leg	76
1.2.2. Sédimentation des déblais et nettoyage du trou	77
1.2.3. Chute ferraille et objet divers	78
1.2.4. Coincements par instabilité des formations	79
A. Argiles fluentes	80
B. Argiles feuilletées	81
C. Les couches de sel	81
D. Formations non consolidées	82
E. Formations Fracturées	83
F. Formations mobiles	83

H. Les argiles gonflant	84
1.2.5. Diminution (serrage) du diamètre nominal du trou	84
IV.2. Les pertes de circulation	85
1. Les causes	86
2. Mesures préventives	87
IV.3. Les venues	87
1. Causes des venues	87
2. Détection d'une venue	88
IV.4. Autre problèmes de stabilités	90
1. Contamination par la boue (Mud Contamination)	90
2. Les hautes températures	90
3. Risque de déviation du puits (side-track)	90
4. Eruption du puits	90
IV.5. Problèmes susceptibles à apparaitre dans les champs pétroliers en Algérie	91
1. Les champs de Hassi-Messaoud	91
a. Venue	91
b. Coincement	91
c. Éboulements et cavages	91
d. Risques de déviation	91
e. Le pistonnage	91
f. Perte de circulation	91
1.1. Difficultés géologiques du champ de Hassi-Messaoud	92
2. Les champs de Haoud Berkaoui	93
Conclusion	93
 Chapitre V : Etude du cas d'un effondrement d'un puits pétrolier	
Introduction.....	95
V.1. Situation géographique	95
V.2. Historique de l'OKN-32	96
V.3. Les phases de forage	98
V.4 Problématique du puits OKN-32	99
1. Formation du cratère	99
2. Estimation du débit de l'albien	100
3. Profondeur du cratère	101
4. Forme du cratère	103
a. Etude par la méthode sismique	103

b. Etude par la méthode gravimétrique	103
5. Evolution du phénomène de Berkaoui	104
a. Suivi topographique	104
b. Suivi par écoute sismique	108
c. Suivi de résistivité	109
Conclusion	110
Conclusion générale	111
Références bibliographiques	ix

LISTE DE FIGURE

Chapitre I : Cadre général et géologie de la zone d'étude

Figure.I.01 : Situation géographique de Hassi-Messaoud – Ouargla – Algérie ...	10
Figure.I.02 : Limite géologique d'Ouargla (Modifier)	11
Figure.I.03 : Coupe géologique NW-SE de l'Algérie	12
Figure.I.04 : Coupe paléozoïque de la zone du champ pétrolifère de Hassi-Messaoud	14
Figure.I.05 : Situation géographique du MKT-1 et d'OKN-32 avec Hassi-Messaoud	15
Figure.I.06 : La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne	17
Figure.I.07 : Coupe géologique à travers le prospect	17
Figure.I.08 : Fiche stratigraphique du puits MKT-1	26

Chapitre II : Géophysique appliquée au domaine pétrolier

Figure.II.01 : Principe de la sismique réfraction	29
Figure.II.02 : Principe de la sismique réflexion	30
Figure.II.03 : Un camion vibreur	31
Figure.II.04 : Un géophone	32
Figure.II.05 : Source de courant à la surface d'un milieu homogène et isotrope ..	35
Figure.II.06 : Différentes configurations pour la méthode électrique, ainsi que le coefficient géométrique K	35
Figure.II.07 : Effets de la vitesse d'enregistrement	37
Figure.II.08 : Calcul du pourcentage d'argile au point X	37
Figure.II.09 : Radioactivité naturelle des argiles	39
Figure.II.10 : Radioactivité des principales roches sédimentaires	39
Figure.II.11 : Une mauvaise cimentation est visible de 91 à 97 m	41
Figure.II.12-a : Cross line 5845 passant par le prospect MKT-1	42
Figure.II.12-b : In line 2564 passant par le prospect MKT-1	43
Figure.II.13 : La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne	44
Figure.II.14 : Log Gamma Ray et Sonic a 1500 m du forage MKT-1	45
Figure.II.15 : Log Gamma ray et Sonic a 3000 m du forage MKT-1	46

Chapitre III : Technique de forage pétrolier

Figure.III.01 : Principe du forage Rotary	48
Figure.III.02 : Les différents types de forage pétrolier	49

Figure.III.03 : Coupe technique d'un puits équipé	50
Figure.III.04 : Les équipements d'un appareil de forage pétrolier	51
Figure.III.05 : Trépan à dents et trépan à pastilles en carbure de tungstène	52
Figure.III.06 : Trépans à diamants	53
Figure.III.07 : Trépan PDC	53
Figure.III.08 : Trépan TSP	54
Figure.III.09 : Les outils imprégnés	54
Figure.III.10 : Outil Hybride	55
Figure.III.11 : Circulation de la boue de forage	56
Figure.III.12 : Illustration des différentes possibilités de migration des fluides dans et autour d'un tubage cimenté (modifié)	61
Figure.III.13 : Programme du forage et du tubage du puits MKT-1	68

Chapitre IV : Analyse des zones vulnérables au cours du creusement

Figure.IV.01 : Problèmes liés à l'instabilité des puits pétrolier	73
Figure.IV.02 : Coincement par pression différentielle	74
Figure.IV.03 : Trou de serrure (key seat)	76
Figure.IV.04 : Formation du Dog leg	77
Figure.IV.05 : Sédimentation des déblais et nettoyage du trou.....	78
Figure.IV.06 : Chute ferraille et objet divers	79
Figure.IV.07 : Les argiles fluentes	80
Figure.IV.08 : Les argiles feuilletées	81
Figure.IV.09 : Couche de sel	82
Figure.IV.10 : Les formations non consolidées	82
Figure.IV.11 : Les Formations Fracturées	83
Figure.IV.12 : Déformation des sels plastiques et washout dû aux sels	84
Figure.IV.13 : Coincement par argile gonflante	84
Figure.IV.14 : Undergauge Hole	85
Figure.IV.15 : Perte de circulation due à la fracture induite	85

Chapitre V : Etude du cas d'un effondrement d'un puits pétrolier

Figure.V.01 : Position de l'OKN-32 par rapport à Ouargla	95
Figure.V.02 : Position du puits OKN-32 et sa topographie	96
Figure.V.03 : Log litho-stratigraphique du forage OKN-32	97
Figure.V.04 : Puits d'OKN-32 bis	97
Figure.V.05 : Genèse de la cave. (Modifié)	98
Figure.V.06 : Programme du forage du puits OKN-32	99
Figure.V.07 : Evolution du phénomène	100

Figure.V.08 : Provenance de l'eau	101
Figure.V.09 : Fissure en surface prêt d'OKN-32	101
Figure.V.10 : Cratère crée par la catastrophe d'OKN-32	102
Figure.V.11 : Vue sur la catastrophe d'OKN-32	102
Figure.V.12 : Cratère crée par la catastrophe d'OKN-32 (2)	102
Figure.V.13 : La remonté des eaux de la nappe albien a la surface	103
Figure.V.14 : Sismique Réfraction (gauche), Gravimétrie (droite)	104
Figure.V.15 : Plan d'implantation des stations topographiques	105
Figure.V.16 : Plan d'implantation des extenso-métriques	105
Figure.V.17.a : Densité saumure	106
Figure.V.17.b : Volume cavité	107
Figure.V.17.c : Sel produit	107
Figure.V.17.d : Rayon en fonction de la profondeur	107
Figure.V.18 : Plan de réseau de surveillance sismique	108
Figure.V.19 : Résultat d'écoute sismique permanente	108
Figure.V.20 : Résultat de mesure de résistivité	109

LISTE DE TABLEAU

Chapitre II : Géophysique appliquée au domaine pétrolier

Tableau.II.01 : Vitesses sismiques des roches et sols	33
Tableau.II.02 : Résistivités de différentes formations	34
Tableau.II.03 : Radioactivité de quelque formation	38
Tableau.II.04 : Diagraphie effectué sur le MKT-1	44

Chapitre III : Technique de forage pétrolier

Tableau.III.01 : Avantage et inconvénient outils à diamant (monobloc)	55
Tableau.III.02 : Avantage et inconvénient de la boue de forage	58
Tableau.III.03 : Propriété et inconvénient de la boue de forage	60
Tableau.III.04 : Utilisation et avantage des laitiers de ciment	63
Tableau.III.05 : Différentes classes de ciments pétroliers	65
Tableau.III.06 : Les paramètres de forage (1)	69
Tableau.III.07 : Paramètres de forage (2)	69
Tableau.III.08 : Paramètres de forage (3)	69
Tableau.III.09 : Paramètres de forage (4)	70
Tableau.III.10 : Paramètres de forage (5)	71
Tableau.III.11 : Récapitulatif des caractéristiques des fluides de forage	71

Chapitre V : Etude du cas d'un effondrement d'un puits pétrolier

Tableau.V.01 : Volume de la cavité, densité et sel produit en fonction des années	106
--	-----

ABREVIATIONS

SN-REPAL	Société Nationale de Recherche et d'Exploration Pétrolière en Algérie.
HMD	Hassi Messaoud
Ra	Réservoir an-isométrique
Ri	Réservoir isométrique
N : Nord,	O : Ouest, E : Est, S : Sud
DH	Discordance Hercynienne
2D / 3D	Deux / Trois Dimension
Vp	Vitesse d'onde compression
Vs	Vitesse de cisaillement
API	American Petroleum Institute
VSP	Profil Sismique Vertical Déporté
BOP	Blow Out Preventer
BHA	Bottom Hole Assembly
PDC	Polycristalline Diamond Compact
TSP	Thermally Stable Polycristalline
°C	Celsius
MSR	Résistance modérée aux sulfates
HSR	Résistance élevée aux sulfates
WBM	Water Base Muds
OBM	Oil Base Muds
pH	Potentiel d'Hydrogène
RAS	Right Angle Set
ECD	Equivalent Circulating Density = densité de circulation équivalente
RFT	Repeat Formation Tester
ENAGEO	Entreprise Nationale de GEophysique
BC	Berdon consistency (unité de consistance Uc)
cP	CentiPoise

Résumé :

Notre projet d'étude qui avait pour thème de «causes d'instabilité des puits pétroliers », consistait à déterminer les problèmes et les solutions correspondantes afin d'assurer une bonne stabilité du puits et un bon déroulement des travaux de forage.

Toutefois, les problèmes qui ont été soulevés se résumaient en, le coincement de la garniture du forage, les venues des gaz et des eaux, les risques de déviation et les éruptions des puits, les mud contamination et les pertes de circulation de la boue. Néanmoins la réalisation des études géologiques et géophysique détaillées et précise, un bon traitement et une bonne analyse des données collectées, un équipement de forage adéquat et performant, un personnel compétent et qualifier, la vigilance et le travail d'équipe ; sont des solutions qui peuvent être proposée pour y faire face.

Mots clés :

Forage pétrolier, problèmes d'instabilité, Hassi-Messaoud, MKT-1, OKN-32.

الملخص :

ضمن مشروع دراستنا، الذي كان موضوعه "أسباب عدم استقرار آبار النفط"، تحديد المشاكل والحلول المقابلة لها من أجل ضمان الاستقرار الجيد للبئر والتقدم الجيد لأعمال الحفر. لكن الاسباب التي أثرت تم تلخيصها في تشويش انبوب الحفر، والظهور المفاجئ للغاز والماء، ومخاطر الانحرافات والانفجارات في الآبار، وتلوث سوانل الحفر و عليه فإن الدراسة جيولوجية وجيوفيزيائية الدقيقة ; المعالجة الجيدة والتحليل للبيانات و استعمال المعدات مناسبة للحفر الممكن افتراضها ; كما ان الطاقم العمل كفؤ ومؤهل يعد من اهم النقاط التي يمكن الاعتماد عليها للقضاء على المشاكل لعدم استقرار الابار النفطية.

الكلمات المفتاحية :

استقرار الابار , ابار النفط, حاسي مسعود ,MKT-1, OKN-32.

Abstract :

Our project, titled "causes of instability of oil wells", consists in determining the problems and the corresponding solutions for ensuring structural stability of wells and a good progression of the drilling phases.

However, the problems that were raised were summed up in, the jamming of the drill string, the inflows of gas and water, the risks of deviations and blowouts of the wells, mud contamination and loss of circulation of the mud. Nevertheless, carrying out detailed and precise geological and geophysical studies, good processing and analysis of the data collected, adequate and efficient drilling equipment, competent and qualified personnel, vigilance and teamwork; are solutions that can be proposed to deal with it.

Keywords :

Oil drilling, stability problems, Hassi-Messaoud, MKT-1, OKN-32.

L'Algérie détient des importantes potentialités pétrolières et gazifières parmi l'un des plus grands gisements au monde. L'exploitation de ces réservoirs nécessite l'apport de plusieurs disciplines dont la géologie et la géophysique qui permettent le choix de la meilleure technique de foration. Notre thème s'intéresse à la mise en évidence des différents problèmes rencontrés au cours et après la réalisation de forage. Le gisement de Hassi Messaoud découvert en 1956 à travers le forage MD1, depuis ce temps, un grand nombre de forages d'exploration et d'exploitation pétroliers sont réalisés, dont en cite le puits MKT-1 et l'OKN-32.

Le but des compagnies pétrolières est d'extraire les hydrocarbures sans aucun problème. L'un des problèmes qui entrave la bonne conduite est la question de la stabilité des puits pétrolier, cette question est l'objet des études de recherches (Khodja, 2008) (Fourar, 2007) (Akretche et al., 1995) depuis plusieurs années.

Les opérations de forage pétrolier sont souvent confrontées à diverse difficultés liées particulièrement à la nature des formations traversées, à l'état des équipements utilisés, ainsi qu'aux erreurs humaines et à la dépréciation des choix de paramètre de forage. Ces problèmes peuvent influencés de manière directe sur la diminution de la productivité et l'accroissement des coûts des opérations. Comme, ils peuvent aussi causer des impacts environnementale irréversibles ; provoquant la fermeture prématurée du puits.

Pour aboutir à cette problématique, nous l'avons abordé sous cinq chapitres :

Un 1^{er} chapitre, présente le champ de Hassi Messaoud avec ces caractéristiques géologiques, à savoir sa stratigraphie ainsi que les subdivisions du réservoir Cambrien.

Le 2^{ème} chapitre, est consacré à l'étude la géophysique, notamment la sismique réflexion, réfraction, la méthode électrique ainsi que la diagraphie.

Le 3^{ème} chapitre, sera dédié pour les techniques de forage pétrolier, les types des outils de forage utilisé dans de multiple formation traversé, et une étude consacré sur les boues de forage et les différents types de cimentation.

Dans le 4^{ème} chapitre, nous avons mis l'accent sur les divers problèmes rencontrés lors d'un forage pétrolier, tels que le coincement, les mud contamination, les risques de déviations, les venues et les pertes de circulation.

Le dernier chapitre, comporte l'étude de cas de l'effondrement du puits pétrolier OKN-32 survenue 1978.

La Finalité de ce mémoire, sera clôturée par une conclusion générale.

ETUDE

ANTERIEURE

Etudes antérieures

Une mémoire de Master a été réalisée en 2017 par BOUTELLI et MESSAOUDI ayant le thème de *"Optimisation du système de dessalage d'un puits en modélisant les conditions de dépôt de sel, en utilisant les données de jaugeages et les contrôles Wire Line"*. Le travail avait pour but d'optimiser le système de dessalage dans le puits producteur d'huile, par la détermination des conditions qui favorisent la formation des dépôts de sel, les données de jaugeages et les contrôles Wire Line ont été utilisées pour régler ces problèmes. Le champ de Haoud Berkaoui est un champ qui a un problème de sel au niveau de puits, deux puits ont été sélectionnés (OKN 63 et OKO 50) pour l'interprétation des données qui ont été faite à différentes périodes durant la vie de ces puits. Le calcul (formules empiriques) des quantités de sel déposés et le débit d'injection sont nécessaires pour le dessalage de chaque puits. L'interprétation des données de jaugeages et contrôle Wire line pour la période 2011 jusqu'à 2017 ont montrés des puits endommagés par les précipitations de sel. Dont, l'abaissement de la température et de la pression ont été les facteurs les plus influant, où le débit de dessalage est souvent inférieure au débit optimale d'injection pour les deux puits qui résultent des quantités des dépôts atteignant 72 267.94 g/m³.

En 2016, DJOUAHER et AMRANI ont fait une étude de mémoire master ayant pour thème *" Etude de l'influence de la géologie sur la mise en place du forage horizontal sur le champ de Hassi Messaoud "*. Elles ont trouvé que les techniques utilisées et les contraintes géologiques sont les problèmes rencontrés lors de l'exploitation pétrolière sur le champ de Hassi Messaoud, alors le forage horizontal était la solution recommandé pour l'optimisation du taux de récupération, la réduction du nombre de puits foré et l'amélioration des drainages dans les formations hétérogènes. Néanmoins, cette technique procède aussi des problèmes tels que les difficultés à atteindre le toit du réservoir, les pertes de circulation, le coincement de la garniture de forage, et la faible productivité des puits.

En 2015, AISSAOUI et SEBAA ont fait une mémoire master ayant pour thème *"Analyse de la stabilité des parois d'un puits foré en UBD au niveau du champ de Hassi-Messaoud Cas d'étude : puits MDZ 664 "*. Ils ont conclu que lors d'un forage pétrolier, la rencontre de problème de stabilité des puits est sûre et certaine. Alors pour éviter ce problème, ils doivent la surveiller et l'analyser en utilisant essentiellement :

- Un modèle de calcul choisi pour représenter le comportement de la roche (élasticité linéaire, plasticité...);
- L'évaluation des conditions in situ qui règnent au sein de la roche;
- L'estimation des caractéristiques mécaniques de la roche ;
- Les caractéristiques du sondage : rayon, inclinaison, azimut ;
- Le critère de rupture.

En 2013, une thèse de doctorat a été réalisée par BOURAOUI, cette thèse est intitulée *"Time serie analysis of SAR Image using persistent scatter (PS), small baseline (SB) and merged approaches in regions with small surface deformation "*. Elle porte sur l'étude de la déformation de surface qui peut être détectée en utilisant la méthode de l'interférométrie (InSAR) pour le traitement des images SAR. Dans le deuxième chapitre, il parle du suivi et la surveillance de la déformation dans le champ pétrolier de Haoud Berkaoui engendré par un puits de prospection mettant en contact les eaux souterraines avec une couche de sel.

Le puits OKN 32 s'est effondré en 1978 produisant un grand cratère visible en surface. Ce cratère est formé suite à la dissolution de la couche de sel. Une étude a été réalisée grâce au suivi spatio-temporel MT-InSAR (Interférométrie par système de radar à ouverture synthétique) à partir de dix-sept (17) images ERS-SAR. À l'aide des images SAR qui couvrent une période de huit (8) ans (1992 – 2000) il a pu calculer le déplacement en surface, accompagné d'une modélisation pour expliquer l'origine du phénomène. Il applique aussi les deux méthodes de suivi-temporel PS-SB ainsi que la méthode hybride pour produire la carte de déformation permettant d'étudier l'évolution des séries chronologiques afin de délimiter la tendance de propagation de la zone de subsidence. Il a obtenu une vitesse de subsidence de 1.5 mm/an durant les huit (8) ans. Les résultats de ce travail sont soumis au journal « Natural Hazards ».

En 2010, un article scientifique a été rédigé par GRANDA, ARNAUD et BOUDIAF ayant pour thème de *"Réservoir Monitoring A Partir D'images Satellites Applications Pour Les Activités Amont De SONATRACH En Algérie"*. L'objectif de cet article était de présenter la technologie InSAR et d'illustrer les applications de cette technologie aux activités amont de SONATRACH en Algérie. La technologie InSAR (Interférométrie par système de radar à ouverture synthétique) est une méthode de mesure, permet de détecter les mouvements du sol avec une précision millimétrique à partir d'images acquises par les satellites radar. Dans le cas spécifique de Haoud

Berkaoui, la InSAR permet de mesurer l'avancée du cratère, avec des données historiques depuis 2003 à 2008. Cette technique permet également de suivre l'évolution du phénomène d'effondrement souterrain et de vérifier si le danger va atteindre les infrastructures de BERKAOUI et des sites urbains environnants.

En 2008, KHODJA a rédigé une thèse de doctorat sous le titre de "*les fluides de forage: étude des performances et considérations environnementales*", il résume son travail en disant que la traversée des formations argileuses pose des problèmes alors l'utilisation de la boue à base d'eau est inutile, les systèmes de fluides émulsionnés à base d'huile (OBM) ont apporté des améliorations significatives. Cependant, la pollution qu'ils engendrent rend indispensable un traitement des boues usagées. Au cours de ce travail, il a voulu confronter le maximum de données de laboratoire à des données effectives de chantier et ce, dans l'espoir d'apporter une contribution à la résolution des problèmes réels.

En 2007, FOURAR a fait une mémoire de magister intitulé "*amélioration des propriétés rhéologiques des fluides de forage à base de bio-polymères : « application aux puits horizontaux »*". Il résume que l'étude du comportement rhéologique, de filtration et d'inhibition des fluides de forage ont une importance capitale pour amener l'opération de forage sans aucun problème. Ces caractéristiques vont permettre de maîtriser les propriétés des fluides de forage à base de polymères biodégradables. Le choix a été porté sur ce type de fluide pour des raisons environnementales en vue de leur généralisation sur nos sites de forage.

En 2005, un rapport de SONATRACH (direction régional de Haoud Barkaoui) a été présenté par IZRI et SKANDER ; il est intitulé "*Présentation du phénomène de Berkaoui, cratère d'effondrement du puits OKN 32, Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (Ciress), Ouargla*". Les résultats des études et d'analyses réalisés sur l'OKN 32, sont les suivantes :

- L'albien produit toujours environ 2 500 m³/h.
- La salinité résultante ne cesse de chuter.
- La contamination de l'aquifère en surface s'étend à 6 km dans la direction Sud - Est.
- La cavité est stationnaire, 600 m de diamètre.
- Le diamètre du cratère en surface est de 400 m, il est appelé à augmenter.
- La distance de sécurité pour les puits de maîtrise est de 700 m.

- Le domaine d'incertitude sur la position d'OKN 32 est d'environ 13 m.
- La ville d'Ouargla ainsi que les installations pétrolières sont loin d'être menacées par le phénomène OKN 32.

Pour la neutralisation du puits de l'OKN 32, ils ont proposé :

- La localisation d'OKN 32 en réduisant au maximum le rayon d'incertitude autour du puits en prenant comme repère le 2eme puits OKN 32 bis ;
- Le choix du pattern d'injection (observation, disposition, point d'injection) ;
- Le choix du type de colmatant ;
- Mesures de la salinité sur le puits ;
- Mesures hebdomadaire de la topographique de surface ;
- Ecoute sismique permanente.

En 1995, AKRETCHÉ et OKBI ont rédigé un rapport au SONATRACH intitulé *"Rapport sur l'historique de l'incident d'OKN 32, à la partie du nord du Sahara Algérien "*. Alors il on conclut que l'éruption de l'Albien à OKN 32 est devenue un phénomène très complexe à étudier, surtout en termes d'évolution de ses conséquences. Les résultats actuels montrent que le cratère est en agrandissement continu. Un réseau de surveillance hydrogéologique, géotechnique et sismique leur a permis de suivre l'évolution du phénomène sur l'environnement et qui doit être nécessairement entretenu et complété en entreprenant certaines actions à savoir :

- La condamnation de l'accès à la zone du cratère surplombant la cave et l'utilisation d'un système de surveillance sismique, pour prévenir un nouveau danger, tels que une possibilité de rupture du surplombent de la cave.
- L'amélioration de la surveillance de l'exutoire du carbonate par la reprise partielle des piézomètres existant et par le forage de piézomètres complémentaires.
- La poursuite des modèles de transport de sel dans le carbonate afin d'introduire les nouvelles données de suivi et d'affirmer notre prédiction de comportement.

La faisabilité de la maîtrise ne sera validée que par l'exécution d'un forage qui intercepte le trajet du puits OKN 32 ainsi que des fluides de maîtrise. La mise en application du principe de maîtrise de l'OKN 32 doit se faire en phases, qu'après la réalisation d'un puits de reconnaissance qui conclut la phase de faisabilité et participe à l'opération de réparation :

- Forage d'un ou plusieurs puits de maîtrise ;
- Mise en communication d'un ou des puits de maîtrise avec OKN 32 ;

- Forage d'un puits d'observation ;
- Maîtrise par injection d'un fluide lourd. A ce stade, l'équilibre nécessite un pompage ;
- Colmatage définitif sur toute la hauteur de l'Albien et jusqu'au conduit Cénomanién-Turonien par l'injection d'un ciment qui bouchera définitivement OKN 32.

Le passage entre la phase maîtrise du débit et le colmatage doit être quasiment instantané car tout arrêt prolongé favoriserait la production de l'Albien et ainsi la réduction des effets de la phase préparatoire du blocage des écoulements. Cependant il est nécessaire de rappeler l'importance des fluides qui peuvent traiter ce problème.

Un travail de recherche, ayant pour thème "*Suivi des failles et du cratère de Haoud Berkaoui Sud Algérien par images radar ERS1/ERS2*", a été exécuté par HOCINE, BELHADJ AISSA, OUARZEDDINE et HADDOUD. Ces derniers ont conclu, que la région de HAUD BERKAOUI est en modification topographique et géologique continue depuis 1978, suite à l'effondrement du puits de pétrole OKN-32 en 1978 et OKN-32-bis en 1981. Cet effondrement a formé une cavité qui s'élargit d'année en année et qui crée des failles dans toute la région. Ces failles menacent aussi la ville d'Ouargla et ses environs. La cause principale ayant conduit à l'effondrement du forage des deux puits de pétrole a été provoqué par la pression des eaux fossiles. Ces eaux ont dissout progressivement les couches de sel qui les surplombèrent. L'impact de cette catastrophe industrielle est à deux niveaux :

- Le premier est lié à la pollution des eaux de la nappe phréatique.
- Le deuxième est lié à la géologie et à la topographie de la région ; car l'élargissement du rayon du cratère et l'apparition des failles menaçant les puits de pétrole avoisinants et aussi l'affaissement de la ville d'Ouargla dû à la disparition de la couche de sel.

Des études nationales et internationales ont été réalisées pour surveiller, contrôler, ralentir ou stopper l'évolution du phénomène. La surveillance visuelle, l'installation des réseaux topographique et de surveillance sismique sont parmi les moyens qui ont été mis en place depuis que cet accident s'est produit ; cependant ces dernières ne suffisent pas sur une échelle de temps plus longue (estimation moyenne), c'est pourquoi l'implémentation de surveillance plus fréquente en utilisant l'imagerie satellitaire peut s'avérer un moyen plus efficace.

CHAPITRE

I

Introduction

Le gisement de Hassi-Messaoud est situé au nord du Sahara algérien dans la wilaya d'Ouargla, connue pour ses puits productifs d'huile, principalement dans les réservoirs cambriens ; C'est le plus grand gisement de pétrole en Algérie et dans tout le continent africain ainsi que l'un des plus grands gisements pétroliers au monde.

Durant l'histoire géologique, ce champ a subi une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. Le champs de Hassi-Messaoud a été découvert en juin 1956 par le forage MD1 qui a traversé les réservoirs de grès du Cambro-Ordovicien à 3 337 mètres de profondeur, par la société française SN-REPAL et mis en exploitation en janvier 1958, il s'étend sur une superficie d'environ 1 600 km².

I.1. Situation géographique de Hassi-Messaoud (HMD)

Hassi-Messaoud est une commune de la wilaya d'Ouargla, située dans une dépression appelée « cuvette de Ouargla », localisée dans la partie centrale du Sahara algérien avec une superficie de 71 237 km².

À vol d'oiseau, la région de Hassi-Messaoud se situe à 86 km au sud-est d'Ouargla ; à 172 km au sud de Touggourt ; à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne et à 690 km au sud-est de la capitale Alger. Elle est limitée au Nord par la wilaya de Biskra ; à l'Est et au Sud-Est par la wilaya d'El Oued et la wilaya d'Illizi ; au Sud par la wilaya de Tamanrasset ; à l'Ouest et au Nord-Ouest par la wilaya de Ghardaïa et la wilaya de Djelfa (Fig.I.01).

Le gisement de Hassi-Messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar (Sonatrach DF).

Sa localisation en coordonnées géographiques est la suivante :

Latitude 32°15'00''N et 31°30'00''N , Longitude 005°01'00''E et 006°35'00''E.

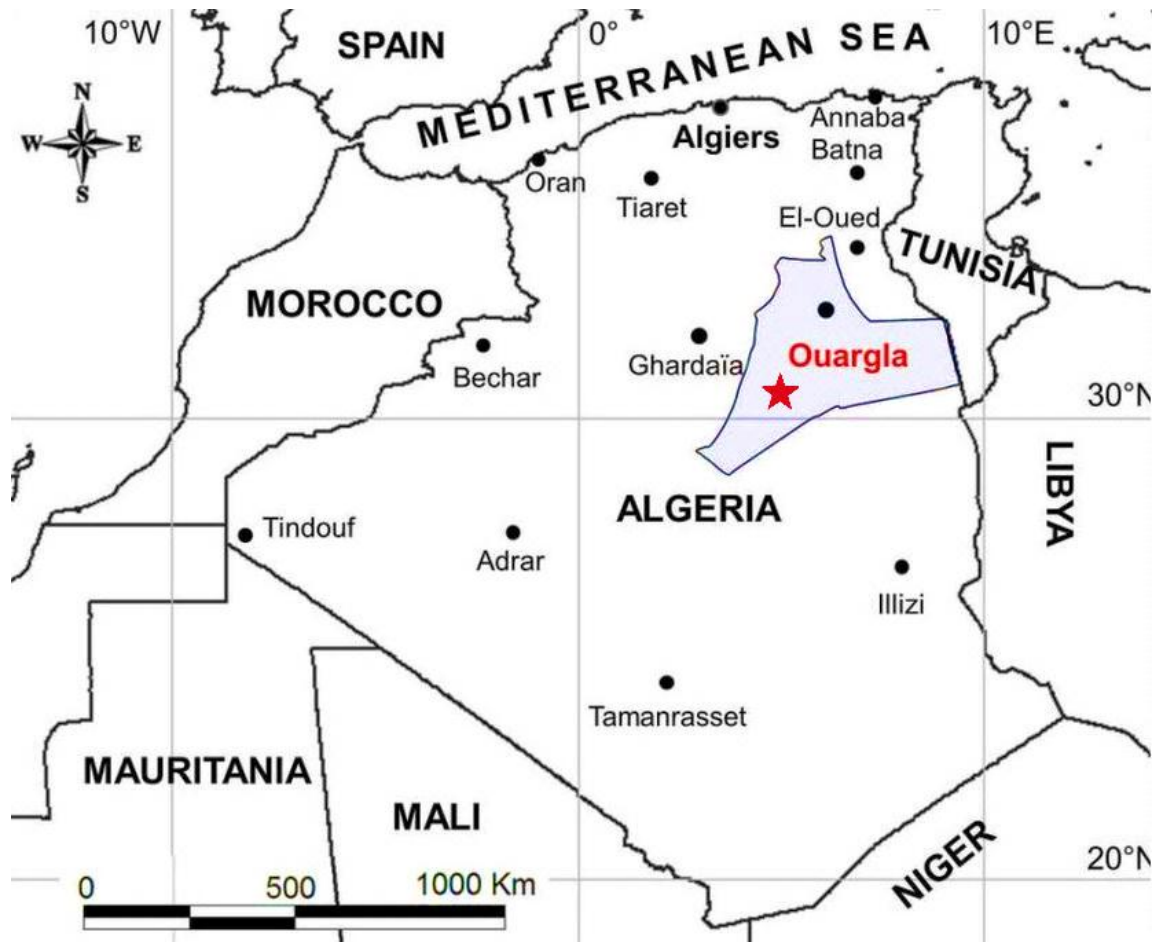


Figure.I.01 : Situation géographique de Hassi-Messaoud – Ouargla – Algérie.

I.2. Contexte géologique

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, ces puits d'huiles se situent principalement dans les réservoirs cambriens (Fig.I.02).

Géologiquement, le champ de Hassi-Messaoud est limité (Yahiaoui, 2010) :

- Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès ;
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.

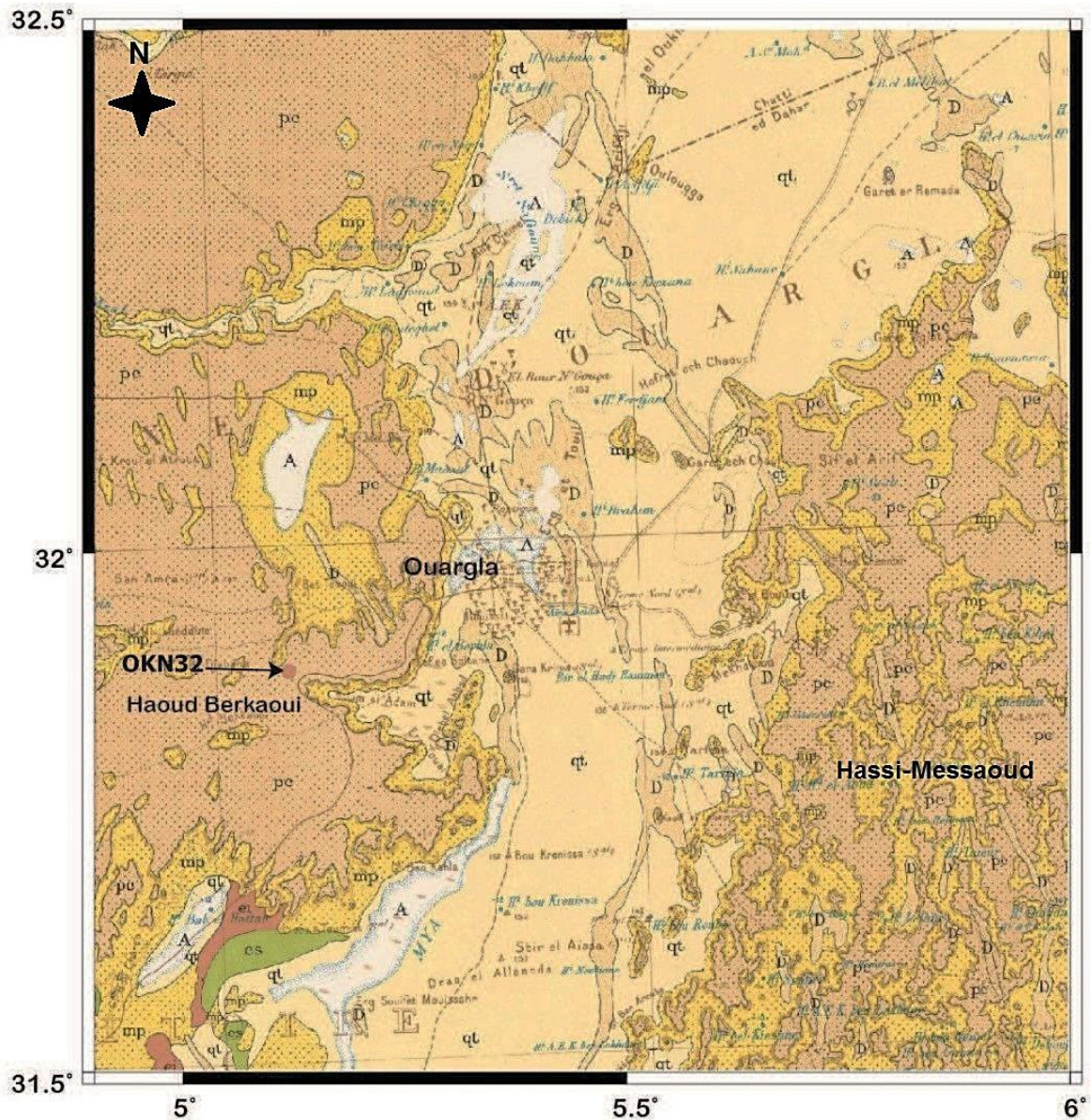


Figure.I.02 : Limite géologique d'Ouargla. (Bouraoui, 2013, Modifier).

- A : Unités alluviales récente ;
- D : Dunes récentes ;
- qt : Unités continentales quaternaires ;
- pc : Pliocène continental ;
- mp : Pliocène marin ;
- ei : Eocène inférieur marin ;
- es : Crétacé supérieur marin.

I.3. Géologie générale

La cuvette d'Ouargla se trouve dans le Bas-Sahara, qui fait partie de la plateforme saharienne. Cette dernière avec l'Atlas saharien et l'Atlas tellien, forment les principales unités géo-structurales de l'Algérie. Sa géologie a été connue grâce aux études de terrains aux niveaux des affleurements.

Le bouclier précambrien constitue le socle (substratum) de la plateforme saharienne, il est composé de roches éruptives et métamorphiques qui affleurent dans le Sahara central et occidental. Ailleurs, le socle est surmonté par une couverture sédimentaire d'âge paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque. Les dépôts d'âge paléozoïque sont plus ou moins plissés, les terrains mésozoïque et cénozoïque y sont subhorizontaux. L'épaisseur totale de la couverture varie de 400 m dans les parties Sud et Ouest de la dépression, à 6000 m dans la partie Nord, formant ainsi un grand bassin dissymétrique.

Les données montrent que la dépression est affectée par les failles hercyniennes du Hoggar du Cambrien, jusqu'au Sénonien Inférieur (Fig.I.03), ces failles sont orientées SE – NO et traversent la région de Ouargla par l'Est.

La région de Hassi-Messaoud et le bassin d'Oued Mya ont traversé des roches volcaniques intercalées dans des grès attribués au Cambrien (Ra et R2) et à l'Ordovicien.

D'après le Sonatrach (1972), on est en présence de coulées plus ou moins basiques ou de fragments de spilites sédimentés en même temps que se déposent les grès de Hassi-Messaoud (WEC, 2007).

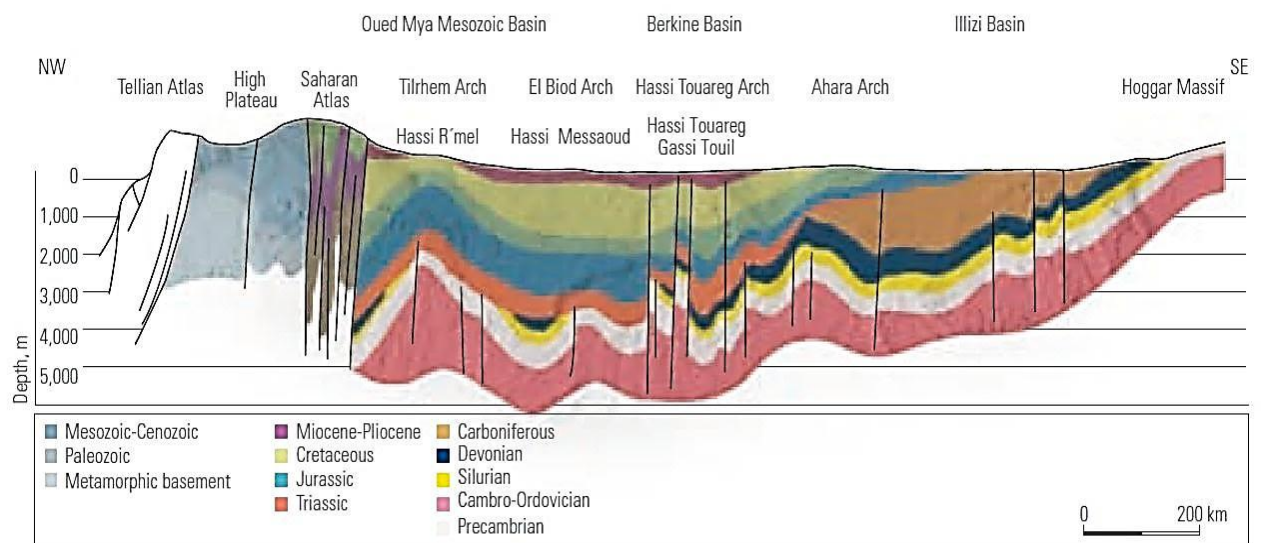


Figure.I.03 : Coupe géologique NW-SE de l'Algérie (WEC, 2007).

I.4. Difficultés géologiques du champ HMD

Les difficultés géologiques qui sont rencontrées lors des forages pétroliers, touchent les différentes roches. Le problème s'oppose principalement, quand il y a des pertes de boue de forage.

Les types de roches rencontrés, tels que les grès (barres sableuses d'origine fluviale), les silts (limons de débordement) et les argiles (plaines d'inondation) à cause d'un problème d'environnement sédimentaire (sédimentologie) (Loukil, 2016).

I.5. Tectonique et paléogéographie

1. Evolution paléogéographique

De manière générale la paléogéographie de la région est subdivisée en trois parties (Fig.I.04) :

- Cambrien : d'origine essentiellement continentale (système fluviale) qui est composé des grés souvent grossier.
- Ordovicien Inférieur : durant lequel les influences marines ont été nombreuses, et qui se compose de grés fins admettant des intercalations argileuses.
- Ordovicien Supérieur : englobant 4 zones, qui sont : Zone des alternances, Argile d'El Gassi, Grés d'El Atchane, Quartzite de Hamra (Yahiaoui, 2010).

2. Structure du champ

La structure du champ pétrolier de Hassi-Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45 Km de diamètre et de direction N-NE_S-SO.

La structure de Hassi-Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner, du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro-ordovicien (Yahiaoui, 2010).

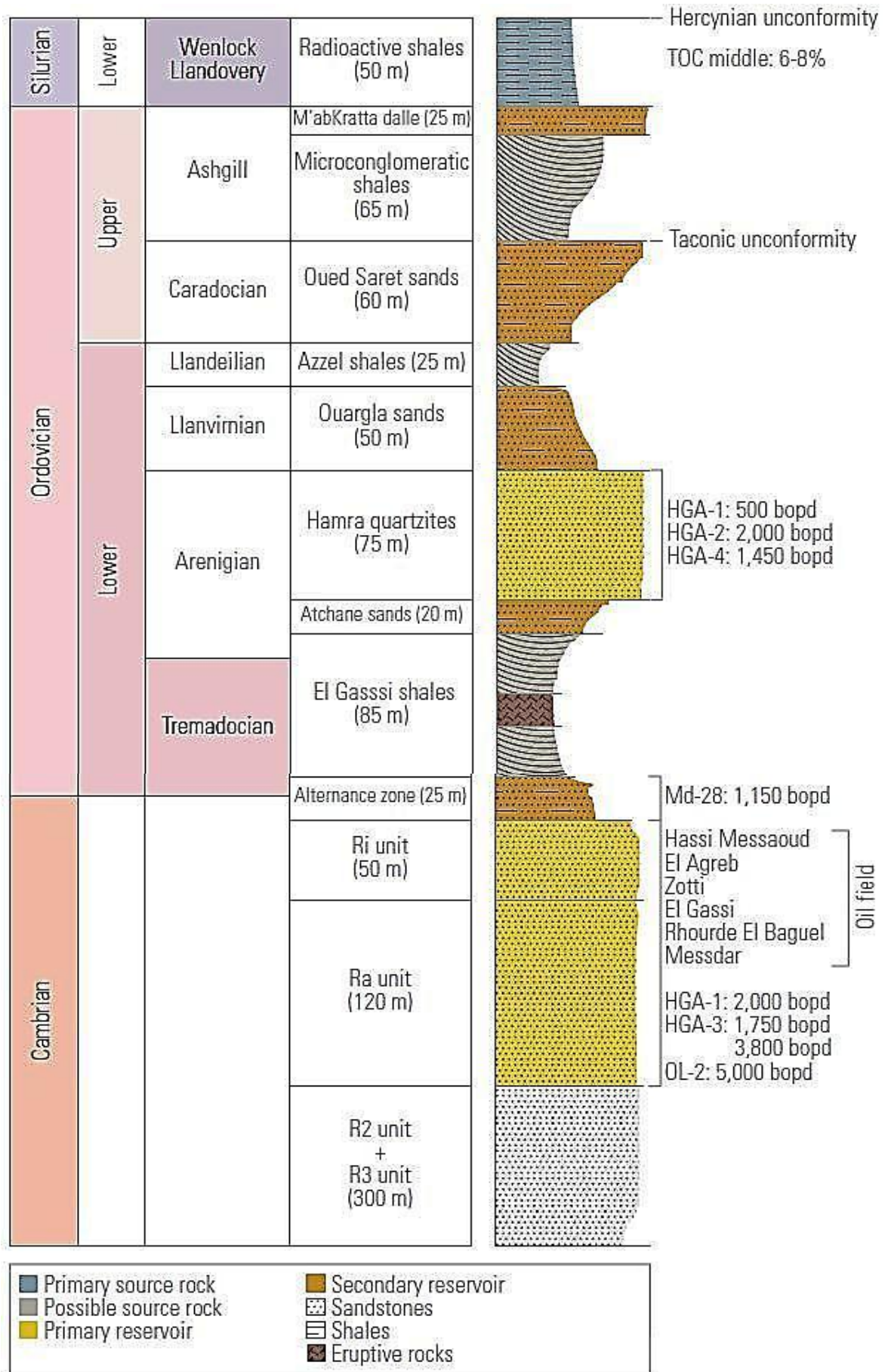


Figure.I.04 : Coupe paléozoïque du champ pétrolifère de Hassi-Messaoud (WEC, 2007).

3. Tectonique du champ

La structure du champ de Hassi-Messaoud se compose d'un vaste dôme anticlinal aplatis de direction générale NE / SO.

Il y a deux types d'accidents qui affectent le réservoir, et qui sont :

- Les failles de direction N-NE_S-SO, ainsi que d'autres failles qui leur sont perpendiculaires de direction NO_SE, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben ;
- Les cassures sans rejets, qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

L'évolution structurale du gisement est résumer chronologiquement par :

- Structuration Antétriasique ;
- Structuration Post-Triasique.

I.6. La zone d'étude

1. Situation géographique du puits MKT-1

Le forage MEKSEM-TINA-1 (MKT-1) se situe à 20 km au sud de la wilaya d'Ouargla, à 90 km de Hassi-Messaoud, dans le bassin d'Oued Mya, à l'est du périmètre d'El M'Zaid, il se situe à l'Est du gisement (Benkahla), à 24 km à l'est du puits OKN-32 (Fig.I.05).

- Les Coordonnées géographiques sont les suivantes : Lat = 31° 46' 29.89" N, Long = 05° 18' 53.67" E et
- L'altitude (Z_{sol} ; Z_{table})/m.s.l de : $Z_s = 210.306$ m et $Z_t = 220.306$ m (Sonatrach, 2014).

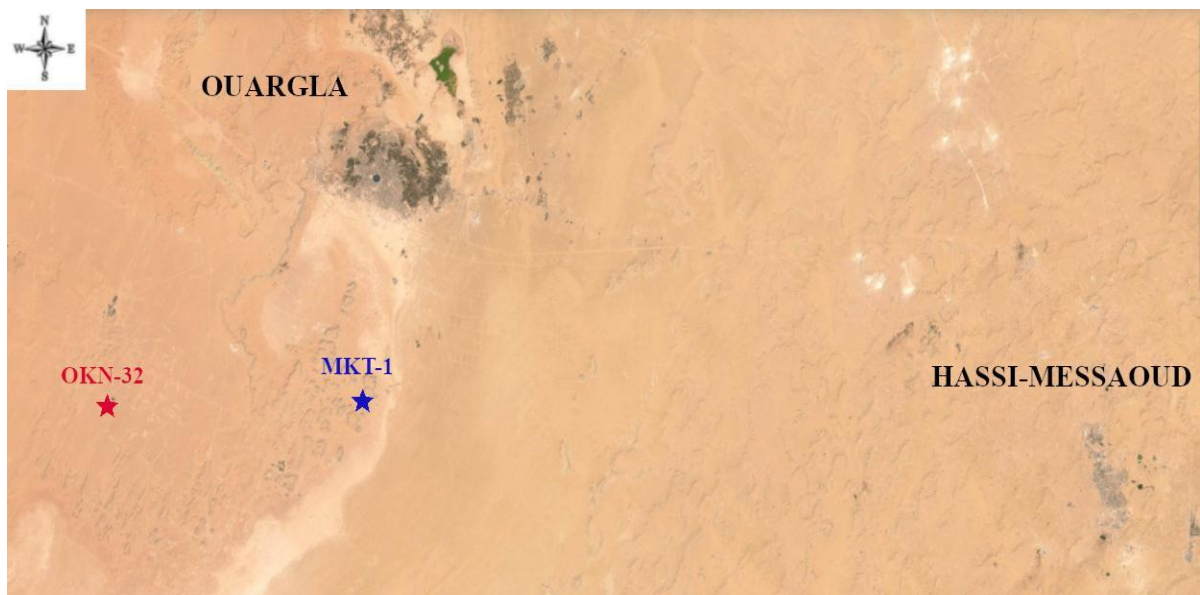


Figure.I.05 : Situation géographique du MKT-1 et l'OKN-32 avec Hassi-Messaoud.

2. L'objectif du puits MKT-1

La réalisation du forage MKT-1 avait pour objectif, l'exploration des grès de la Série Inférieure du Trias, du Dévonien Inferieur, de la Dalle de M'Kratta ainsi que des Quartzites de Hamra (Ordovicien). La profondeur finale atteinte est de 4250 m (Ordovicien Quartzites de Hamra, Profondeur : 4100 m). La durée du forage a été de 92 jours.

3. Description géologique de la zone d'étude

Le périmètre El M'Zaid-Est fait partie du paléo synclinal d'Oued Mya, orienté globalement N-NE _ S-SO. Il est limité à l'Ouest par les môles d'Allal et de Tilrhemt, au Nord par le système Djemââ Touggourt, à l'Est par la zone structurale d'Agreb Messaoud et s'ouvre au Sud sur la dépression du Mouydir.

Cette partie du bassin avoisine un trend majeur de direction N-NE_S-SO, qui est représenté par les bourrelets d'Erg Djoued et Benkahla, parfois compliqués par des failles de même direction.

Le cycle Hercynien, est le facteur principal de la configuration structurale du Paléozoïque, dans la région d'Oued Mya. Les dépôts Paléozoïques allant du Cambrien gréseux au Dévonien inférieur argilo-gréseux, où s'insèrent des niveaux gréseux en passant par un Silurien argileux radioactif et un Ordovicien argilo-gréseux.

Le puits MKT-1 est implanté sur une structure à double culminations, dont l'orientation est NE-SO, parallèle à celle de l'axe de Benkahla. Cette structure est limitée à ses extrémités par des failles ayant la même direction d'orientation.

La couverture sédimentaire d'une épaisseur de 5000 m est représentée par les dépôts Paléozoïques, Mésozoïque et Cénozoïques. Le Mésozoïque est représenté par :

- Le Trias continental délimité à la base par la Discordance Hercynienne et au toit par le salifère S4. Son épaisseur totale est variable et constitué par plusieurs unités lithologiques,
- Le Jurassique, caractérisé par des dépôts évaporitiques et des carbonates,
- Le Crétacé caractérisé par l'installation de dépôts détritiques à la base et carbonaté au sommet,
- Le Cénozoïque il est discordant incomplet et représenté par des dépôts continentaux du Mio-pliocène.

La carte en isobathes à la DH (Fig.I.06) reflète dans l'ensemble l'image structurale donnée par la carte en isochrones. La carte structurale montre que la

structure du champ de Benkahla-Est est compliqués par la présence de failles de direction SW-NE.

La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne montre que le prospect MKT-1 sera implanté sur une structure à double culminations, la structure à une orientation SW-NE parallèle à celle de l'axe de Benkhla, et délimitée par des failles de même direction. La superficie et l'amplitude de la structure au niveau de la discordance Hercynienne sont respectivement de 15 Km² et de 40 m.

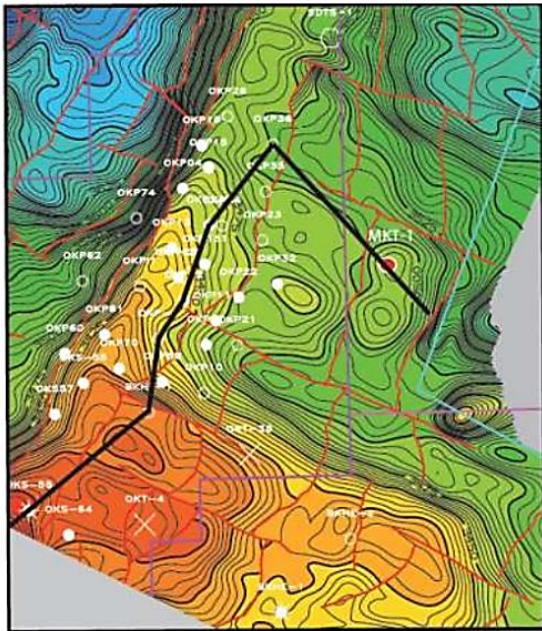


Figure.I.06 : La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne (Sonatrach, 2014).

La figure suivante (Fig.I.07), représente une coupe géologique du puits MKT-1 et plusieurs autres puits avoisinants.

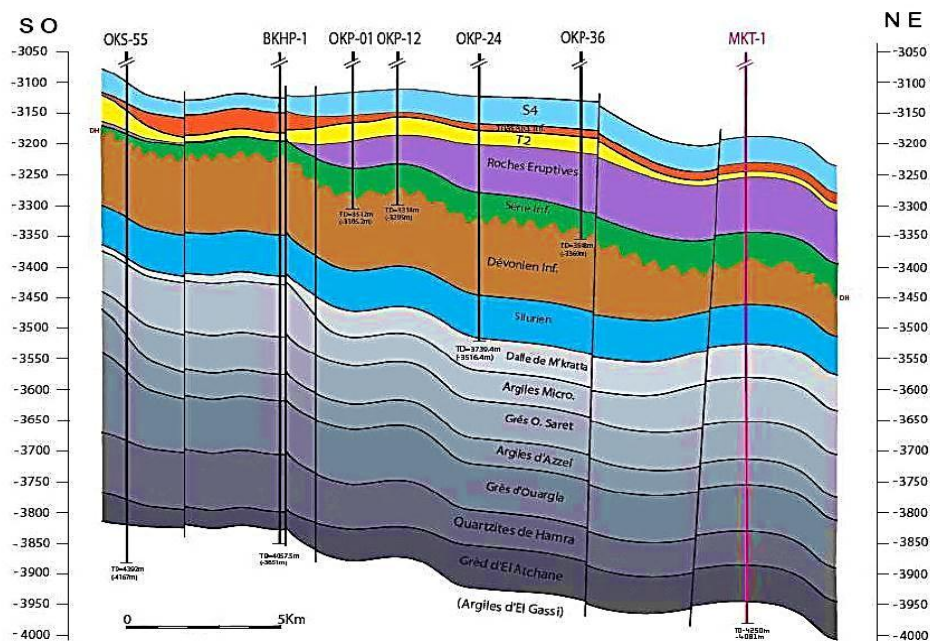


Figure.I.07 : Coupe géologique à travers le prospect (Sonatrach, 2014).

4. Stratigraphie de la zone d'étude

La série stratigraphique est essentiellement composée de dépôts mésozoïques (3518m) reposant en discordance sur le Paléozoïque (> 636m).

A. Le Cénozoïque

a) Mio-Pliocène

(De 10 à 97m, ép. = 87m), Grès brun à rosâtre, localement blanc, fin à moyen, bien consolidé, carbonaté à silico-argileux avec passées de sable rosâtre à blanc, moyen, parfois grossier, sub-anguleux. A partir de 85 m commence un faciès de Calcaire à calcaire dolomitique blanc à blanc beige, microcristallin à cryptocristallin, localement vacuolaire, compact, dur avec rares fines passées de sable blanc, fin à moyen et sub-arrondi à sub-anguleux.

B. Le Mésozoïque

a) Crétacé

Sénonien Carbonaté (de 97 à 327m, ép. = 230m), Sable blanc, translucide, localement rosâtre à jaunâtre, fin à moyen, parfois grossier, anguleux à sub-anguleux avec rares fines passées de grès brun à rosâtre, localement blanc, fin à moyen, bien consolidé, carbonaté à silico-argileux et de calcaire à calcaire dolomitique blanc à blanc beige, microcristallin à cryptocristallin, localement vacuolaire, compact et dur. A partir de 130m commence un faciès de Calcaire à calcaire dolomitique blanc à blanc beige, cryptocristallin à microcristallin, localement vacuolaire, compact, moyennement dur et de marne grise à gris beige, gris clair, par endroits, tendre à pâteuse avec fines passées de dolomie gris beige, cryptocristalline, dure. Traces de silex.

Sénonien Anhydritique (de 327 à 587m, ép. = 260m), Anhydrite blanche à translucide, pulvérulente à cristalline, dure avec passées de marne grise à gris clair, pâteuse et fines passées de calcaire à calcaire dolomitique blanc beige, cryptocristallin à microcristallin, localement vacuolaire, compact, moyennement dur et rares fines passées de gypse translucide, fibreux. Présence de dolomie gris beige, cryptocristalline, dure et d'argile grise à gris verdâtre, indurée, carbonatée. Traces de pyrite. A partir de 366 m commence un faciès d'Alternance d'anhydrite blanche, pulvérulente, massive, dure et de calcaire dolomitique gris à gris-blanc, blanc beige, microcristallin, moyennement dur, localement 16 argileux et d'argile grise à gris verdâtre, indurée, carbonatée avec rares fines passées de marne grise à gris claire, tendre. Présence de dolomie gris beige, cryptocristalline et dure. Et à partie de 530 m commence les argile versicolore à prédominance grise a gris-vert, brun-rouge, indurée, carbonatée avec passées

d'anhydrite blanche, rarement gris blanc, pulvérulente, localement microcristalline, dure et de calcaire dolomitique gris à gris-blanc, blanc beige, microcristallin, moyennement dur, localement argileux avec rares fines passées de sel blanc, translucide vers la base. Présence de dolomie gris beige à beige, microcristalline à cryptocristalline, dure.

Sénonien Salifère (de 587 à 796m, ép. = 209m), Sel blanc, translucide, massif, cristallin avec passées d'anhydrite blanche, pulvérulente et d'argile brun-rouge à grise, tendre à indurée et légèrement carbonatée. Traces de calcaire dolomitique gris à gris-blanc, microcristallin, moyennement dur, localement argileux.

Turonien (de 796 à 870m, ép. = 74m), Calcaire blanc à beige blanc, localement gris-blanc, moyennement dur avec rares fines passées d'argile grise à gris verdâtre, brun-rouge, tendre à indurée et carbonatée. Présence de sel blanc, translucide, massif et cristallin vers la base.

Cénomanién (de 870 à 1030m, ép. = 160m), Alternances d'argile grise à gris vert, rarement brun rouge, carbonatée, indurée et d'anhydrite blanche, rarement gris blanc, pulvérulente, dure, localement microcristalline avec passées de sel blanc, translucide, massif, cristallin et fines passées de calcaire blanc à blanc beige, localement gris-blanc, moyennement dur.

Albien (de 1030 à 1490m, ép. = 460m), Argile versicolore à prédominance grise à gris-vert, indurée, légèrement carbonatée avec passées de calcaire dolomitique blanc beige à gris beige, cryptocristallin, moyennement dur et de grès gris vert, blanc, fin à très fin, friable à moyennement dur, argileux à silico-argileux et d'anhydrite blanche, pulvérulente et dure vers la base. A partir de 1095 m commence un faciès de Grés gris blanc à blanc, beige blanc, parfois gris vert, fin à très fin, localement moyen, sub-arrondi à sub-anguleux, friable à moyennement dur, argileux, rarement silico-argileux avec passées d'argile grise à gris vert, localement brun rouge, silteuse et tendre.

Aptien (de 1490 à 1514.5m, ép. = 24.5m), Calcaire beige à blanc beige, localement gris-blanc, microcristallin, moyennement dur et de marne grise à gris claire, tendre avec rares fines passées d'argile grise à gris vert, indurée et légèrement carbonatée.

Barrémien (de 1514.5 à 1888.5m, ép. = 374m), Grés brun à brun rouge, blanc à gris blanc, localement gris verdâtre, fin à très fin, rarement moyen, friable à moyennement consolidé, argileux, parfois silico-argileux avec intercalations de sable blanc, translucide, fin à très fin et fines passées d'argile brun rouge, rarement grise à gris verdâtre, tendre à indurée et silteuse. Présence de calcaire blanc à blanc beige,

microcristallin, moyennement dur. A partir de 1620 m commence un faciès de Sable blanc à rosâtre, translucide, fin à moyen, localement grossier avec passées de grès brun à brun rouge, blanc à gris blanc, localement gris verdâtre, fin à moyen, friable à moyennement consolidé, argileux et de calcaire blanc à blanc beige, microcristallin, moyennement dur avec fines passées d'argile brun rouge, rarement gris verdâtre, tendre à indurée et silteuse.

Néocomien (de 1888.5 à 2062m, ép. = 173.5m), Argile grise à gris-vert, brun rouge, indurée avec passées de grès blanc à gris blanc, localement gris verdâtre, très fin à fin, moyennement dur, argileux à silico-argileux, localement silico-carbonaté et rares fines passées de calcaire dolomitique, gris-beige à beige, microcristallin, moyennement dur. A partir de 1960 m commence un faciès de Grès blanc à gris blanc, gris verdâtre, localement gris sombre, fin à très fin, friable à moyennement dur, argileux, rarement silico-argileux et argile brun rouge, gris-vert, localement grise, silteuse, tendre à indurée, légèrement carbonatée. Présence d'anhydrite blanche, rarement gris blanc, pulvérulente, localement microcristalline, dure et de calcaire dolomitique gris-beige à beige, microcristallin, moyennement dur.

b) Jurassique

Malm (de 2062 à 2277m, ép. = 215m), Argile grise à gris-vert, localement brun rouge, silteuse par endroits, tendre à indurée, légèrement carbonatée et calcaire dolomitique gris blanc à blanc beige, gris clair, microcristallin, dur, localement argileux avec fines passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, rarement microcristalline, dure. A partir de 2096 m commence un faciès de Grès blanc à gris blanc, gris verdâtre, très fin à fin, friable à moyennement dur, argileux avec passées d'argile brun rouge à gris verdâtre, localement grise, silteuse par endroits, tendre à indurée, légèrement carbonatée et fines passées de calcaire dolomitique gris blanc à beige blanc, gris clair, microcristallin, dur et localement argileux. Présence d'anhydrite blanche, pulvérulente, rarement microcristalline et dure. Et à partir de 2191 m commence les Argile brun rouge à gris verdâtre, parfois grise à gris clair, localement silteuse, tendre à indurée avec passées de grès blanc à gris, gris verdâtre, très fin à fin, friable à moyennement dur, argileux, rarement silico-argileux et de calcaire blanc beige, gris clair, microcristallin, dur et localement argileux. Présence d'anhydrite blanche, pulvérulente, rarement microcristalline et dure.

Dogger Argileux (de 2277 à 2430.5m, ép. = 153.5m), Argile versicolore à prédominance de couleur brun-rouge à brune, parfois gris verdâtre à grise, silteuse par

endroits, tendre à indurée avec fines passées de calcaire dolomitique blanc beige, gris clair, microcristallin, dur, localement argileux et rares fines passées de grés blanc à gris blanc, gris verdâtre, très fin à fin, friable à moyennement dur, argileux et rarement silico-argileux. Présence d'anhydrite blanche, rarement gris blanc, pulvérulente, localement microcristalline et dure vers la base.

Dogger Lagunaire (de 2430.5 à 2538m, ép. = 107.5m), Argile grise à gris vert, localement brun-rouge à brune, rarement gris foncé à gris noir, silteuse, anhydritique par endroits, tendre à indurée, légèrement carbonatée et intercalée de passées d'anhydrite blanche, localement rosâtre, microcristalline, pulvérulente et de calcaire gris clair, moucheté, argileux, tendre, parfois blanc beige, dolomitique, microcristallin et dur.

Lias Anhydritique (de 2538 à 2807.5m, ép. = 269.5m), Anhydrite massive, blanche, blanc laiteux, gris clair à gris foncé, pulvérulente, parfois blanc translucide, transparente, microcristalline, dure, intercalée de fines passées de calcaire gris clair, argileux, tendre, passant à calcaire dolomitique gris beige à grisâtre, moyennement dur, d'argile grise à gris vert, gris foncé, silteuse, anhydritique, tendre et de sel transparent à translucide.

Lias Salifère (de 2807.5 à 2870m, ép. = 62.5m), Sel blanc, translucide, jaunâtre, parfois rosâtre, massif, cristallin, intercalé de passées d'argile brune à brun rouge, marron, salifère et tendre à plastique.

Lias Horizon B (de 2870 à 2897.5m, ép. = 27.5m), Calcaire dolomitique gris à gris blanc, parfois gris beige, microcristallin, tendre à moyennement dur, argileux et intercalé vers la base de niveaux d'anhydrite blanche, gris blanc, pulvérulente et d'argile grise, brun rouge, carbonatée et tendre.

Lias Salifère « S1 » et « S2 » (de 2897.5 à 3127.5m, ép. = 230m), Anhydrite blanche, massive, microcristalline, pulvérulente, intercalée de passées d'argile gris foncé, salifère et de sel incolore. A partir de 2940 m commence un faciès de Sel blanc, incolore, transparent à translucide, jaunâtre, massif, cristallin, localement anhydritique, intercalé de passées d'anhydrite blanche et gris clair à foncé, microcristalline, dure et d'argile gris foncé à parfois gris noir, salifère et tendre à pâteuse.

Lias Salifère « S3 » (de 3127.5 à 3343.5m, ép. = 216m), Sel blanc, incolore, transparent à translucide, jaunâtre, massif, cristallin, intercalé de passées d'argile gris foncé à parfois gris noir et brun rouge, salifère et tendre à pâteuse.

Lias Argileux Supérieur (de 3343.5 à 3408.5m, ép. =65m), Argile brune à brun rouge, devenant grise à gris foncé vers la base, silteuse, tendre à plastique, légèrement anhydritique et salifère et intercalée dans la partie sommitale de fines passées de sel transparent à jaunâtre. Traces d'anhydrite blanche et de siltstone gris clair et consolidé.

c) Trias

Trias Salifère « S4 » (de 3408.5 à 3451m, ép. = 42.5m), Sel jaunâtre à rosâtre, transparent, massif, intercalé de passées d'argile grise à gris foncé et gris vert, localement brun rouge, tendre à plastique, salifère et légèrement anhydritique. Traces d'anhydrite blanche et gris clair, microcristalline et dure.

Trias Argileux Inférieur (de 3451 à 3465m, ép. =14m), Argile brun rouge, rarement gris vert, silteuse, tendre à indurée, légèrement salifère ou anhydritique. Présence de siltstone gris clair à gris vert et gris blanc à blanc, moyennement consolidé. Traces d'anhydrite blanche et pulvérulente.

Trias T2 (de 3465 à 3474m, ép. = 9m), Grès blanc à blanc beige, gris blanc, brun clair, localement brun rouge, très fin à fin, rarement moyen, sub-arrondi à bien arrondi, bien classé, friable à légèrement consolidé, argileux, légèrement carbonaté avec fines passées d'argile brun rouge, silteuse et tendre à indurée.

Roches Éruptives (de 3474 à 3564.5m, ép. =90.5m), Roches éruptives brunes et vertes, violacées, grisâtres ou bariolées par endroits, moyennement dures, localement très altérées en argile brune et marron, carbonatée, renfermant des minéraux verts vifs, parfois blancs translucides et transparents et des veines de calcite blanche. Présence de calcaire gris blanc à blanc, microcristallin, moyennement dur.

Trias Série Inférieure (de 3564.5 à 3615m, ép. = 50.5m), Grès blanc à gris blanc, fin à moyen, parfois grossier, sub-arrondi, modérément classé, siliceux, dur, devenant grès gris clair à gris vert, vert clair, très fin à fin, parfois moyen, sub-arrondi à bien arrondi, bien classé, friable à moyennement consolidé, argileux à silico-argileux. A partir de 3581m commence un faciès de Roches éruptives brunes et vertes, violacées, grisâtres ou bariolées par endroits, moyennement dures, localement très altérées en argile brune et marron, carbonatée, renfermant des minéraux vert vif, parfois blancs translucides et transparents et des veines de calcite blanche. Et à 3597m commence les Grès blanc à gris blanc, beige, très fin à fin, rarement moyen, sub-arrondi à bien arrondi, bien classé, friable à moyennement consolidé, argileux à silico-argileux. Tandis qu'à 3603m commence les Grés gris blanc à gris vert, fin à moyen, grain arrondis à sub-

arrondis, moyennement classé, très fin à fin, siliceux à silico argileux, micacé, friable à moyennement dur avec présence des traces de pyrite.

C. Le Paléozoïque

a) Dévonien

Dévonien Inférieur (de 3615 à 3682m, ép. = 67m), Argile grise à gris sombre, silteuse à silto-sableuse, micacée, pyriteuse, tendre à indurée au sommet, et argile grise à gris sombre, silteuse, micacée, tendre à indurée avec passées de grés gris blanc à gris clair et beige, très fin à fin, moyennement dur à friable, siliceux à silico argileux vers la base. A partir de 3634 m commence au sommet une alternance d'argile grise à gris sombre, fortement silteuse à silto-sableuse, micacée, tendre à indurée et fossilifère ; et de grés gris sombre à gris clair, très fin à fin, micacé, moyennement dur à friable, silico argileux à argileux et argile gris noir à noire, silteuse, feuilletée, micacée et pyriteuse, riche en fossiles à la base. A partir de 3652 m commence un faciès d'argile grise et gris noir à noire, silteuse, feuilletée, micacée, tendre à indurée, légèrement carbonatée avec fines passées de grés gris sombre à gris clair, très fin à fin, micacé, moyennement dur à friable, silico argileux à argileux et de calcaire gréseux gris blanc à blanc, cristallin, et parfois argileux et tendre à induré.

b) Silurien

Silurien (de 3682 à 3745.5m, ép. = 63.5m), Argile noire, silteuse, charbonneuse, micacée, légèrement carbonatée feuilletée avec fines passées de calcaire gris blanc à blanc, micro cristallin à cristallin.

c) Ordovicien

La Dalle de M'Kratta (de 3745.5 à 3800.5m, ép. = 55m), Grés gris à gris blanc et beige, très fin à fin et moyen, rarement grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, mal classé, moyennement dur, silico argileux à argileux, dur et compact par endroits, siliceux à silico quartzitique avec passées d'argile grise à gris foncé, silteuse à silto-sableuse, tendre à indurée et légèrement carbonatée. Présence des traces de pyrite. A partir de 3756m commence un faciès de Grés gris clair, gris sombre à noir, très fin à fin et moyen, micacé, induré à moyennement dur, silico-argileux à argileux avec présence des galets d'argile au sommet et blanc à beige, gris clair, moyen à grossier, arrondis à sub-arrondis, mal à moyennement classé, moyennement dur à dur, siliceux à silico quartzitique à la base et des passées d'argile gris foncé à noire, silteuse à silto-sableuse, micacée. Présences des nodules de pyrite et des galets de Grés. et à 3784 m commence les argiles grise à gris foncé et noire, silteuse à silto-sableuse, feuilletée et

charbonneuse, par endroits, micacée, indurée et de grés gris clair, gris sombre, très fin à fin, micacé, moyennement dur, silico-argileux à argileux avec présence des grains de quartz, blanc, translucide à transparent, arrondi à sub-arrondi et moyen à grossier.

Les Argiles Micro-Conglomératiques (de 3800.5 à 3872m, ép. = 71.5m), Argile grise à gris foncé et noire, silteuse à silto-sableuse, feuilletée et charbonneuse par endroits, micacée, indurée et de grés gris clair, gris sombre, très fin à fin, micacé, moyennement dur, silico-argileux à argileux. Présence des grains de quartz, blanc, translucide à transparent arrondi à sub-arrondi et moyen à grossier.

Les Grès d'Oued Saret (de 3872 à 3933m, ép. = 61 m), Grés gris blanc à blanc, beige et gris vert, très fin à fin et moyen à grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, bien consolidé, dur à moyennement dur, siliceux à silico-quartzitique, rarement silico argileux à argileux, légèrement carbonaté avec présence de nodules de pyrite et des grains de quartz. A partir de 3895 m commence un faciès d'Argile gris foncé à noire, silteuse, tendre à indurée, légèrement feuilletée, avec passées de grés gris blanc à gris clair, très fin à fin, moyennement consolidé, silico argileux, rarement silico-quartzitique avec présence des roches éruptives à la base.

Les Argiles d'Azzel (de 3933à 3985m, ép. = 52m), Argile gris foncé à noire, silteuse, tendre à indurée, légèrement feuilletée, avec présence des roches éruptives blanches, noires, verdâtres et grisâtres, avec des inclusions de quartz et minéraux noirs au sommet ainsi que des intercalations de grés gris à gris clair rarement beige à blanc, fin, friable à moyennement consolidé, silico argileux à argileux à la base.

Les Grès d'Ouargla (de 3985 à 4050.5m, ép. = 65.5m), Grés blanc translucide, moyen à grossier, sub-arrondi à sub-anguleux, mal classé, dur et compact, silico quartzitique. Puis un grés gris à gris blanc, gris vert et beige, très fin à fin, friable à moyennement dur, glauconieux, par endroits, siliceux à silico argileux avec des passées d'argile grise à gris sombre, fortement silteuse, micacée et tendre à indurée.. A partir de 4032 m commence un faciès d'argile gris foncé à noire, silteuse, indurée, légèrement pâteuse avec des passées de grés blanc, beige, très fin à fin, bien consolidé à friable et parfois glauconieux, siliceux à silico-argileux. Traces de pyrite.

Les Quartzites de Hamra (de 4050.5 à 4106.5m, ép. = 56m), Grés gris blanc à blanc et beige, très fin à fin, friable à moyennement consolidé, siliceux et silico-argileux et grés blanc à blanc translucide, moyen à grossier, mal classé, dur, siliceux à silico quartzitique et avec de fines passées d'argile grise à gris foncé et noire, silteuse, feuillée, micacée et tendre à indurée. A partir de 4059 m commence un faciès de Grés

quartzitique à quartzite, gris blanc à blanc, parfois beige, très fin à fin et moyen rarement grossier, bien consolidé à compact, avec présence des joints stylolitiques, des nodules de pyrite et des Tigillites. Et à 4072 m commence les Grès quartzitique à quartzite, gris blanc à blanc, parfois beige, très fin à fin, parfois moyen et rarement grossier. Bien consolidé à compact, avec de très fines passées d'argile gris noir à noire, silteuse, micacée, tendre à indurée. Présence des grains quartz et des nodules de pyrite.

Les Grès d'El Atchane (de 4106.5 à 4165.5m, ép. = 59m), Grès quartzitique à quartzite, blanc à gris blanc, fin à moyen parfois grossier, sub-anguleux à sub-arrondi, bien consolidé à compact, avec présence des joints d'argile gris noir, indurée, silteuse, légèrement micacée, ainsi que des joints stylolitiques. Abondantes fissures horizontales à sub- horizontales. Tigillites et pyrite en traces.

Argiles d'El Gassi (de 4165.5 à 4251m, ép. > 85.5m), Argile grise à gris vert, rarement noire, silteuse parfois micacée, tendre à indurée avec intercalations de roches éruptives blanches, noires, brun rouge, parfois verdâtres, ainsi que des minéraux noirs et de fines passées de grés blanc à blanc beige et gris verdâtre très fin à fin, moyennement dur à friable et glauconieux, silico-argileux à argileux.

5. Résultats structuraux

La structure actuelle du Bassin d'Oued Mya, peut être considérée comme la résultante d'une succession de déformations qui se sont produites tout au long de l'histoire géologique de cette partie de la plateforme saharienne.

Parmi les déformations les plus importants, la phase de compression Calédonienne, avec un Silurien, caractérisé par une transgression marine, entraînant la sédimentation des argiles noires à Graptolites.

Par la suite, la phase extensive au Trias a créé des failles normales de direction NO-SE et NE-SO, des épanchements volcaniques séparant les deux cycles détritiques du Trias (T1 et T2), et ayant engendré une sédimentation fluviale sur une surface Hercynienne.

A l'Aptien, une phase de raccourcissement Est-Ouest s'est produite entraînant une structuration importante le long des accidents subméridiens (environ 200m de rejet). Cette phase est à l'origine de formation des anticlinaux d'axe Nord-Sud, qui ont servi à l'accumulation des hydrocarbures ainsi qu'à la formation de bourrelets de Haoud Berkaoui et d'Erg Djouad (Sonatrach, 2014).

La figure suivante (Fig.I.08) représente la fiche stratigraphique dans la zone d'étude du puits MKT-1.

SONATRACH /AMT Division EXPLORATION		Fiche stratigraphique du puits Meksem Tina -1 (MKT-1)			Appareil de forage: SPEC 151		Zs =210,306m Zt=220,306m				
Ere	Système	Formation	Strati.	Lithologie	Tops (m)		Epais.				
					SPE	Abs.					
Cénozoïque	Néogène	Mio-Pliocène			Grès fin à moy, passés de sable et calcaire à la base	10	210	87			
		Sénonien	Carbonaté		Calcaire, des passés de dolomie, et argileux marnes à la base	97	123	230			
			Anhydritique		Anhydrite, calcaire dolomitique, dolomie, argile	327	-107	260			
			Salifère		Sel massif avec des passés d'anhydrite et d'argile	587	-367	209			
		Cretacé	Turonien			Calcaire, rare passé d'argile	796	-576	74		
			Cénomanién			Argile, anhydrite, passés de sel et de calcaire	870	-650	160		
			Albien			Grès fin à grossier, intercalation d'argile et de sable fin et grossier	1030	-810	460		
			Aptien			Calcaire et marne	1490	-1270	24,5		
			Barrémien			Grès, Sable avec des passés d'argile et calcaire	1514,5	-1294,5	374		
			Néocomien			Argile et passés de calcaire, de grès et dolomie	1888,5	-1668,5	173,5		
			Malm			Argile, calcaire dolomitique, anhydrite, grès	2062	-1842	215		
		Mésozoïque	Jurassique	Dogger	Argileux		Argile indurée, gréseuse, passés de dolomie	2277	-2057	153,5	
					Lagunaire		Anhydrite, dolomie et passés d'argile	2430,5	-2210,5	107,5	
				Lias	Anhydritique		Anhydrie massive blanche, intercalation de dolomie et d'argile	2538	-2318	269,5	
					Salifère		Sel massif + argile	2807,5	-2587,5	62,5	
					Horizon B		argile+ calcaire+dol+anhyd	2870	-2650	27,5	
					S1 + S2		Sel, anhydrite et argile	2897,5	-2677,5	230	
					S3		Sel massif blanc et passés d'argile	3127,5	-2907,5	216	
				Argileux Supérieur			Argile plastique et salifère	3343,5	-3123,5	65	
				Trias	S4			Sel massif, passés d'argile salifère, anhydritique	3408,5	-3188,5	42,5
					Argileux Inférieur			Argile salifère/ anhydritique	3451	-3231	14
		T2				Grès + passés d'argile	3465	-3245	9		
		Roches éruptives				Roches éruptives + argile	3474	-3254	90,5		
		Série Inférieure				Grès, roches éruptives + Argile	3564,5	-3344,5	50,5		
		Paléozoïque	Dévonien	Dévonien Inf.			Argilo-gréseux	3615	-3395	67	
			Silurien	Silurien			Argile noire	3682	-3462	63,5	
				Dalle de M'Kratta			Grès quartzitiques + argiles	3745,5	-3525,5	55	
Ordovicien	Argile Micro-Conglo			Argile gris-noire silteuse à grains de quartz	3800,5	-3580,5	71,5				
	Grès d'Oued Saret			Grès blanc à gris blanc et argiles	3872	-3652	61				
	Argiles d'Azzel			Argile gris foncée à noire	3933	-3713	52				
	Grès de Ouargla			Grès gris clair à gris noir +argile	3985	-3765	65,5				
	Quartzite de Hamra			Quartzites + grès quartzitique	4050,5	-3830,5	56				
	Grès d'El Atchane			Grès quartzitique fin	4106,5	-3886,5	59				
	Argiles d'El Gassi			Argile grise à gris vert, noire	4165,5	-3945,5	>85,5				
Profondeur Finale					4251	-4031	-				

Figure.I.08 : Fiche stratigraphique du puits MKT-1 (Sonatrach, 2014).

6. Système pétrolier

- a) **Piège** : le piège est de type structural. La structure MKT-1 est bien contrôlée par des sections sismiques et les rejets des failles sont faibles.
- b) **Couverture** : la couverture est assurée par les roches éruptives pour le réservoir ordovicien de la série inférieure et par les argiles sus-jacentes.
- c) **Roche mère** : la roche mère principale, dans le périmètre El M'zaid en particulier, et dans le bassin triasique en général, est constituée par les argiles à graptolithes radioactives d'âge Silurien, très riches en matière organique et actuellement en phase à huile (depuis le Crétacé supérieur).
- d) **Migration** : Les hydrocarbures générés par les argiles radioactives du Silurien (surtout dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya), ont migré verticalement à travers des failles et des fractures vers les réservoirs gréseux sus-jacents.
- e) **Réservoir** : Dans cette région, le réservoir gréseux du Trias "série inférieure", est déposé généralement dans un environnement continental (fluvatile), de type en tresse ou méandrique. Les trois réservoirs sont :
- Le Dévonien Inférieur ;
 - Le réservoir Dalle de M'kratta ;
 - Le réservoir Quartzites de Hamra.

Conclusion

Dans ce chapitre, on a exposé sur la géologie tout en prenant en considération les formations vulnérables de point de vue stabilité de l'ouvrage « forage pétrolier », qu'on peut citer comme suit :

- Les couches salifères, les couches d'aquifère ;
- Les argiles réactives (Argile gonflant), les argiles fluentes et les argiles feuilletées.
- Formations non consolidées (sable meuble, gravier et les limons)
- Formations Fracturées et fissurées (formations calcaires) ;
- Formations mobiles (formation plastiques) ;

De point de vue structurale, la région d'étude est caractérisée, par une tectonique dite ordovicien inferieur (paléozoïque), qui a donnée des failles régionales de direction SW-NE.

CHAPITRE

II

Introduction

Les méthodes sismiques et électrique permettent de déterminer l'état physique des diverses couches lithologiques et d'obtenir une estimation de leurs épaisseurs. Alors que la diagraphie qui fait partie de la panoplie des méthodes qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage, permet l'enregistrement en continu des paramètres physiques et pétro-physiques en fonction de la profondeur. La diagraphie utilisent plusieurs paramètres d'identification pour la bonne exécution du forage pétrolier, c'est en 1927, qu'a été réalisé le premier enregistrement de diagraphie par les frères Conrad et Marcel Schlumberger.

II.1. Méthode sismique

1. La sismique réfraction

Les ondes sismiques génèrent en plusieurs points à la surface du sol, sont enregistrés suivant un dispositif de géophone, régulièrement espacé le long d'un profil rectiligne, l'analyse des temps de trajet des ondes sismiques réfractées (Fig.II.01) nous permet de définir les vitesses sismiques et la géométrie des différentes couches du sous-sol (Baltassat et al., 2001). Ce changement de direction est régi par le contraste de vitesse à l'interface selon la loi de Snell-Descartes :

Pour la réfraction totale :
$$\sin i_c = \frac{v_1}{v_2} \quad (\text{II.01})$$

Le phénomène de réfraction totale ne peut se produire que lorsque l'on passe d'un milieu lent à un milieu rapide ($v_2 > v_1$) (Reynolds, 1997).

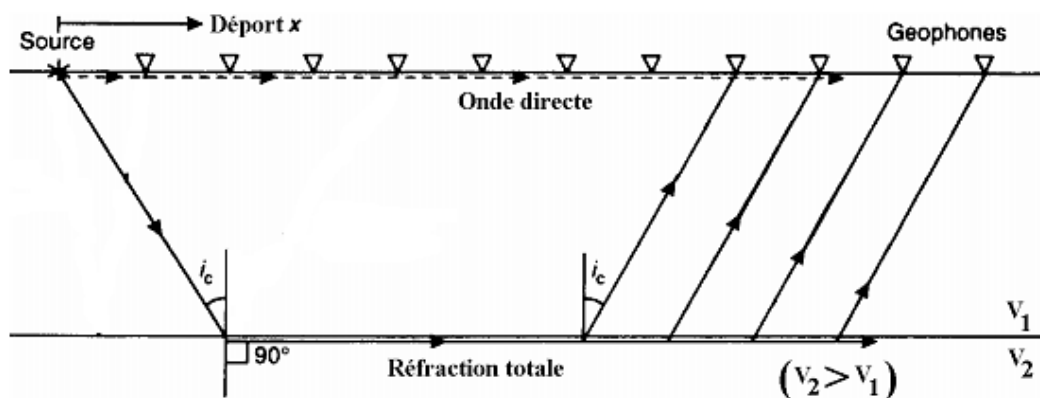


Figure.II.01 : Principe de la sismique réfraction (Reynolds, 1997).

La sismique réfraction peut être utilisée dans plusieurs domaines, tels que la reconnaissance géologique, génie civil, hydrogéologie, carrières et mines, géothermie et environnement (Andriamboavonjy, 2008). C'est une méthode qui est parfaitement bien adaptée pour les faibles profondeurs.

2. La sismique réflexion

Elle étudie la réflexion des ondes sismiques aux interfaces, entre plusieurs couches géologiques, elle permet d'avoir une image de surface typiquement de l'ordre de 1000 km², pour des profondeurs inférieures à 10 km, qui permet ensuite aux géologues d'estimer la probabilité de trouver du pétrole (Giroux, 2011).

2.1. Principe de la sismique réflexion

C'est une technique d'exploration et d'imagerie du sous-sol (Fig.II.02), qui utilise des ondes acoustiques et élastiques. Une onde est envoyée dans le sous-sol, puis une série de récepteurs enregistrent la réponse du sol à cette onde.

L'acquisition de ces signaux et leur traitement, permet de construire des images représentatives du sous-sol. On peut ainsi détecter les différentes couches dans le sous-sol, grâce à la différence de vitesse d'une couche à l'autre (Benoit et al., 2006). Cette technique nous permet d'avoir une image en 2D ou en 3D.

Dans la sismique réflexion, les formations souterraines sont définies par les paramètres mécaniques suivantes : la vitesse d'onde compression (V_p), de cisaillement (V_s), la densité (ρ) et on facteur de qualité (caractérisant le pouvoir de la roche à absorber de l'énergie) (Giroux, 2011).

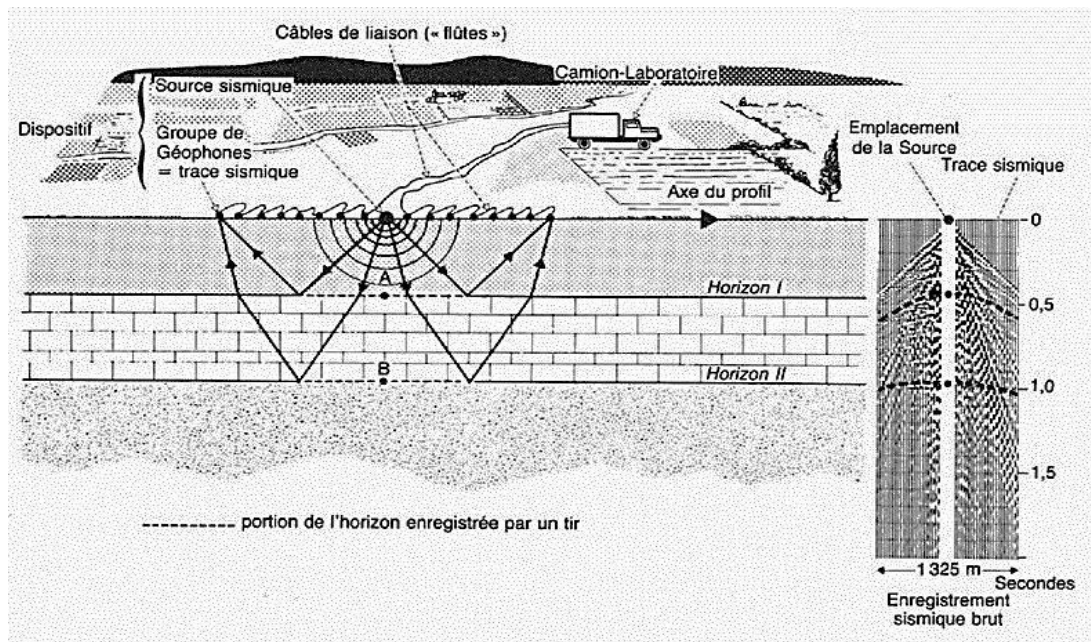


Figure.II.02 : Principe de la sismique réflexion (Giroux, 2011).

2.2. Domaine d'application de la sismique réflexion

- Exploration pétrolière onshore et offshore ou exploration minière,
- Etudes géologique et étude de fondations,

- En hydrogéologie on peut trouver la position de la nappe, structure du réservoir et la limite de fracturation / altération (Andriamboavonjy, 2008).

2.3. Equipements utilisés

a) Source d'onde

La sismique onshore, utilise comme source d'onde, soit un camion vibreur (Fig.II.03), ou bien des sources explosifs. Le signal émis est de longue durée, environ 10 secondes. Il est produit sur des camions vibreurs possédant une plaque pulsante fortement couplée avec le sol (par le poids du camion reposant sur elle), les pulsations sont induites par un servoverin et l'émission se fait à fréquences progressives de 10 à 70 Hertz (Ralaiarison, 2018).

L'utilisation des explosifs comme source, possède moins d'impact que celle du camion vibreur, notamment dans la zone forestière et en marge des sites sensibles.



Figure.II.03 : Un camion vibreur (www.emsahara.com).

b) Capteur « géophones »

Les capteurs transforment l'énergie sismique en voltage électrique, les ondes sont émises à l'aide des sources d'énergie. Les réflexions sont enregistrées à l'aide des capteurs « géophones » (Fig II.04).

Elle permet, l'enregistrement et/ou la mesure des vitesses des vibrations sismiques (ou micro-vibrations) à travers le sol (Ralaiarison, 2018).



Figure.II.04 : Un Géophone (www.directindustry.fr).

c) Laboratoire d'enregistrement

Le laboratoire d'enregistrement, consiste à enregistrer et analyser les signaux sismiques dans le domaine spatio-temporel (x, t) . Ce type de traitement courant permet de produire des informations utiles sur la distribution énergétique des signaux sismiques. Ces signaux sont enregistrés sous forme numérique (Ralaiarison, 2018).

d) Le filtrage

Le filtrage consiste à supprimer les zones de bruit, organisées selon leurs vitesses apparentes. Il se fait généralement avant l'application de la sommation en couverture multiples et après l'application des corrections dynamiques. L'organisation des événements sismiques dans le domaine (x, t) permet de séparer les signaux utiles (réflexions simples). Les filtrages sont utilisés en plusieurs points de la chaîne d'enregistrement ainsi que lors du traitement.

2.4. Les étapes d'étude de la sismique réflexion

Une étude sismique réflexion se décompose en trois (3) grandes étapes :

- Acquisition des données ;
- Traitement des données ;
- Interprétation.

A. Acquisitions des données

Les ondes se propagent dans le sous-sol, lorsqu'elles rencontrent un changement de facies, une partie d'onde est réfléchiée et remonte vers la surface. En surface, un dispositif d'acquisition permet l'enregistrement de l'onde sismique dans un camion d'enregistrement afin de pouvoir les interpréter (Olivier et al., 2005).

B. Traitement des données

Le traitement des données, consiste à récupérer l'ensemble des données brutes du terrain et traiter les enregistrements, afin d'améliorer leur qualité. Une succession de procédé élémentaire est appliqué pour prévoir la structure du sous-sol (Bitri et al., 1996).

C. Interprétation

L'interprétation des images sismiques, nécessite beaucoup d'expérience, elle permet d'obtenir l'imagerie des structures du sous-sol (Ralaiarison, 2018). L'objectif de l'interprétation sismique, est de pouvoir parvenir à une représentation plus exacte possible des structures et de la nature des roches du sous-sol.

Formule

Pour une incidente normale à l'interface entre deux unités, l'amplitude de l'onde réfléchi est donnée par le coefficient de réflexion (Giroux, 2011) :

$$R = \frac{V_2 \rho_2 - V_1 \rho_1}{V_2 \rho_2 + V_1 \rho_1} \quad (\text{II.02})$$

Ce tableau résume la vitesse de propagation dans plusieurs roches et formations.

Tableau.II.01 : Vitesses sismiques des roches et sols (Giroux, 2011).

Nature des terrains	Vp [m/s]	Vs [m/s]	ρ [g/cm ³]
éboulis, terre végétale	300-700	100-300	1.7-2.4
sable sec	400-1200	100-500	1.5-1.7
sable humide	1500-4000	400-1200	1.9-2.1
argiles	1100-2500	200-800	2.0-2.4
marnes	2000-3000	750-1500	2.1-2.6
grès	3000-4500	1200-2800	2.1-2.4
calcaires	3500-6000	2000-3300	2.4-2.7
craie	2300-2600	1100-1300	1.8-2.3
sel	4500-5500	2500-3100	2.1-2.3
anhydrite	4000-5500	2200-3100	2.9-3.0
dolomie	3500-6500	1900-3600	2.5-2.9
granite	4500-6000	2500-3300	2.5-2.7
basalte	5000-6000	2800-3400	2.7-3.1
charbon	2200-2700	1000-1400	1.3-1.8
eau	1450-1500	–	1
huile	1200-1250	–	0.6-0.9

II.2. Méthode électrique

1. Définition

Un sondage électrique est constitué par une série de mesures de résistivité apparente, entre chaque mesure un accroissement de la séparation des électrodes d'injection (ou de courant), le centre du dispositif et sa direction demeurent constant. Plus la distance entre les électrodes du courant est grande, plus la profondeur de pénétration des filets de courant est grande (Hamai, 2016).

Le Tableau.II.02 représente les résistivités électriques rencontrées dans les dépôts meubles, certains minéraux et roches (Mwamba, 2010).

Tableau.II.02 : Résistivités de différentes formations (Lagabrielle, 1996).

Type de sol	Résistivité ($\Omega \cdot m$)
Argile	3 à 5
Sable	40 à 150
Gravier	200 à 500
Schiste cristallin	-
Gneiss sain	1000 à 10.000
Gneiss altéré sec	300 à 600
Gneiss altéré en eau	120 à 200
Granites	1000 à 10.000
Calcaire	-
Marne	20-100

2. Principe de base

La méthode de prospection électrique par courant continu, nous renseigne sur les propriétés électriques du sol ; elle permet de déterminer la répartition des matériaux dans le sol par l'intermédiaire de leur résistivité.

Pour cela, on injecte dans le sol un courant continu, dont on mesure l'intensité I au moyen de deux électrodes métalliques, notées A et B, plantées dans le sol et reliées aux deux bornes d'un générateur de courant continu (fig.II.05).

On mesure ensuite, au moyen de deux autres électrodes notées M et N, la différence de potentiel $V_M - V_N$, résultant de la circulation du courant.

Il y a deux manières principales de mettre en œuvre ces méthodes, qui sont :

- Sondage électrique ;
- Traînée électrique.

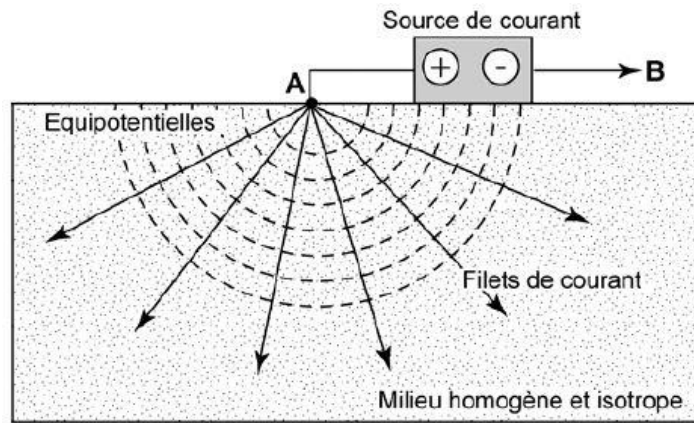


Figure.II.05 : Source de courant à la surface d'un milieu homogène et isotrope (Hacini, 2006).

3. Domaine d'application

La profondeur d'investigation s'étale de quelques centimètres à quelques centaines de mètres de profondeur, elle est utilisée pour la recherche minière, l'agriculture, l'aménagement du territoire, construction des bâtiments, des ponts et chaussés, voies ferrées, recherches archéologiques et également la recherche des aquifères en hydrogéologie (Beddou, 2012).

4. Les méthodes de prospection électrique (différents montages)

Voire différent montage (Figure.II.06), la formule de la résistivité apparente est :

$$\rho_a = K \frac{VM - VN}{I} \quad (II.03)$$

K : le facteur géométrique dépend de la géométrie du dispositif ABMN.

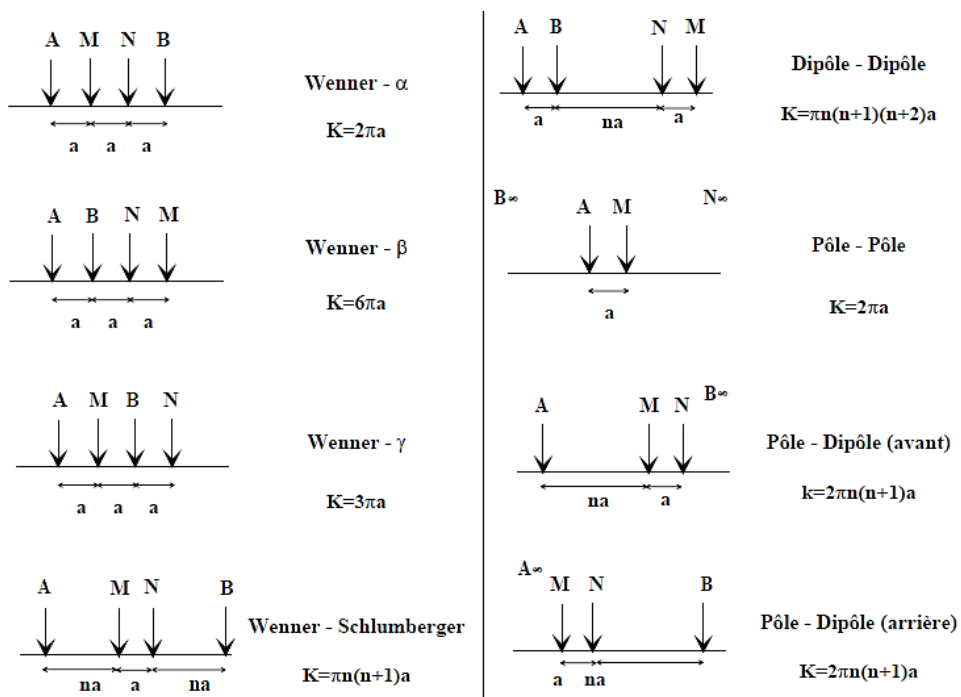


Figure.II.06 : Différentes configurations pour la méthode électrique, ainsi que le coefficient géométrique K (Parasnis, 1986).

II.3. Diagraphie

1. Définition

Les diagraphies (Logging), sont des enregistrements continus des paramètres physiques, la mesure se présente sous forme d'une courbe, qui montre les variations de ces paramètres en fonction de la profondeur. Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits (Schlumberger, 2009).

2. Objectif

Les mesures permettent d'estimer les saturations en eau et en hydrocarbures des réservoirs traversés.

Elles permettent également, de déterminer le pendage des couches, la détermination des caractéristiques du puits de forage, la comparaison des différents puits entre eux, donner des indications très précieuses sur les variations lithologiques, et de repérer les couches productrices des couches non-productrices (Serra, 1979).

3. Classification des diagraphies

Les diagraphies peuvent être subdivisées en cinq grands groupes :

- Diagraphies électriques.
- Diagraphies nucléaires.
- Diagraphies acoustiques.
- Diagraphie de production.
- Diagraphies auxiliaires (Hadj Kouider, 2014).

A. Gamma Ray

1. Définition

Le rayonnement gamma naturel (Gamma Ray), est lié à la présence des trois éléments radioactifs qui sont : potassium K^{40} , Uranium U^{238} et le Thorium Th^{232} .

Les facteurs influant sur la mesure sont : la vitesse d'enregistrement, la constante du temps, le taux de comptage, la boue, le tubage, le ciment et les épaisseurs des bancs. Il est enregistré pour tous les puits d'études, son unité est l'API (Serra, 1984).

Le rayon d'investigation, varie entre 20 cm pour les formations denses, telles que la dolomie, jusqu'à 90 cm dans des lignites.

2. Principe

Les rayons gamma, sont des rayonnements électromagnétiques, de haute énergie, émis spontanément lors de la désintégration des éléments radioactifs instables (Serra, 1984). L'enregistrement se fait de bas vers le haut.

On considère généralement, que la sonde ne doit pas se déplacer de plus d'un pied pendant une constante de temps. C'est une règle qui permet d'obtenir de bonnes diagraphies de rayons gamma (Fig.II.07).

Le gamma Ray est influencé par :

- Le diamètre du trou ;
- Le tubage (Chapellier, 1999).

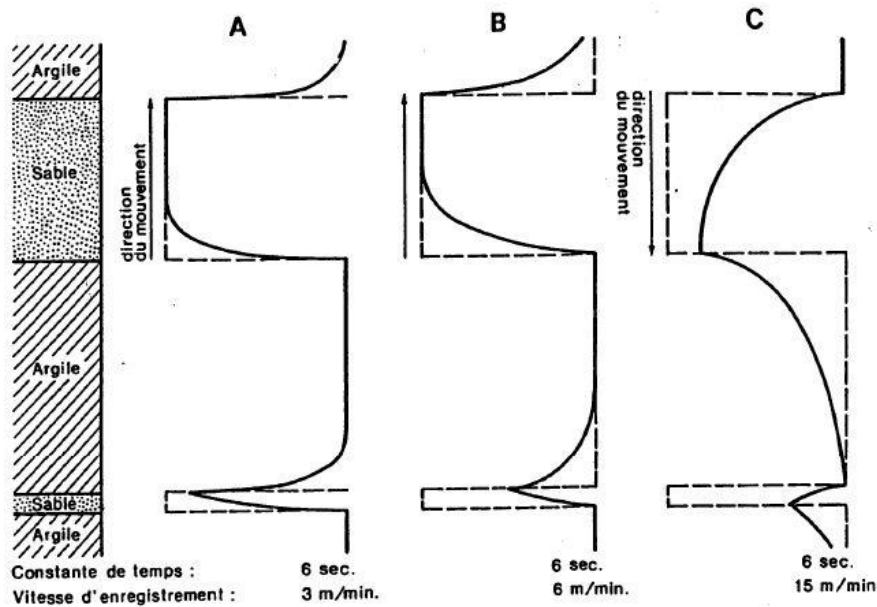


Figure.II.07 : Effets de la vitesse d'enregistrement (Chapellier, 1999).

3. Le paramètre enregistré

Pour que l'évaluation du pourcentage d'argile soit possible, il faut que la série contienne un véritable banc d'argile, et une zone de sable (ou calcaire) propre qui serviront de référence (Chapellier, 1999).

Il existe plusieurs outils gamma ray ; on peut en effet mesurer tout l'éventail des émissions gamma produites par la formation, on peut aussi faire une discrimination entre le rayonnement dû au potassium, celui dû au thorium et celui dû à l'uranium. On parle, dans ce cas de spectrométrie gamma (Serra, 1984).

Le volume d'argile au point X (Fig.II.08) se calcule alors de la façon suivante :

$$V_{sh(\%)} = \frac{GR_x - GR_{propre}}{GR_{argil} - GR_{propre}} \quad (II.04)$$

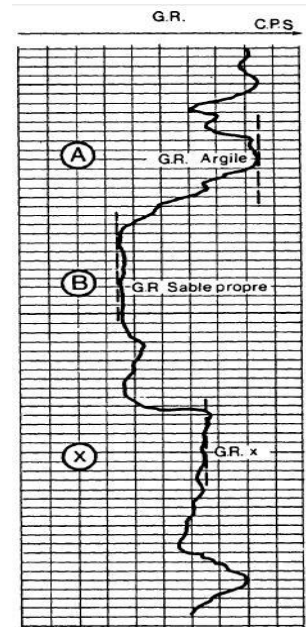


Figure.II.08 : Calcul du pourcentage d'argile au point X (Chapellier, 1999).

Avec :

V_{sh} : volume d'argile.

$GR_x = GR_{lu}$: GR voulu.

$GR_{propre} = GR_{min}$: GR lu en face du banc de grès le plus propre du réservoir.

$GR_{argile} = GR_{max}$: GR lu en face d'une argile non cavée.

4. Radioactivité des formations

Pour les formations sédimentaires, on enregistre une radioactivité importante dans:

- Les formations argileuses (Fig.II.09) ; qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique qui peuvent concentrer l'uranium.
- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichie en minéraux lourds (Hadj Kouider, 2014).

En fait, les principales roches, peuvent être classées selon leur degré de radioactivité (Fig.II.10) et (Tab.II.03).

Tableau.II.03 : Radioactivité de quelque formation (Hadj Kouider, 2014).

Roches à radioactivité élevée	Roches à radioactivité moyenne	Roches à radioactivité faible
<ul style="list-style-type: none"> • granites potassiques et roches en découlant, • certains sables et grès riches en minéraux accessoires à uranium et thorium, • phosphate, • évaporites potassiques, • la plupart des argiles, • schistes noirs. 	<ul style="list-style-type: none"> • grès et sables, • gneiss. 	<ul style="list-style-type: none"> • calcaires et dolomies, • charbons en général, • évaporites sans potassium, halite, anhydrite • roches basiques et ultrabasiques.

Figure.II.09 : Radioactivité naturelle des argiles (Hadj Kouider, 2014).

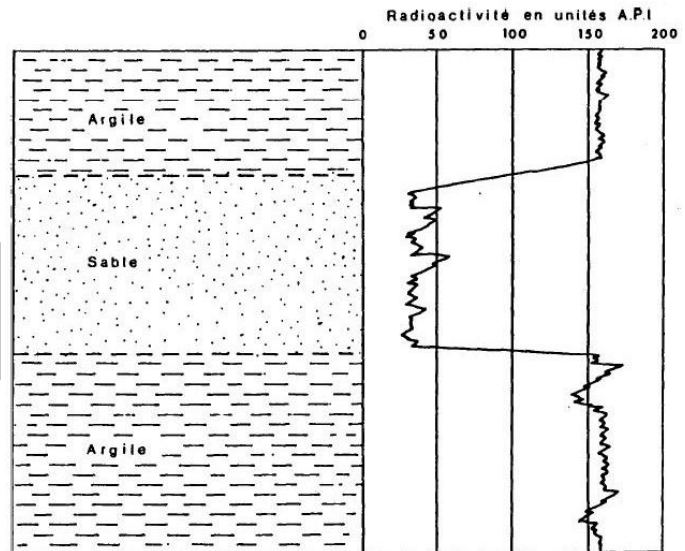
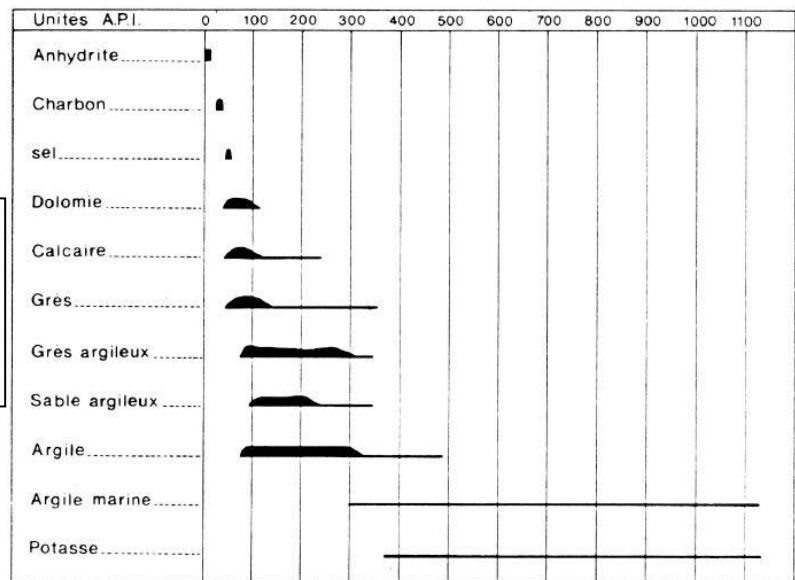


Figure.II.10 : Radioactivité des principales roches sédimentaires (Chapellier, 1999).



B. Log Sonic

1. Définition

Les ondes acoustiques peuvent se propager dans n'importe quel milieu solide, dans un milieu infini, deux types d'ondes se propagent, une onde de compression et une onde de cisaillement. Le principe est de mesurer le temps de propagation d'une onde sonique à travers la formation, pour cela, on dispose d'un émetteur et d'un récepteur éloignés sur la sonde. L'échelle du log sonique varie de 140 à 40 μ s/ft (Schlumberger, 2009).

2. Principe de mesure

Dans la pratique, le sonic log mesure le temps de transit ΔT entre deux récepteurs d'ondes longitudinales, envoyées dans la formation. Souvent le système utilisé comporte deux émetteurs et deux récepteurs couplés, ceci pour pouvoir corriger les

décalages dans les temps de parcours (Schlumberger, 2009). La profondeur d'investigation du sonic, n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure la zone lavée ; le temps de parcours mesuré sera la moyenne globale des temps de parcours dans la roche et dans le fluide.

Formule de Wyllie :
$$\Delta t = \Phi \cdot \Delta t_f + (1 - \Phi) \Delta t_{ma} \quad (\text{II.05})$$

Et
$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (\text{II.06})$$

Δt = lecture du sonic,

Δt_{ma} = temps de transit dans la matrice,

Δt_f = temps de transit dans le fluide.

Cette formule est expérimentale, elle n'est valable que pour des formations propres et consolidées. Dans les formations non consolidées ou les sables non compactés, la formule de Wyllie donne des porosités trop élevées.

3. Perturbations

Les effets de trou sont négligeables avec des outils modernes bien calibrés. En présence d'air, l'atténuation est maximal, car la transmission se fait mal, le skipping est fréquent. Le skipping se produit fréquemment dans les formations fracturées. En présence d'argiles laminées dans des sables, les valeurs de porosité lues par le sonic seront trop élevées, $\Delta t_{\text{argile}} > \Delta t_{\text{sable}}$ (Chapellier, 1999).

4. Cimentation

Les zones de mauvaises cimentations (fig.II.11) entre le casing et la formation peuvent être déterminées à l'aide de l'outil sonique. Trois effets majeurs seront visibles:

- Augmentation de l'amplitude de première arrivée de l'onde acoustique,
- Diminution du temps d'arrivée sur chacun des récepteurs,
- Vitesse calculée à l'aide du ΔT proche de la vitesse de l'acier dans le cas d'un tubage en acier (Chapellier, 1999).

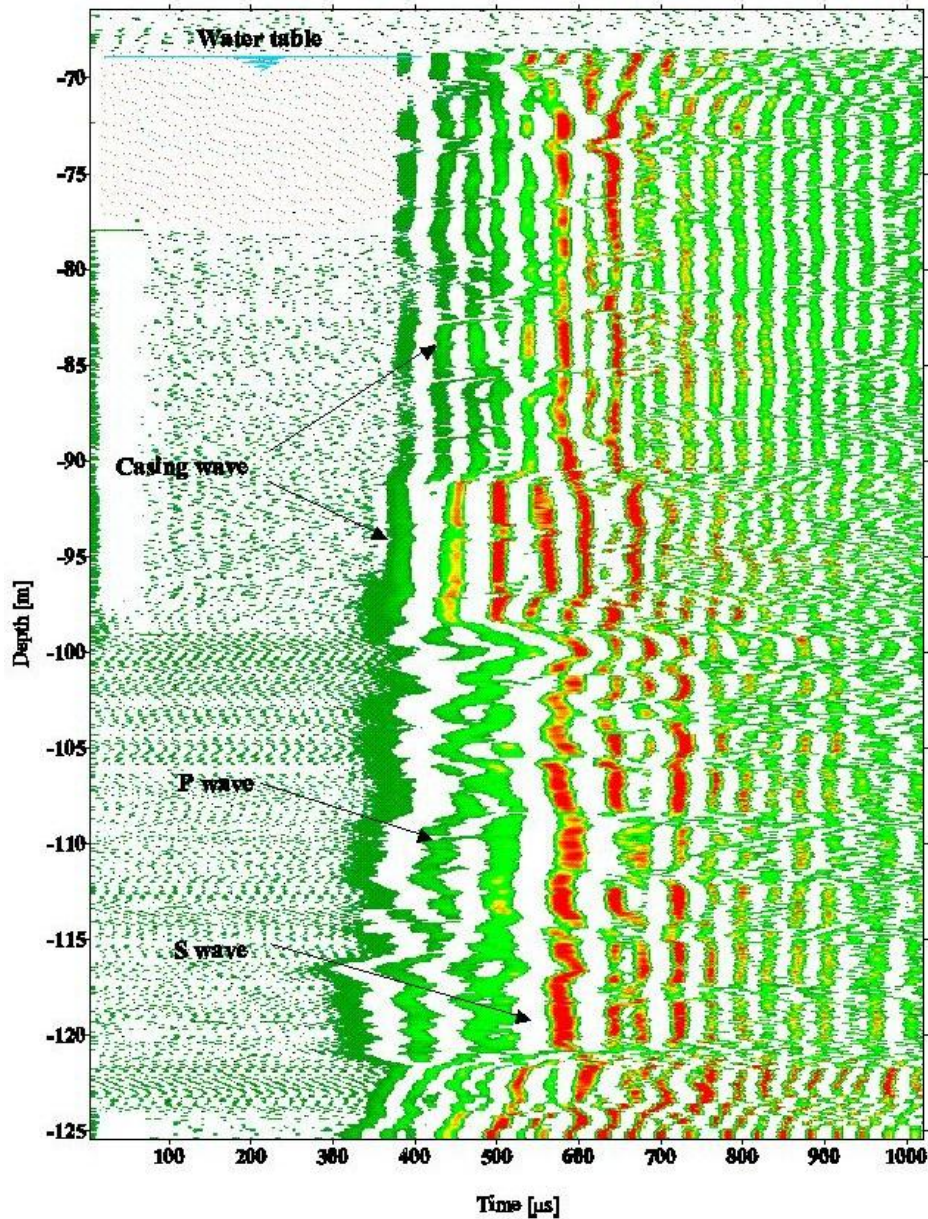


Figure.II.11: Une mauvaise cimentation est visible de 91 à 97 m (Chapellier, 1999).

5. Applications du log Sonic

- Détermination des propriétés mécaniques de la formation ;
- Analyse des fractures ;
- Vérification de la cimentation ;
- La mesure de la perméabilité dans les roches poreuses (amplitude et vitesse de l'onde de Stoneley) (Hadj Kouider, 2014) ;
- Détermination de la lithologie par la combinaison avec d'autres types de diagraphies
- Détermination de la porosité (Schlumberger, 2009).

II.4. Méthode sismique et diagrapie dans la zone d'étude

1. Méthode sismique

Les données sismiques utilisées pour l'interprétation sont ceux de la sismique 3D : 05-HBK-3D (Fig.II.12-a) et (Fig.II.12-b).

L'identification des événements sismiques a été rendue possible par l'utilisation des données de puits existants dans la région Berkaoui et Benkahla, Benkahla Est (BKHE-1 & BKHE-2). Plusieurs marqueurs ont été identifiés à savoir : l'Aptien, le Lias salifère, le Trias S4, le Trias T1, et la discordance hercynienne.

L'interprétation sismique de la Discordance Hercynienne a été réalisée à partir d'un DP de 150 m et la conversion de la carte en isochrones en carte isobathes, a été obtenue en utilisant les vitesses moyennes aux puits.

Il est à signaler qu'un shift de l'ordre de 90 à 100 ms entre la sismique et les VSP de l'ensemble des puits utilisés est pris en considération (Sonatrach, 2014).

Les données de la sismique montrent que la dépression est affectée par les failles hercyniennes du Hoggar du Cambrien, jusqu'au Sénonien Inférieur, ces failles sont orientées SE - NO et traversent la région de Ouargla par l'Est (WEC, 2007).

a. Profile sismique

Il a été réalisé en utilisant la sismique 3D (05-HBK-3D) (Sonatrach, 2014).

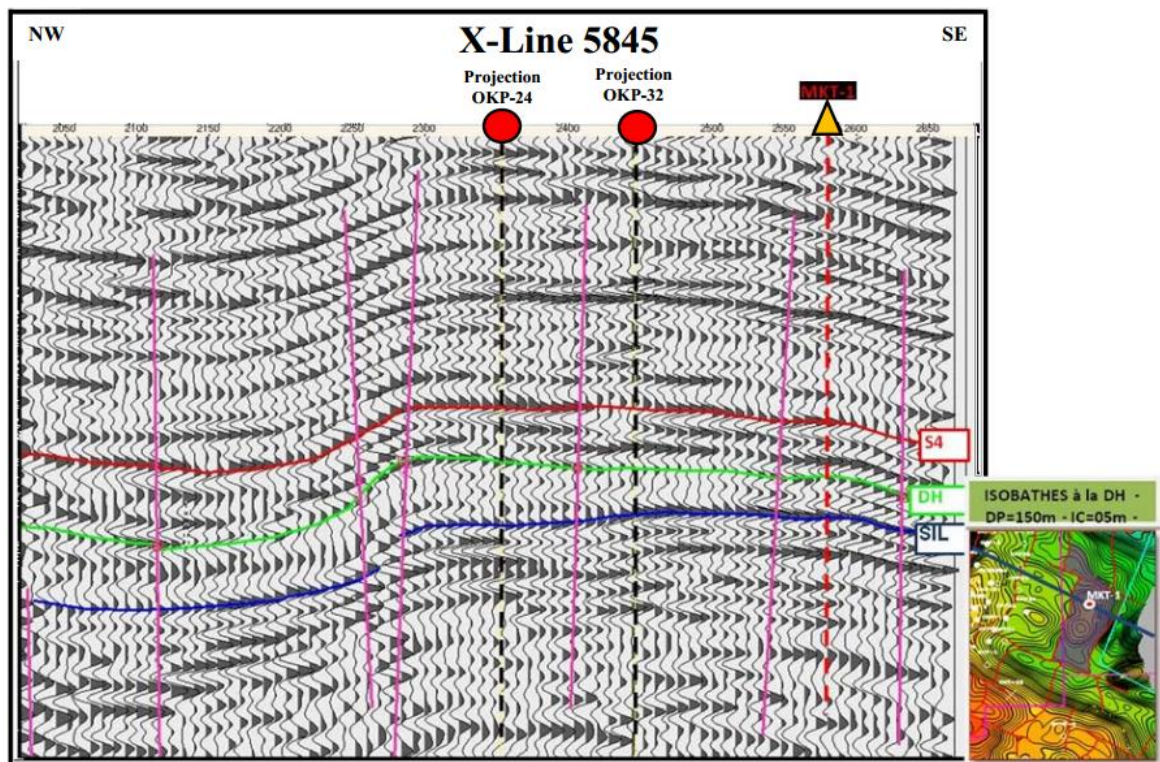


Figure II.12-a : Cross line 5845 passant par le prospect MKT-1 (Sonatrach, 2014).

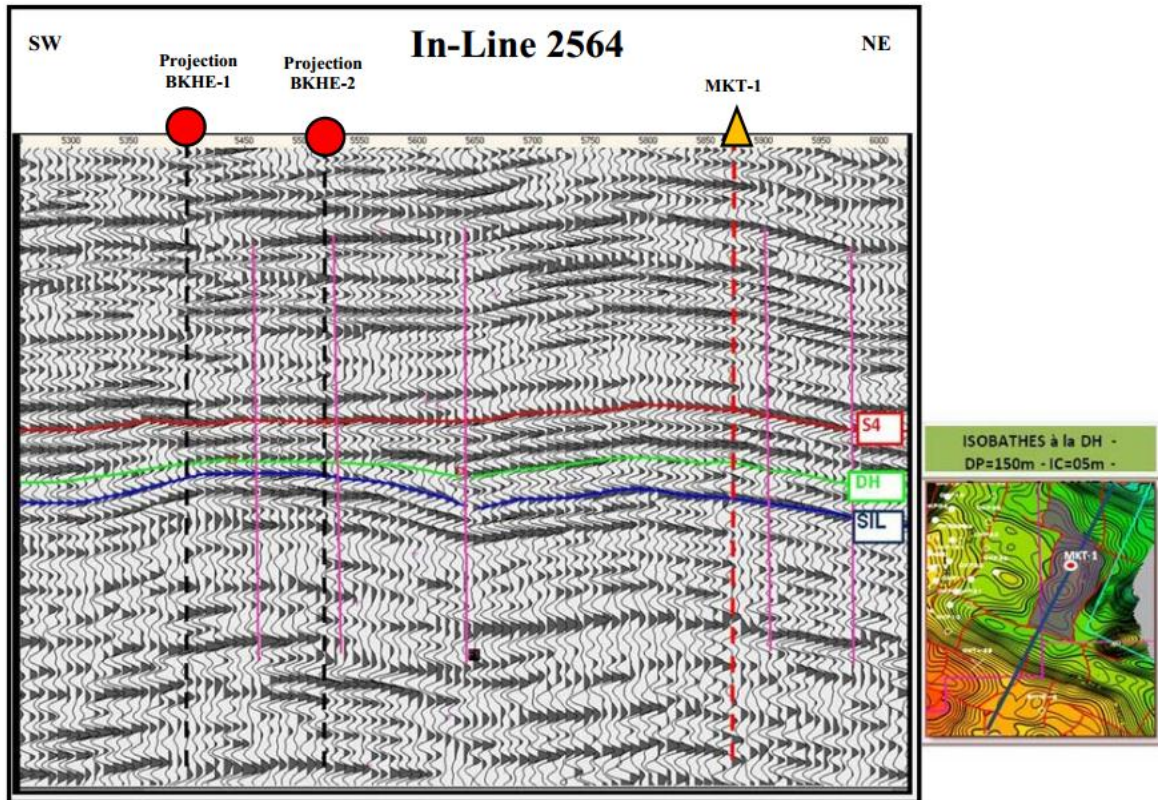


Figure.II.12-b : In line 2564 passant par le prospect MKT-1 (Sonatrach, 2014).

Cross line 5845 : La ligne sismique 5845 (Figur.II.12.a), réalisé en cross line avec la ligne 2564 en utilisant le même forage d'étalonnage MKT-1 confirme la succession de la série d'anticlinal et synclinal, fortement affecté par plusieurs failles. Sur cette base deux nouvelles projection OKP-24, OKP-32 sont installées sur l'anticlinal situé au sud-est.

In line 2564 : La ligne sismique 2564 passant le MKT-1, montre le choix des positions de forage réalisé, en étalonnage avec les résultats du MKT-1. Sur cette ligne en observe une série d'anticlinal et synclinal. Elle montre clairement plusieurs failles affectant une grande série de couche (Figur.II.12.b). Sur cette base deux nouvelles projections BKHE-1 BKHE-2 sont choisi au niveau de l'anticlinal situé plus au sud-ouest.

b. Cartographie

La carte en isobathes à la DH (Fig.II.13) reflète dans l'ensemble l'image structurale donnée par la carte en isochrones. Le puits MKT-1 a été positionné sur

La carte structurale montre que la structure du champ de Benkahla-Est est compliqués par la présence de failles de direction SW-NE.

La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne montre que le prospect MKT-1 sera implanté sur une structure à double culminations, la structure à une

orientation SW-NE parallèle à celle de l'axe de Benkhla, et délimitée par des failles de même direction. La superficie et l'amplitude de la structure au niveau de la discordance hercynienne sont respectivement de 15 Km² et de 40 m (Sonatrach, 2014).

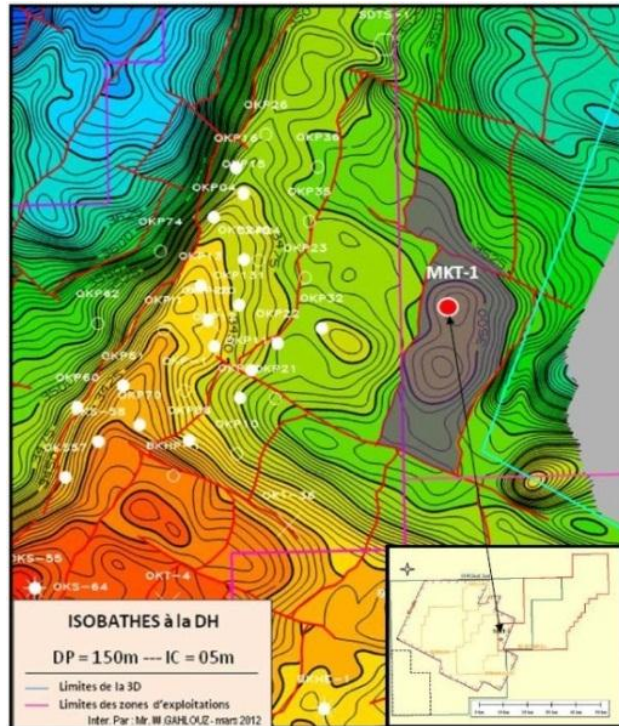


Figure II.13 : La carte en Isobathes à la Discordance Hercynienne (Sonatrach, 2014).

2. Diagraphie (Gamma ray & Sonic)

En utilisant le Log Habille du puits MKT-1 (Fig.II.14) (Fig.II.15), qui a été réalisé par Sonatrach Exploration, ces derniers ont utilisé l'appareil SINOPEC 151. Dans une profondeur de 4251 m.

Le log réalisé, utilise une échelle de 1:500. L'utilisation de la diagraphie se résume dans ce tableau (Tab.II.04).

Tableau II.04 : diagraphie effectué sur le MKT-1 (Sonatrach, 2014).

Run #	Phase	Opérations	Intervalle (m)	Société de services
A1	16"	GR-ICT-BSAT	930.5 - 364.5	HESP
B1	12 1/4"	GR-ICT-BSAT	2578 - 930.5	HESP
B2	12" 1/4	CBL-VDL-GR-CCL 13" 3/8	2578 - 930.5	HESP
C1	8" 1/2	GR-ICT-BSAT-ACRT	3460 - 2578	HESP
C2	8" 1/2	CBL-VDL-GR-CCL 9" 5/8	3460 - 2578	HESP
D1	6"	GR-ICT-BSAT-ACRT	4251 - 3460	HESP
D2	6"	CBL-VDL-GR-CCL 7"	4251 - 3460	HESP

L'interprétation du log Gamma Ray et du Sonic dans la profondeur de 1500m (crétacé) :

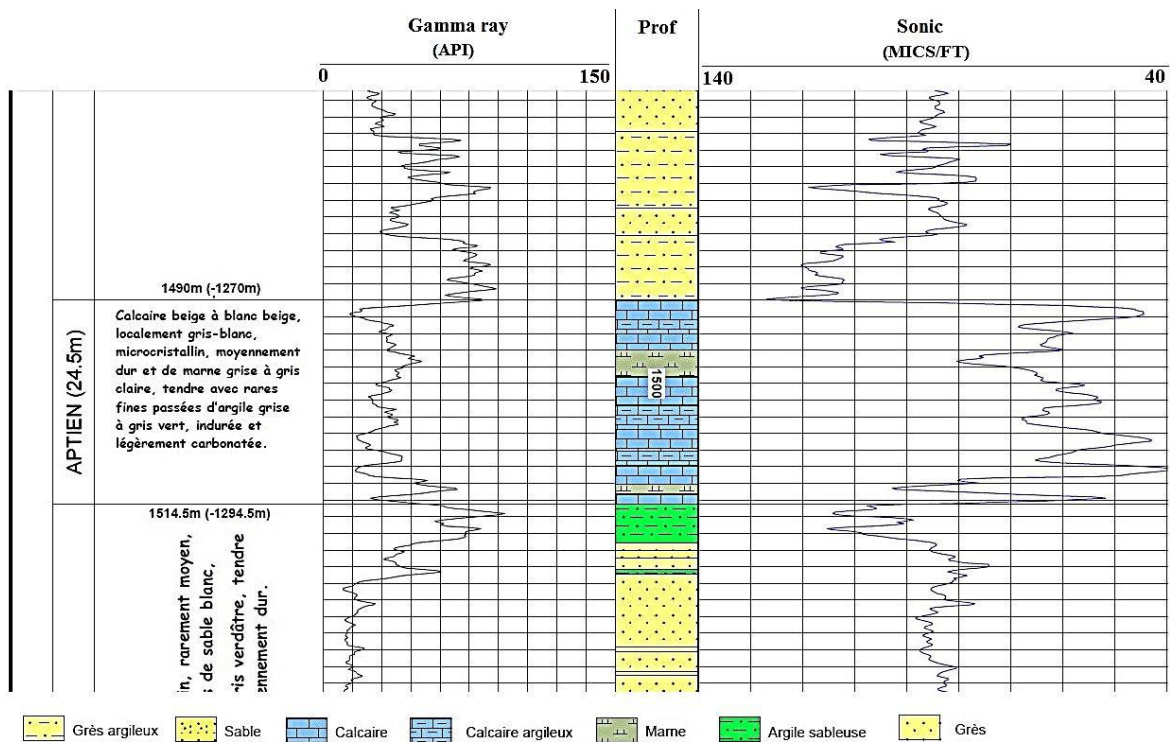


Figure.II.14 : essai du log Gamma Ray et Sonic à 1500 m du forage MKT-1 (Sonatrach, 2014).

L'enregistrement de la diagraphie montre que le gamma ray, est un indicateur très apprécié dans l'identification de la présence des couches à dominance argileuse. L'augmentation des valeurs du gamma ray indique une présence d'argile, les valeurs du Sonic confirment cette conclusion, l'utilisation combinée des deux enregistrements (gamma ray et sonic), permet sans doute l'identification des différentes couches petites qu'il soit le long des parois du forage.

En comparaison avec les cutting, ceci nous donne une meilleure information sur la porosité des formations, voir l'importance du gisement pétrolier.

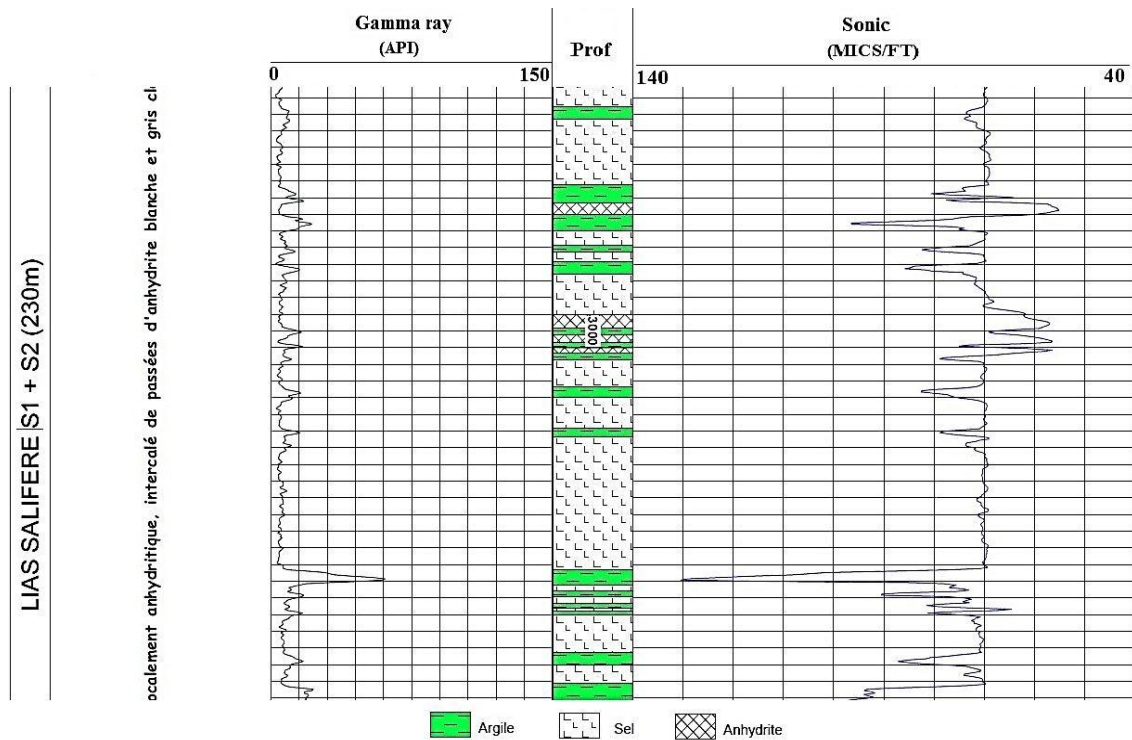


Figure.II.15 : essai du log gamma ray et Sonic à 3000 m du forage MKT-1 (Sonatrach, 2014).

Au niveau des couches salifères, montre une forme d'homogénéisation des valeurs, le long de l'enregistrement au niveau de la couche. Qui se rapproche de 12 API au niveau de l'enregistrement gamma ray, et de 70 $\mu\text{s}/\text{ft}$ au niveau de l'enregistrement log sonic.

Conclusion

Ce chapitre, consacré aux méthodes de prospection des gisements pétrolière ; la méthode sismique, permet l'identification d'éventuel existence des pièges d'hydrocarbure et notamment des discontinuités majeurs au niveau des structures géologiques.

Cette reconnaissance donnera lieu à un forage d'exploration. La diagraphique utilisent plusieurs paramètres d'identification pour la bonne exécution du forage pétrolier. Les plus souvent utilisés sont le gamma ray et le log sonic, il nous renseigne sur la dominance des argiles et des formations denses, poreuses et fracturées. Ces formations qui peuvent être des causes d'instabilités au cours et après la réalisation du forage pétrolier.

CHAPITRE

III

Introduction

Le forage est une opération qui consiste à briser la roche avec un trépan et de faire circuler un fluide pour assurer l'évacuation de déblais. La boue de forage est un élément primordial dans l'opération de forage, car elle est la cause directe ou indirecte des problèmes survenus au cours de cette opération. Pour la cimentation, il est nécessaire de faire un bon choix de laitier utilisé pour la cimentation des puits de pétrole. La durabilité de cette cimentation dépend de plusieurs paramètres qui sont cités dans ce chapitre.

III.1. Description et principe d'un forage pétrolier

L'appareil le forage est constitué d'un ensemble d'équipements, assurant les fonctions de levage, de rotation et de pompage, ainsi que d'équipements de sécurité. Il est destiné à atteindre les roches poreuses et perméables, susceptibles de contenir des hydrocarbures, après études géologiques et géophysiques effectuées sur la zone.

Le forage pétrolier (Fig.III.01), consiste à entraîner un outil en rotation de manière à broyer ou à découper des terrains situés au-devant de lui, le poids est assuré par un ensemble de tiges lourdes, assemblées en un train, tout en injectant un fluide de forage (boue) de façon à évacuer les déblais de roche hors du trou (Belaid, 2005). La technique du forage rotary, est utilisée spécialement dans des terrains sédimentaires non consolidés pour les machines légères, mais les machines puissantes peuvent travailler dans des terrains durs (pétroliers) (DRS, 2015).

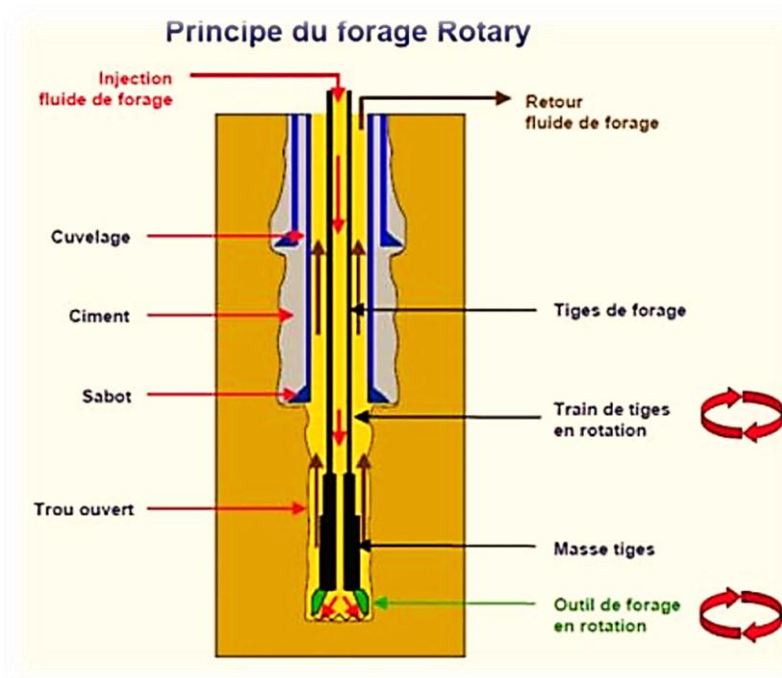


Figure.III.01 : Principe du forage Rotary (Belaid, 2005).

III.2. Les différents types de forage pétroliers

Le choix de la cible repose sur l'ensemble des informations géologiques, hydrogéologiques et structurales de la zone concernée. Une fois la cible définie, commence la fixation et l'emplacement de la tête de puits, le forage dépend à la fois de l'aspect technique, économique et environnemental.

Le choix de la cible est réalisé pour éviter un obstacle en surface (une forêt ou une zone peuplée) (DRS, 2015).

En distingue alors trois type de forage (Fig.III.02) et qui sont :

- Le forage vertical,
- Le forage dévié,
- Le forage horizontal.

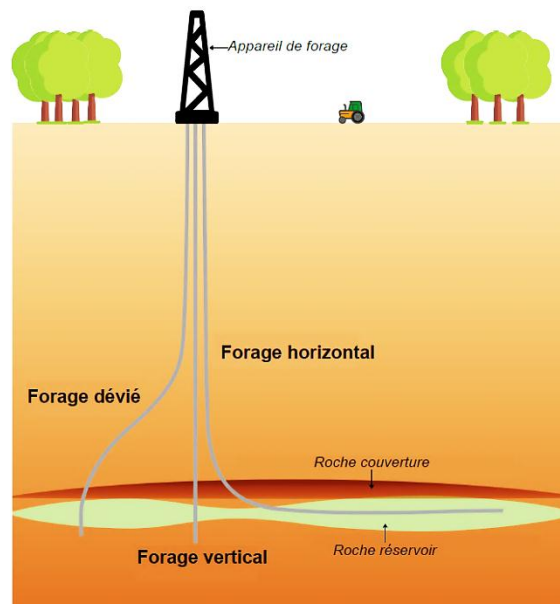


Figure.III.02 : Les différents types de forage pétrolier (DRS, 2015).

III.3. L'installation d'un forage pétrolier

Un puits est foré par intervalles ou phases successives de diamètres décroissants et concentriques. A la fin de chaque phase (Fig.III.03), le trou est revêtu d'une colonne de tubes en acier de diamètre légèrement inférieur au trou foré. Cette colonne est appelée cuvelage (casing) (DRS, 2015).

Une phase de forage est caractérisée par (IAP, 2008) :

- Les profondeurs de son intervalle ;
- Le diamètre de forage ;
- Le diamètre de tubage.

Exemple :

Phase N° 2

300 m à 2100 m

$12'' \frac{1}{4}$ (forage) \times $9'' \frac{5}{8}$ (casing)

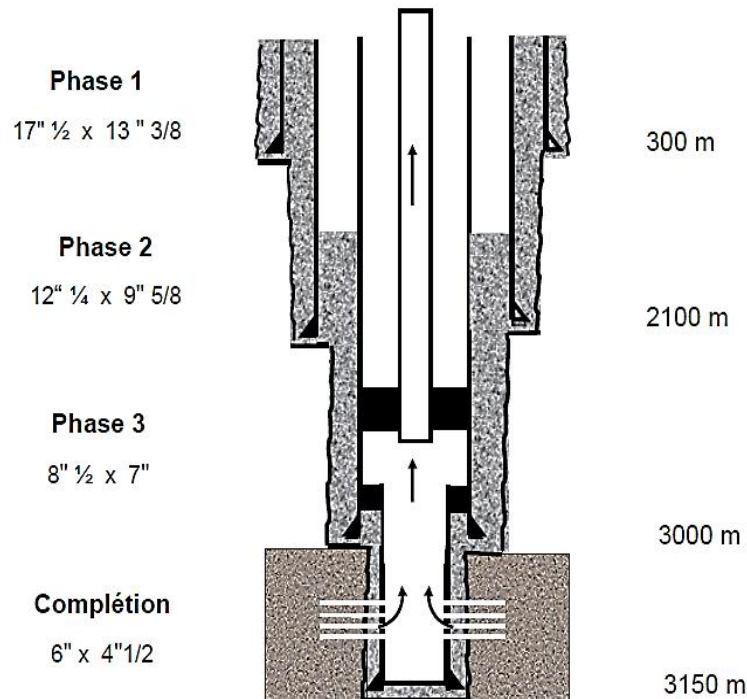


Figure.III.03 : Coupe technique d'un puits équipé (IAP, 2008).

III.4. L'équipement du forage rotary

Les équipements de forage englobent les équipements de la surface (l'installation) et ceux de fond (la garniture) assurant les fonctions suivantes : Levage, Rotation, Pompage, circulation, mécanisation, contrôle et sécurité (Fig.III.04) (Riane, 2015).

1. Équipement de levage

Pour soulever la garniture de forage, il faut utiliser une grue de grande capacité, car la garniture de forage peut atteindre un poids supérieur à 150 tonnes. Cette grue est constituée d'un mât, d'un treuil, d'un palan comprenant les moufles fixe et mobile et le câble.

2. Équipement de rotation

Il est constitué d'une table de rotation, d'une tige d'entraînement à section carré (kelly) ainsi que d'une tête d'injection qui peut être motorisée (Top Drive).

3. Équipement de pompage et de circulation de la boue

On distingue deux types de boues réparties selon leurs compositions, à base d'huile et à base d'eau.

4. Système de sécurité (Blow Out Preventer)

Bloc obturateur de puits (BOP) (obturateur anti-éruption) : Est un dispositif composé d'un ensemble de vannes, il permet de contrôler la pression dans le puits et sa mise en sécurité lors de la remontée de l'effluent liquide ou gazeux inattendu qui peut mettre en péril les hommes et les équipements sur le site de forage.

5. Garniture de forage

C'est la partie qui opère dans le puits, elle établit une liaison entre la table de rotation en surface et l'outil de forage au fond, elle est aussi appelée « train de tige ». Elle se compose de :

- Masse tige (Drill collar),
- Tige de forage (Drill pipe),
- BHA (Bottom Hole Assembly).
- Trépan (outil tricônes (à molette) et outil monobloc (à diamant)).

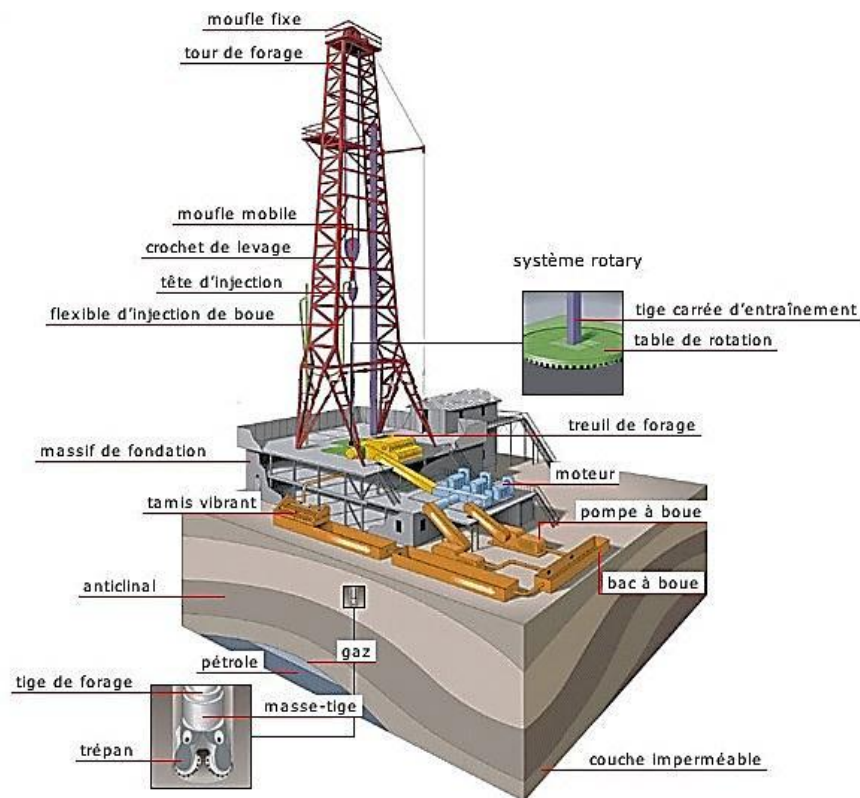


Figure.III.04 : Les équipements d'un appareil de forage pétrolier (Riane, 2015).

III.5. Trépan

1. Outil de forage (trépan)

On peut distinguer deux types principaux d'outils de forage, les outils à molette et monobloc, dans chaque type on trouve une grande variété d'outil selon la conception, le profil, la nature des dents et leurs formes (Ghalem, 2015).

2. Les types des outils de forage

A. Les outils à molettes (Tricône)

Le tricône (outil à 3 molettes) (Fig.III.05) est le plus utilisé dans le domaine de forage pétrolier. Les picots de carbure et les paliers de friction ont permis d'appliquer des poids de plus en plus importants sur l'outil et d'augmenter leur durée de vie dans les formations dures. La taille ou l'épaisseur des différents constituants de l'outil dépendent du type de formation à forer.

Les outils pour formations tendres, qui nécessitent peu de poids, ont des roulements plus petits, des cônes moins épais et des jambes de plus faible section que les outils pour formations dures. Les outils destinés aux formations dures, qui nécessitent des poids plus importants, sont pourvus d'éléments de coupe plus trapus et courts, des roulements plus gros et des corps plus solides.

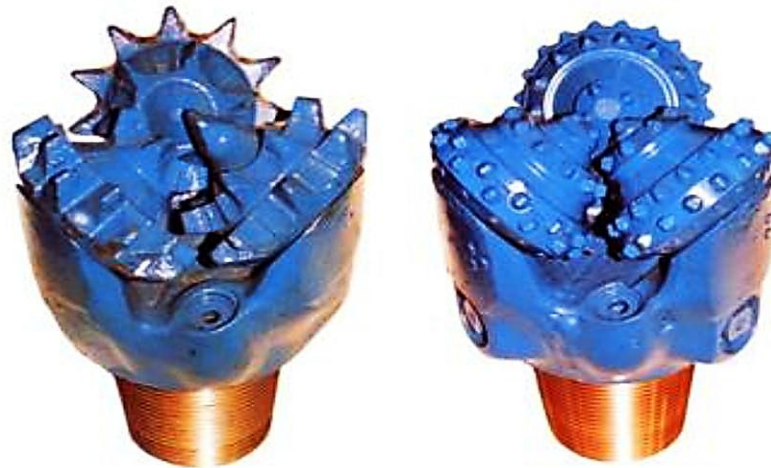


Figure.III.05 : Trépan à dents et trépan à pastilles en carbure de tungstène (Ghalem, 2015).

Les dents de l'outil de forage doivent être adaptées aux formations à forer, alors en distingue trois type d'outil :

- Les outils pour formations tendres sont conçus avec des dents longues, largement espacées,
- Les outils pour formations moyennes et mi-dures présentent des dents plus rapprochées,
- Les outils formations dures sont munis de dents solides et peu espacées.

B. Les outils à diamant (monobloc)

Plusieurs types d'outils sont utilisés pendant l'opération de creusement (Tab.III.01) dont :

a. Les outils à diamant naturelle

En distingue cinq types d'outil à diamant naturelle (Fig.III.06) :

- Les pierres de qualité premium : sont utilisé dans les argiles cassantes et dans les formations dures et fracturées ;
- Les pierres de qualité supérieure : elles sont recommandées pour les formations dures et abrasives, il faut éviter de les utiliser dans les formations fracturées et cassées ;
- Les diamants de qualité standard : utilise dans les formations peu abrasives ;
- Les diamants de forme cubique : sont utilisé dans les formations tendres, mais sont déconseillés dans les formations dures ou fracturées ;
- Les carbonados : est utilisé dans les formations fracturées.



Figure.III.06 : Trépans à diamants (Ghalem, 2015).

b. Les outils PDC (Polycrystalline Diamond Compact)

La structure poly cristalline, confère au diamant synthétique une résistance à la compression et à l'usure plus élevée que celle du diamant naturel.

A partir de 400 °C le PDC (Fig.III.07) perd progressivement sa résistance, la structure n'est plus stable aux environs de 750 °C. Il est donc essentiel de le maintenir à une température la plus faible possible. Les diamètres les plus couramment utilisés sont 0.5", 0.75" et 1 pouce.



Figure.III.07 : Trépan PDC (Ghalem, 2015).

c. Les outils TSP (Thermally Stable Polycrystalline)

Le produit obtenu est stable jusqu'à des températures de l'ordre de 1200 °C. Il résiste mieux au choc que le diamant naturel, les TSP (Fig.III.08) sont disponibles sous plusieurs formes :

- Triangulaire dont la taille est de l'ordre de 3 pierres par carat. Il est utilisé pour forer des formations moyennement dures.
- Disque utilisé dans des formations dures et abrasives ou fracturées.
- Les TSP peuvent être regroupés pour former des structures en mosaïque de la dimension des PDC, il est utilisé dans des formations tendres, abrasives et dans les intercalations d'argiles et de roche plus dures.



Figure.III.08 : Trépan TSP (Ghalem, 2015).

d. Les outils imprégnés

Le corps est composé d'une matrice en carbure de tungstène imprégné (Fig.III.09) de diamants synthétiques à l'intérieur. La structure abrasive est résistante aux hautes pressions et températures, ces outils sont utilisés dans les formations très dures à faible forabilité et haute abrasivité.



Figure.III.09 : Les outils imprégnés (Ghalem, 2015).

e. Les outils hybrides

C'est une combinaison du tricône et du PDC, Le but est de réduire le temps de forage dans les formations les plus complexes, en alliant les avantages des deux types de trépan (Fig.III.10).



Figure.III.10 : Outil Hybride (Ghalem, 2015).

Tableau.III.01 : avantage et inconvénient d'outil à diamant (monobloc).

L'outil utilisé	Avantage et inconvénient
outils à diamant naturelle	<ul style="list-style-type: none"> • Les pierres de qualité premium sont recommandées pour argiles cassantes et les formations dures et fracturées. • Les pierres de qualité supérieure recommandé formations dures et abrasives, <u>déconseiller pour formations fracturées et cassées.</u> • Les diamants de qualité standard recommandée pour formations peu abrasives. • Les diamants de forme cubique, recommandé les formations tendres, <u>déconseiller pour les formations dures ou fracturées.</u> • Les carbonados recommandés pour les formations fracturées.
outils PDC (Polycristalline Diamond Compact)	Recommandé, car il a une résistance à la compression et à l'usure plus élevée, <u>à 400 °C, il perd progressivement sa résistance, et la structure n'est plus stable aux environs de 750 °C.</u>
outils TSP (Thermally Stable Polycristalline)	Recommandé car il a une résistant à une température de 1200 °C. <ol style="list-style-type: none"> 1. Triangulaire, utiles pour formations moyennement dures. 2. Disque, utile pour formations dures et abrasives ou fracturées. 3. Regroupés, utiles pour les formations tendres, abrasives et dans les intercalations d'argiles et de roche plus dure.
outils imprégnés	Résistante aux hautes pressions et températures, recommandé pour les formations très dures à faible forabilité et haute abrasivité. <u>Peu performant dans les formations tendres.</u>
outils hybrides	est une combinaison du tricône et du PDC, Recommandé pour les formations les plus complexes.

III.6. Les boues de forage

1. Définition et rôle du fluide de forage

Le fluide de forage (boue de forage) (Fig.III.11) est un système composé de différents constituants liquide (eau, huile), contenant en suspension une phase solide (argile, déblais, ciments, ...).

Il est utilisé pour l'évacuation continue des déblais, elle a une relation avec la croissance de la profondeur et avec les conditions géologiques. Le fluide de forage assure les fonctions suivantes (Saroukh, 2005) :

- Nettoyage du fond de forage et transport des déblais vers la surface,
- Refroidissement et lubrification de l'outil ;
- Colmater les parois du forage temporairement ;
- Remonter les informations géologiques sur les formations traversées lors du forage, en raison de l'évolution des propriétés physico-chimiques du fluide (température, pH, teneur en gaz, chlore,...) ;
- Exercer une contre pression sur les parois de l'ouvrage et sur le fluide contenu dans les formations poreuses et perméables

Du fait de cette différence de pression, le fluide va filtrer dans les formations perméables et dépose un film sur la paroi appelé cake de filtration. Il permet de réduire la perméabilité des parois et d'isoler le fluide de forage de la formation (Fourar, 2007).

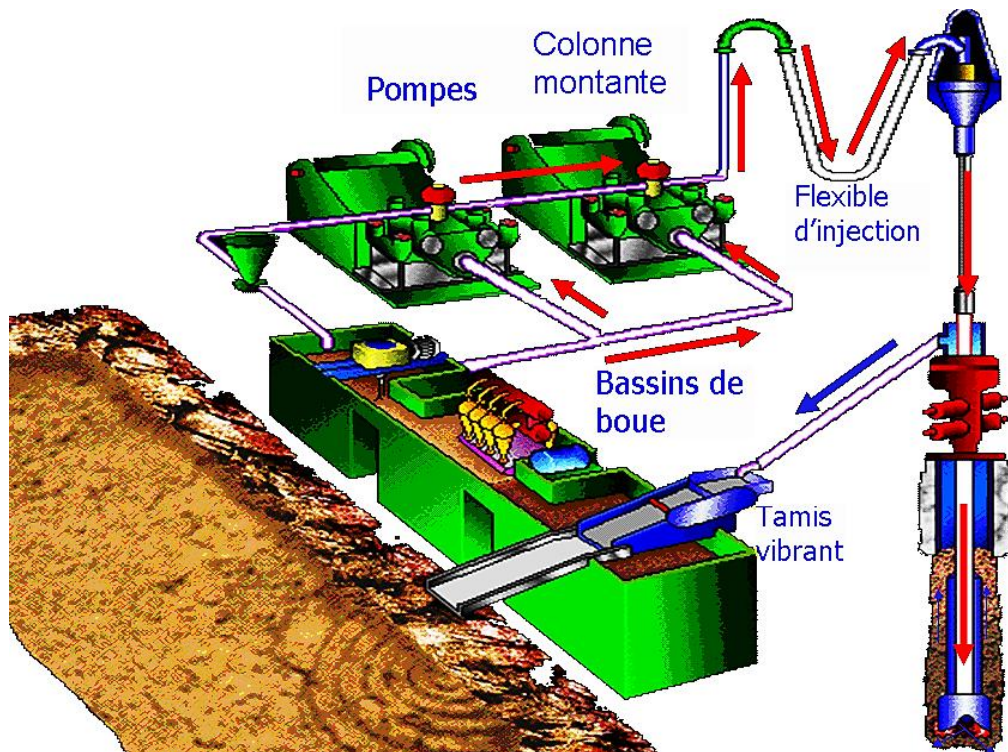


Figure.III.11 : Circulation de la boue de forage (Fourar, 2007).

2. Les types des fluides de forage

Les fluides de forage (Tab.III.02), sont classés en deux catégories, en accord avec le fluide de base utilisé dans leur préparation. C'est-à-dire : l'eau et l'huile.

a) Boue à base d'eau

Ces fluides sont souvent désignés par (Water-Base-Muds) ou WBM. Ils sont utilisés dans la première phase du forage. Ils sont généralement constitués par des suspensions d'argile (bentonite, ...), des solides inertes (carbonates, ...) dont les caractéristiques rhéologiques sont corrigées par addition de polymères viscosifiants (Xanthane [domaine de stabilité thermique 120°C – 138°C], ...). Des réducteurs de filtrat entrent également dans la composition (carboxyméthylcellulose, polymères synthétiques) (Fourar, 2007). Pour le bon déroulement d'une opération de forage. Il est possible de classer ce type de fluides en trois catégories :

- Boues douces (boues benthoniques),
- Boues salées,
- Boues salées saturées.

Ce type de fluide est utilisé dans les terrains consolidés, formations argileuses ou zones à pertes. L'utilisation d'eau salée peut dépendre des conditions d'approvisionnement (Saroukh, 2005).

b) Boue à base d'huile

Les boues à l'huile (Oil-Base-Muds) ou OBM, sont choisies pour leur stabilité à des hautes températures, lubrification et attributs stabilisants le trou de puits, car il est difficile de les assurer qu'avec des boues à l'eau,

Les boues à base d'huile, sont des émulsions inverses dont la phase continue est une huile organique ou minérale (pétrole brut, gaz-oil, ...) et la phase dispersée (discontinue) est une solution aqueuse de 50% en volume au maximum qui garde l'avantage d'une phase externe, constituée par l'huile. Des agents viscosifiants, émulsifiants, stabilisants, fluidifiants et alourdisants, sont alors additionnés.

Ces fluides présentent une insensibilité aux contaminants (NaCl, KCl, argile, ...), une réduction du frottement de la garniture sur les parois du puits et un endommagement limité de la formation, d'où une meilleure productivité, à moins qu'ils posent des problèmes écologiques (pollution), ils peuvent contaminer le laitier de ciment et ils sont très coûteux (Fourar, 2007).

Ce type de fluide, est utilisé dans les terrains hétérogènes et non consolidés et hautement perméables (Saroukh, 2005), Pour les formations salifères il est recommandé

d'utiliser une boue salée, saturée en sel pour éviter toute dissolution des sels (Boudjema, 2008).

Tableau.III.02 : avantage et inconvénient de la boue de forage.

	Avantage	Inconvénient	Recommandé
Boue à base d'eau (WBM)	N'est pas polluant	Ne peut pas être utilisé en haute température	Terrains consolidés, formations argileuses ou zones à pertes
Boue à base d'huile (OBM)	Stabilité à des hautes températures et Lubrifiant	polluant	Terrains hétérogènes et non consolidés et hautement perméables

3. Paramètres physiques et chimiques

Tout comme la formulation des boues, le contrôle et la caractérisation des boues de forage sont réalisés selon des normes précises éditées par l'API (API, 2004). Les tests relatifs à l'étude des caractéristiques des fluides de forage sont généralement basés sur quatre paramètres : densité, viscosité, filtrat, pH (Tableau.III.03).

Certaines mesures sont réalisées systématiquement sur tous les forages (viscosité, densité, filtration) et d'autres en fonction des besoins (taux de gaz, alcalinité).

A partir des mesures réalisées et des connaissances acquises, on ajuste si nécessaire la composition de la boue en "temps réel" en ajoutant certains produits ou en reformulant la boue (Khodja, 2008).

a) Densité

La densité doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les fluides contenus dans les couches afin d'éviter les éruptions, celle-ci ne doit pas non plus dépasser la limite de résistance des parois du puits au risque de les fracturer et provoquer des pertes de boue (Saroukh, 2005).

La boue exerce une pression sur les parois du puits, elle est donnée par l'expression suivante :

$$P = \frac{h \times d}{10} \quad (\text{III.01})$$

Où :

P : Pression de la formation (Kgf/cm²)

h : Profondeur de la couche traversé en (m)

d : Densité de la boue et 10 : Pesanteur.

b) Viscosité

Elle permet à la boue de déplacer les déblais. Elle dépend avant tout de la teneur en solides contenue dans la boue et de la présence des polymères. Une augmentation de viscosité ne pourra donc être combattue que par l'élimination des solides.

D'un point de vue pratique, on définit deux types de viscosité (exprimées en cP), une viscosité apparente (VA) et une viscosité plastique (VP) souvent liée à la taille des particules, et à leur forme (Garcia et al., 1968).

$$VA = \frac{L600}{2} \quad (III.02)$$

$$VP = L600 - L300 \quad (III.03)$$

Où : L600 et L300 sont les lectures respectivement à 600 et 300 tr/min, sur le rhéomètre-35.

c) Filtrat

Le filtrat se réfère à la phase liquide du fluide de forage forcé à traverser la formation perméable, causé par la différence de pression. Deux sortes de filtrat ont lieu pendant le forage : le filtrat statique pendant l'arrêt de la circulation du fluide, et le filtrat dynamique au cours de la circulation du fluide, qui entraîne une érosion du cake formé (Fourar, 2007).

Le filtrat est une propriété importante pour les boues de forage. Elle conditionne la vitesse d'avancement du forage, la tenue des terrains forés et l'envahissement des couches perméables. Le filtrat s'exprime par la loi suivante (Baba Hamed, 2010) :

$$\frac{dV}{dt} = S \times \frac{K}{\mu} + \frac{\Delta P}{Z} \quad (III.04)$$

Ou :

dt/dV : débit ou volume du filtrat écoulé pendant le temps t

S: surface de filtrat

K : perméabilité du cake

μ : viscosité du filtrat

ΔP : différence de pression entre les deux faces du cake

Z: épaisseur du cake à l'instant t.

d) pH (Potentiel d'Hydrogène)

Une solution aqueuse peut contenir divers ions ; elle possède toujours une plus ou moins grande quantité, d'ions H^+ et OH^- dissociés. Pratiquement, le pH des boues de forage couramment utilisées varie entre 6 et 13,5 (Fourar, 2007). Sachons que 1 très

acide ; à 7 neutre et 14 fortement basique (Nacef, 2015).

Une boue dont le pH est inférieur à 7 provoque un risque de floculation, alors qu'une boue dont le pH supérieur à 10 indique sa contamination par le ciment ou par l'eau de l'aquifère (Nacef, 2015).

Tableau.III.03 : Propriété et inconvénient de la boue de forage.

Paramètres	Propriété et inconvénient
Densité	<p><u>Avantage</u> : doit être suffisamment élevée pour contrebalancer la pression exercée par les fluides contenus dans les couches afin d'éviter les éruptions.</p> <p><u>Inconvénient</u> : non plus dépasser la limite de résistance des parois du puits au risque de les fracturer et provoquer des pertes de boue.</p>
Viscosité	<p><u>Avantage</u> : permet à la boue de déplacer les déblais.</p> <p><u>Inconvénient</u> : Une augmentation de viscosité ne pourra pas remonter les déblais.</p>
filtrat	<p><u>Avantage</u> : Elle conditionne la vitesse d'avancement du forage, la tenue des terrains forés et l'envahissement des couches perméables.</p> <p><u>Inconvénient</u> : augmentation du filtrat nous donne un cake épais, qui cause un coincement.</p>
pH	<p><u>Avantage</u> : un pH bien définis permet le bon déroulement de l'opération de forage.</p> <p><u>Inconvénient</u> : pH inférieur à 7 provoque un risque de floculation, et causent aussi une corrosion de l'outil.</p>

III.7. La cimentation d'un forage pétrolier

1. Définition et objectifs de la cimentation

La cimentation d'un puits, est l'une des opérations les plus importantes dans la réalisation d'un puits pétrolier, en plus de son rôle barrière principale à toute communication des différents niveaux réservoirs, elle permet également de maintenir le tubage en place, assurant une isolation et empêcher sa corrosion (Fig.III.12) ; Le but de la cimentation est de :

- Rétablir l'étanchéité entre les différentes formations, qui a disparu du fait du forage ;
- Fermer les couches à haute pression pour éliminer les risques d'éruptions ;

- Isoler les niveaux productifs (gaz, huile et eau), et protéger les niveaux aquifères supérieurs (Bechar, 2019).

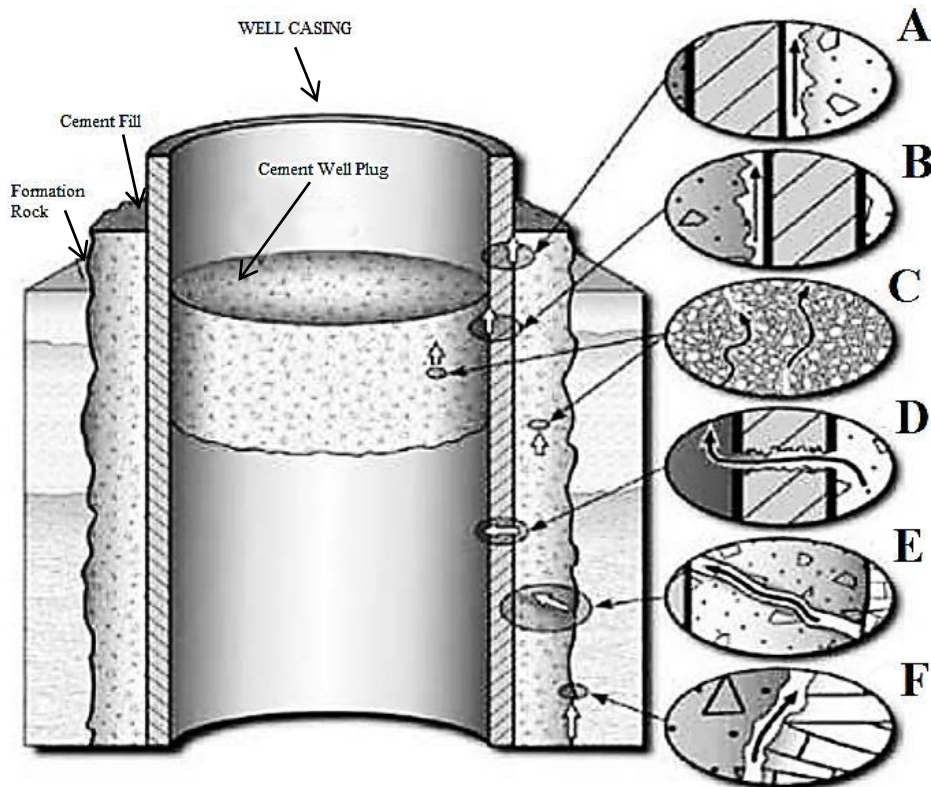


Figure.III.12 : Illustration des différentes possibilités de migration des fluides dans et autour d'un tubage cimenté (Hamrioui et al., 2017, modifié).

- Mauvais accrochage du ciment sur le tubage. Formation d'un micro-annulaire (bonding défectueux) Retrait du ciment au séchage, effets mécaniques.
- Idem à l'intérieur du tubage pour un bouchon de fermeture.
- Ciment de mauvaise qualité. Porosité trop importante, fissuration et fracturation Pollution du laitier par la boue de forage.
- Tubage percé ou déboîté.
- Ciment endommagé Fracturation mécanique.
- Mauvais accrochage du ciment sur les formations. Cake trop épais, retrait du ciment, effets mécaniques.

2. Types des laitiers de ciment

En distingue deux types de ciments principaux (Tab.III.04) :

a. Les laitiers conventionnels

- **Laitier ordinaire**

Les laitiers de base utilisés pour la cimentation des puits de pétrole et de gaz possèdent des caractéristiques (composition chimique et granulométrie), telles qu'une

fois mélangés à l'eau de gâchage, on obtient des laitiers de densité normalement comprise entre 1,78 et 1,98 g/cm³. Laitier ordinaire égal à 1,90 g/cm³ (Bechar, 2019).

- **Laitier allégé**

Les laitiers ordinaires peuvent poser parfois des inconvénients en terme de densité, en effet, certaines formations ne tolèrent pas de colonne de ciment, d'un tel poids. Il est donc parfois nécessaire d'alléger les laitiers de ciment pour diminuer les pressions hydrostatiques au droit des couches fragiles et éviter ainsi les fracturations, ils sont également utiles, pour colmater de pertes au court de forage par la confection des bouchons de ciment de faible densité.

- **Laitier alourdi**

Un laitier standard présente une densité qui peut s'étendre jusqu'à 1.98, cette limite peut être repoussée jusqu'à 2.15 par l'emploi de dispersant, mais pour obtenir des densités de laitier supérieures, il faut leur incorporer des produits alourdissant. Les densités élevées sont utilisées lorsqu'une pression hydrostatique importante est nécessaire au contrôle du puits (venue de gaz, des eaux agressives ou bien d'huile).

b. Les systèmes spéciaux des laitiers de ciment

- **Laitier HPHT**

Au-delà de certaines températures (environ 120°C), l'utilisation de ciment dit retardé est impérative, les formulations classiques présentent des limitations vis-à-vis de la température, par conséquent des additifs spéciaux seront ajoutés, afin de maintenir les propriétés de ciment pour lesquelles il a été conçu.

- **Laitier pour les zones froides**

Lorsque la température des forages à cimenter s'abaisse au-dessus de 10°C, les ciments classiques ne donnent pas de résultats satisfaisants. Toutefois, si la température reste supérieure au point de congélation de la phase aqueuse, on constate un retard dans la prise de plus en plus prononcé avec une résistance à la compression très lente à se développer. Pour les températures plus basses, la phase aqueuse gèle, le ciment ne s'hydrate plus et la prise n'intervient pas, deux remèdes peuvent être appliqués : soit élever la température pour accélérer la prise, soit utiliser des systèmes de ciment pouvant faire prise à basse température.

- **Les ciments thixotropes**

La thixotropie est le terme qui désigne la propriété du fluide fournie par un système sous contrainte de pompage ou bien agitation, mais ce genre de système développe une structure de gel quand la contrainte est nulle, en terme pratique, les

Les systèmes des laitiers de ciment thixotropiques sont des fluides au cours de mixage et déplacement, et qui favorisent la formation d'une structure rigide (self-supporting structure gel), une fois le pompage est terminé. Les ciments thixotropes sont des laitiers de ciment qui possèdent des propriétés rhéologiques particulières et auxquelles sont associées des propriétés mécaniques intéressantes :

- ✓ Densités légèrement plus basses que celles des laitiers classiques,
- ✓ La résistance mécanique de ces ciments est convenable quoi qu'elle se développe plus lentement que pour un laitier classique.

- **Les ciments expansifs**

L'étanchéité de la cimentation est le capital objectif de l'opération, même en respectant toutes les règles de la cimentation, dans certains cas et après l'évaluation de la qualité de la gaine de ciment, des problèmes d'étanchéité sont présents, soit par un retrait de ciment au cours de la prise, soit par un micro annulaire résultant de la rétraction de tubage, la réaction de l'eau avec le ciment est souvent associée à une réduction de volume pour cela les ciments expansifs ont été préconisés.

- **Les ciments (Right Angle Set)**

Les suspensions de ciment de type à angle droit (RAS), peuvent être définies comme des systèmes dispersés qui sont très rapides en raison de la cinétique d'hydratation et ne présentent pas de tendance progressive à la gélification.

Lors de la mise en place de ces laitiers, un développement d'une matrice à très faible perméabilité s'est construit avec une vitesse suffisante pour empêcher une intrusion de gaz. Un véritable mécanisme se produit, impliquant le dépôt et la recristallisation rapide des hydrates. Ces systèmes de laitiers de ciment maintiennent une consistance faible jusqu'à la prise ; lorsque la viscosité de la suspension approche à 100 BC (unité de consistance Uc) dans un temps de transition de phase très petit, l'augmentation de la consistance s'accompagne d'une augmentation de la température résultant de la réaction exothermique d'hydratation de ciment.

Tableau.III.04 : Utilisation et avantage des laitiers de ciment.

Laitiers		Utilisation et avantage
laitiers conventionnels	Laitier ordinaire	densité comprise entre 1,78 et 1,98 g/cm ³ .
	Laitier allégé	utilisé pour diminuer les pressions hydrostatiques au droit des couches fragiles et éviter les fracturations,

		utiles pour colmater de pertes au court de forage.
	Laitier alourdi	utilisés lorsqu'une pression hydrostatique importante est nécessaire au contrôle du puits.
systèmes spéciaux des laitiers de ciment	Laitier HPHT	utilisé lorsque la température dépasse 120°C,
	Laitier pour les zones froides	utilisé lorsque la température est au-dessus de 10°C.
	Les ciments thixotropes	Favorisent la formation d'une structure rigide, Elle se développe plus lentement que pour un laitier classique.
	Les ciments expansifs	une solution pour des problèmes d'étanchéité, soit par un retrait de ciment au cours de la prise, soit par un micro annulaire résultant de la rétraction de tubage.
	Les ciments (Right angle set)	se dispersent très rapidement, elle a une faible perméabilité, Recristallisation rapide des hydrates.

3. Difficultés de la cimentation

a. La profondeur du puits

La qualité de la cimentation dépend de la profondeur, ainsi que la température et la pression du puits. Avec l'augmentation de la température, il y'a le risque de prise rapide (flash set), le ciment fait prise rapidement, donc dans une profondeur, une quantité de laitier préparé par un retardateur de prise (Hamrioui et al., 2017).

b. Homogénéité du contenu

La garniture du ciment, placé entre le tubage et les parois doit être, continue, homogène, dure, imperméable et adhérente, afin d'éviter la contamination entre la boue et le laitier, pour y remédier il faut :

- L'utilisation d'un spacer, avec une densité intermédiaire ;
- Adhérence du laitier au tube et aux parois : Pendant le forage il y a la formation de dépôt sur les tubes et du cake déposé sur les parois du puits causé par la boue, pour y remédier il faut :
 - ✓ Equiper le tube des « Scartcher », pour détacher le cake,
 - ✓ Equiper le tube par des centreurs, pour garder la même épaisseur d'enrobage de la garniture du ciment et éviter la contamination du laitier par la boue.

4. Choix du laitier

Les laitiers sont composés essentiellement de ciment, d'eau et d'additifs, selon les normes API, les ciments sont classés en fonction de la profondeur, de la température du fond de puits et la résistance aux sulfates, la sélection du laitier est conditionnée par :

- ✓ Les hautes températures.
- ✓ La densité des laitiers dépend de la pression hydrostatique de la formation rencontrée et des venues, telles que les eaux agressives et le gaz sortant de la formation jusqu'à la surface (Hamrioui et al., 2017).

5. classification des ciments laitiers (mortier) pétrolier

Il existe 8 classes (Fig.III.05) désignées par les lettres A à H (API, 1995). Cette classification est basée sur la profondeur, la température et la pression d'utilisation des ciments. Une seconde lettre informe sur la résistance du ciment aux sulfates : O (ordinaire), MSR (résistance modérée aux sulfates), HSR (résistance élevée aux sulfates), la différence est leur teneur en C_3A . La concentration en C_3A doit être inférieure à 8% en poids pour un ciment MSR et à 3% pour un HSR (Bechar, 2019).

Tableau.III.05 : différentes classes de ciments pétrolier (API, 1995).

Classes	Application
A	Surface à 1829 m de profondeur, lorsque aucune caractéristique particulière demandée.
B	Surface à 1829 m de profondeur, lorsque les conditions nécessitent un ciment à résistance modérée ou élevée aux sulfates.
C	Surface à 1829 m, lorsque l'on désire une forte résistance initiale à la compression ; existe une faible, moyenne et forte résistance aux sulfates.
D	De 1829 m à 3050 m, de profondeur lorsque la température et la pression sont moyennement fortes.
E	De 3050 m à 4270 m de profondeur, pour des températures et des pressions extrêmement élevées, existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
F	De 3050 m à 4880 m de profondeur, pour les températures et les pressions très élevées existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
G	Surface à 2438 m de profondeur, il peut être utilisé avec des accélérateurs ou retardateurs de prise pour couvrir de grandes gammes de profondeur et de température, il existe en moyenne et forte résistance aux sulfates.
H	Surface à 2438 m de profondeur dans les mêmes conditions que le ciment G.

6. Causes et remèdes des cimentations

La durée de vie du tubage est basée sur la bonne cimentation, mais des fois on aura des mauvaises cimentations et cela est due à différentes causes (Hamrioui et al., 2017) :

a. La perte totale ou partielle du laitier : Pour y remédier ce problème, il faut effectuer une cimentation complémentaire,

b. Prise rapide (flash set) : Cette prise prématurée qui peut être due à :

- Mauvaise qualité du ciment ;
- Teneur en accélérateur de prise très élevée ;
- Non suivie du programme de la cimentation ;
- Mauvais contrôle de la densité ;
- Manque d'eau de mixage.

Pour remédier à ce problème, il faut étudier le temps de pompabilité du laitier.

c. Dégradation des résistances mécaniques

Il est très important d'avoir de bonnes résistances mécaniques du laitier, surtout lors du forage. La dégradation peut être provoquée par :

- La composition du laitier défectueuse,
- Le pourcentage élevé d'eau,
- Les additifs qui empêchent le processus de durcissement.

Pour éviter ce problème, il faut bien étudier la formulation du laitier.

d. Dégradation des laitiers

La dégradation du laitier est due aux plusieurs facteurs :

- La température du fond,
- L'âge du ciment,
- Les eaux agressives.

Pour éviter ce problème, il faut faire des réparations des lieux dégradés, par l'injection du laitier sous pression après perforation du tubage (Squeeze).

e. Manque d'étanchéité de la graine de ciment

Le manque d'étanchéité de la graine de ciment peut être dû à :

- La présence du cake déposé sur les parois du puits ;
- La contamination du laitier par la boue ;
- La formation du micro-annulaire, après la cimentation qui provoque la corrosion du tubage ;

- La prise affectueuse du ciment, qui est la conséquence de la filtration de l'eau dans la formation, avant la fin de prise.

Pour y remédier, il est nécessaire de bien nettoyer le puits avant l'opération de cimentation afin d'assurer une bonne adhérence de laitier avec la formation et d'ajouter des additifs convenables.

f. Contamination du laitier par la boue

La contamination du laitier par la boue provoque les problèmes suivants :

- Diminution de la résistance à la compression,
- Dégradation du ciment,
- Manque d'étanchéité de la graine de ciment.

Pour éviter ces problèmes, on doit utiliser un bouchon inférieur racleur, et un fluide tampon (spacer) entre la boue et le laitier afin d'éviter tout contact. Le bouchon laveur est étudié de telle manière qu'il soit compatible avec la boue et le laitier. Des tests de compatibilité sont réalisés afin de prévoir tout incident durant la cimentation.

g. Corrosion de la pierre de ciment

Le ciment est comme autres matériaux, subissent des altérations chimiques dans les milieux agressifs, qui peuvent provoquer la dégradation de l'ouvrage. La durée de vie du ciment dans les milieux agressifs dépend de :

- La formulation de laitier,
- Les compositions chimiques et minéralogiques du ciment,
- La qualité de cimentation,
- Le degré d'agressivité du milieu.

La meilleure protection de la pierre de ciment dans les milieux agressifs, est d'avoir une pierre de ciment compacte (sans pores), afin d'éviter la pénétration des agents agressifs à l'intérieur de la pierre du ciment durci.

III.8. Le forage dans la zone d'étude (MKT-1)

1. Les Phases de forage

Le forage a été réalisé en quatre phases (Fig.III.13) :

a. Phase de forage 26" et casing 18"5/8 (Surface – 366 m)

Les opérations ont débuté par le forage de la phase 26", puis la descente et la cimentation du casing 18"5/8 à la cote 365 mètres dans la formation du Sénonien Anhydritique (Tab.III.06).

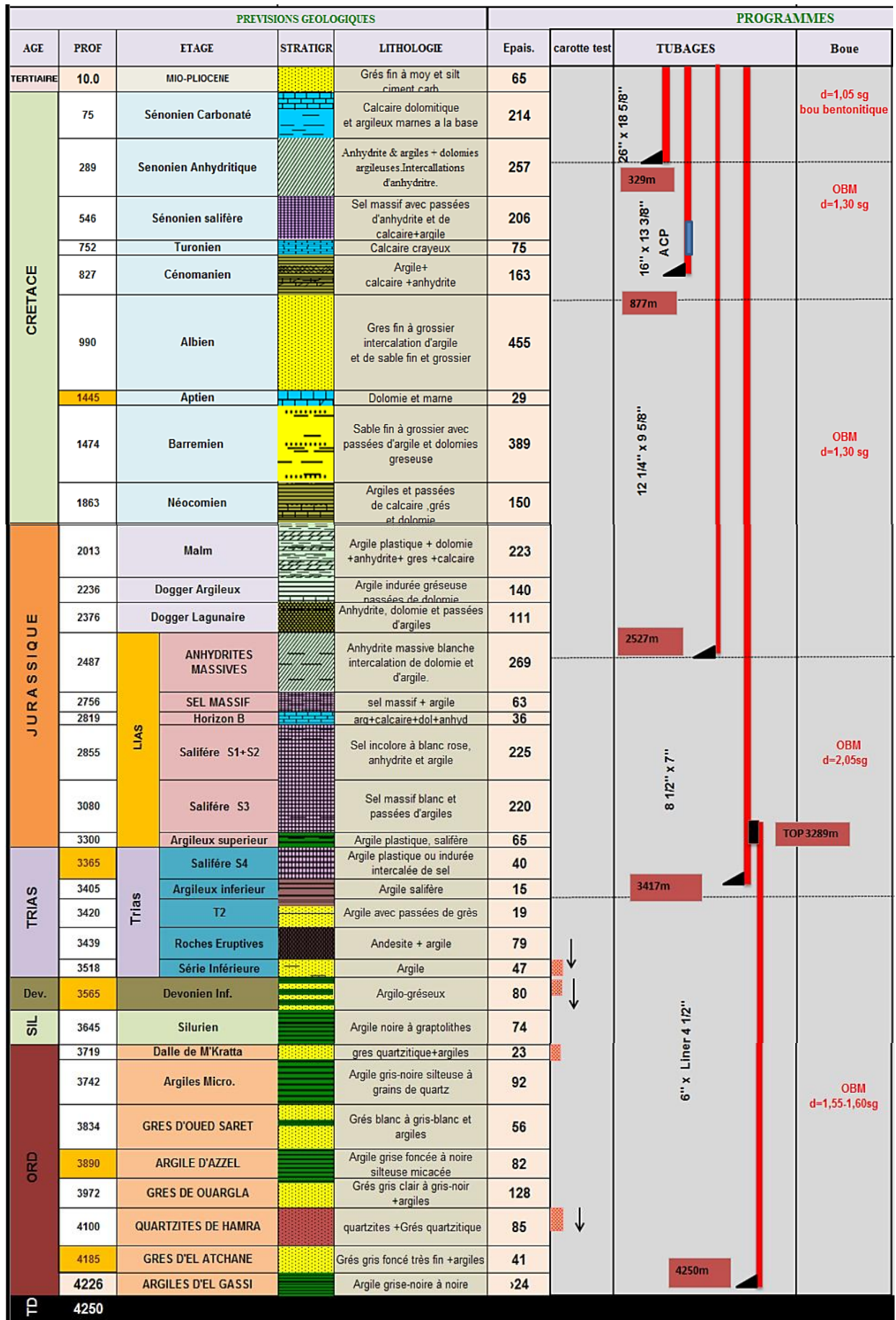


Figure.III.13 : Programme du forage et du tubage du puits MKT-1 (Sonatrach, 2014).

Paramètres de forage**Tableau.III.06** : les paramètres de forage (1) (Sonatrach, 2014).

Intervalle foré (m)	Densité boue	Poids sur Outil (Tonne)	Tours (mn)	Débit pompes (Litres/mn)
10 - 366	1.05	1 - 25	50 - 100	700 - 3040

Le tubage 18"5/8, composé de 30 joints de grade J55 et dont le sabot a été posé à 365m, a été descendu et cimenté en pompant 8 m³ d'eau, suivi du mixage et pompage de 66.33 m³ de laitier de tête de densité 1.58 et de 21.58 m³ de laitier de queue de densité 1.90, le tout déplacé avec 0.4 m³ d'eau.

b. Phase de forage 16" et casing 13"3/8 (366 – 932 m)

Cette phase a été réalisé sans aucun problème de forage, le casing 13"3/8 a été descendu à 931 mètres et cimenté à cette côte dans le Cénomanién (Tableau.III.07).

Paramètres de forage**Tableau.III.07** : Paramètres de forage (2) (Sonatrach, 2014).

Intervalle foré (m)	Densité boue	Poids sur Outil (Tonne)	Tours (mn)	Débit pompes (Litres/mn)
366 - 932	1.30	10 - 20	100 - 150	2697 - 2878

Le tubage 13"3/8, composé de 72 joints de grade N80-BTC et dont le sabot a été posé à 931 m, a été descendu et cimenté en pompant 10 m³ d'eau, suivi du mixage et pompage de 34.6 m³ de laitier de tête de densité 1.58 et de 13.5 m³ de laitier de queue de densité 1.90, le tout déplacé avec 67.9 m³ de boue de densité 1.3.

c. Phase de forage 12"1/4 et casing 9"5/8 (932 – 2578 m)

Cette phase a été réalisé sans aucun problème de forage, le casing 9"5/8 a été descendu à 2577 m et cimenté à cette côte dans le Lias Anhydritique (Tableau.III.08).

Paramètres de forage**Tableau.III.08** : Paramètres de forage (3) (Sonatrach, 2014).

Intervalle foré (m)	Densité boue	Poids sur Outil (Tonne)	Tours (mn)	Débit pompes (Litres/mn)
932 - 2578	1.3	5 - 22	50 - 160	2249 - 2834

Le tubage 9"5/8, composé de 213 joints de tubes de grade P110-BTC et dont le sabot a été posé à 2577m, a été descendu et cimenté en pompant 5m³ de spacer, suivi du

pompage de 27.1m³ de laitier de tête de densité 1.36 et de 34.78m³ de laitier de queue de densité 1.90, le tout déplacé avec 1 m³ de spacer et 96.5 m³ de boue de densité 1.3.

d. Phase de forage 8"1/2 et casing 7" (2578 – 3460 m)

Cette phase a été réalisée jusqu'à la profondeur 3460 m, le tubage 7" a été descendu et cimenté à 3459 m dans le Trias Argileux Inférieur (Tableau.III.09).

Paramètres de forage

Tableau.III.09 : Paramètres de forage (4) (Sonatrach, 2014).

Intervalle foré (m)	Densité boue	Poids sur Outil (Tonne)	Tours (mn)	Débit pompes (Litres/mn)
2578 - 3460	2.05	5 - 22	15 - 18	1463- 1855

Le tubage 7", composé de 292 joints de tubes de grade P110N-VAM et dont le sabot a été posé à 3459 m, a été descendu et cimenté en pompant 5 m³ de spacer de densité 2.07, suivi du pompage de 16 m³ de laitier de queue de densité de 2.09, le tout déplacé avec 63.6 m³ de boue de densité 2.05 et de 1 m³ de spacer.

e. Phase de forage 6" et trou (3460 – 4250 m)

La phase 6" a connu le déroulement suivant (Tableau.III.10) :

- Forage jusqu'à 3570 m de profondeur dans le Trias Série Inferieure, carottage de 30m entre 3570 m et 3600 m ;
- Forage jusqu'à 3606 m, carottage entre 3606 m et 3618 m ;
- Forage jusqu'à 3634 m, carotte de 18 m dans le Dévonien Inférieur ;
- Le forage reprend jusqu'à 3756 m, Carottage entre 3756 m et 3774 m dans la Dalle de M'Kratta ;
- Le forage continue jusqu'à 4063 m, Carottage entre 4063,5 m et 4072 m dans les Quartzites de Hamra ;
- Reprise du forage jusqu'à 4111 m, Carottage entre 4111 m et 4121 m dans les Grés d'El Atchane ;
- La cote finale de forage a été arrêtée à 4250 m (4251 m cote diagraphie) dans les Argiles d'El Gassi (Ordovicien).

Paramètres de forage

Tableau.III.10 : Paramètres de forage (5) (Sonatrach, 2014).

Intervalle foré (m)	Densité boue	Poids sur Outil (Tonne)	Tours (mn)	Débit pompes (Litres/mn)
3460 - 4250	1.55	2 - 10	35 - 160	550 - 7800

2. Fluides de forage

Dans le puits MKT-1, ils ont utilisé deux types de boue de forage (Tableau.III.11) qui sont : à base d'eau (WBO) et à base d'huile (OBM).

Tableau.III.11 : Récapitulatif des caractéristiques des fluides de forage (Sonatrach, 2014).

Phases	Type de boue	Densité	Viscosité (cp)	Huile/Eau (%)	Filtrat (cc/30min)	Salinité (g/l)
26"	WBM	1.05	9 - 10	-	-	-
16"	OBM	1.3	24	80/20	8	92
12" 1/4	OBM	1.3	23 - 24	86/14	8	26
8" 1/2	OBM	2.05	32 - 40	90/10	6 - 8	26
6"	OBM	1.55	19 - 28	90/10	4 - 5.2	26

Conclusion

Nous avons vu durant ce chapitre les techniques et les appareils de forage utilisés dans différentes couches du sous-sol. Sachons que le nombre d'outil de forage utilisé est plus grand que le nombre de phases réalisées.

Le type de fluide (boue à base d'huile, à base d'eau) est choisi en fonction de la nature des terrains traversés. La cimentation permet d'éliminer les risques d'éruptions ou les pertes de circulation.

Le laitier de ciment le plus utilisé en Algérie est la classe G.

CHAPITRE

IV

Introduction

Certains problèmes de forage peuvent être fatals pour le puits surtout dans les couches productrices avec des caractéristiques vulnérables. L'instabilité des parois du puits pendant le forage peut apparaître sous plusieurs formes. La stabilité d'un puits est l'un des challenges majeurs lors du forage, les ingénieurs essaient toujours de prévenir et de maintenir le trou stable pour bien exploité le pétrole et le gaz sans aucun problème.

IV. Causalités dès l'instabilités des puits pétroliers

La connaissance des formations est donc une des mesures préventives des problèmes de forage (Fig.IV.01). Les formations les plus communément rencontrées sont les argiles, le sable, le grès, le calcaire, la dolomie, le sel (Rabia, 2002). Les mécanismes principaux qui peuvent engendrer des problèmes de formation sont :

- Les coincements de la garniture (stuck pipe) ;
- Les pertes de circulation ;
- Les venus ;
- Autre problème de stabilité (mud contamination, les hautes températures, risque de déviation du puits (Side-Track), éruption du puits).

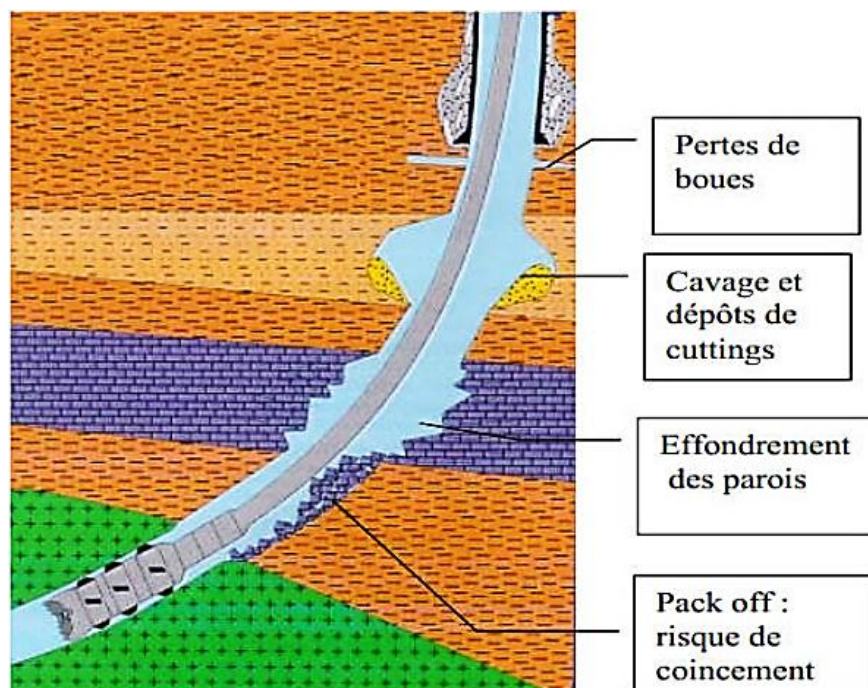


Figure.IV.01 : Problèmes liés à l'instabilité des puits pétrolier (Rabia, 2002).

IV.1. Coincement de la garniture (stuck pipe)

Le coincement de la garniture de forage est un problème majeur l'hors du forage pétrolier, on peut ni avancer ni retire le puits ceci peut avoir plusieurs cause selon l'état

de la garniture qu'il soit statique ou en mouvement, ces coincement sont classé en deux catégorie :

- Différentiel,
- Mécanique.

1.1. Coincement par pression différentielle

Le collage est causé par la différence de pression entre la pression de formation et la pression hydrostatique de la colonne de boue (Fig.IV.02), cette différence de pression s'exerce en particulier sur les masse-tiges, lorsque ceux-ci, immobilisés par exemple pour un ajout de tige, sont en contact avec la paroi du trou (Rabia, 2002).

A. Les causes de coincement par différence de pression

- Inclinaison du puits (Puits assez dévié), lorsque la garniture repose sur la génératrice inférieure ;
- Pression hydrostatique de la colonne de boue, supérieure à la pression de formation ;
- Zone perméable au point de contact des masse-tiges avec la paroi ;
- Filtrat élevé et surtout cake épais ;
- Immobilisation de la garniture en face des zones perméables.

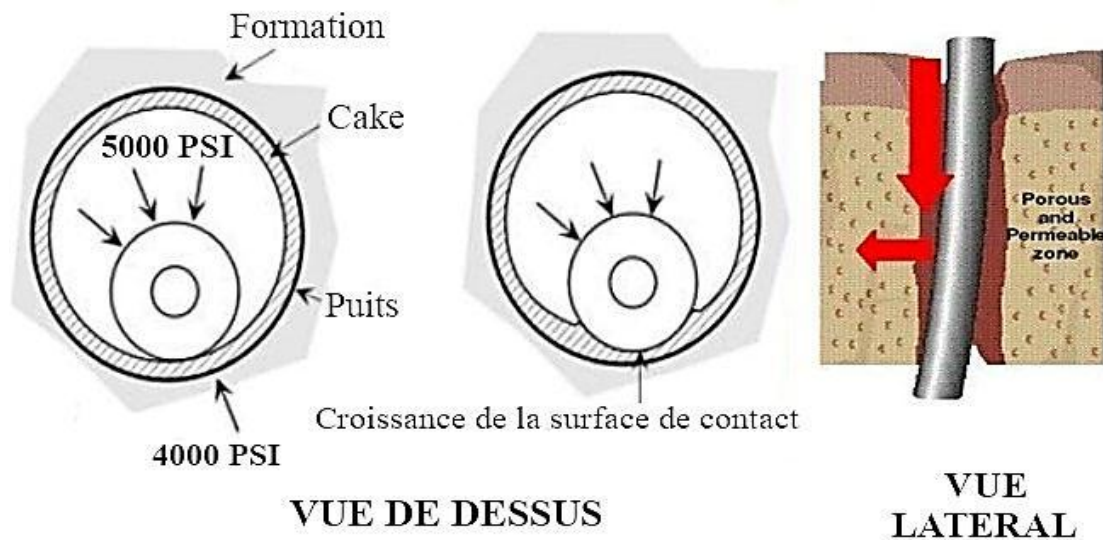


Figure.IV.02 : coincement par pression différentielle (Mili et al., 2014, Modifier).

B. Prévention

- Réduire au maximum l'overbalance,
- Améliorer les propriétés de filtration de la boue,
- Réduire le temps d'immobilité de la garniture,

- Minimiser la surface de contact avec les parois en utilisant des heavy-weight et drill collars spiralés ;
- Réduire le frottement en employant des produits lubrifiants et améliorer la qualité du mud-cake (Naim et al., 2010).

C. Traitement de problème

Il faut agir directement sur les causes des coincements, c'est-à-dire la pression, la surface de contact et le coefficient de friction acier /cake :

- Une fois la côte de coincement connue on peut tenter d'injecter par circulation d'un produit lubrifiant.
- Réduire la pression hydrostatique de façon à ne pas déclencher une venue.

1.2. Coincement mécanique

Les coincements sont presque toujours localisés sur une faible portion de la garniture et généralement situés au niveau des changements de diamètre de la garniture. Les causes de ces coincements sont très diverses et pas toujours faciles à identifier, ils peuvent être causés par l'un ou la combinaison des processus suivants (ENTP, 2004) :

- Trou de serrure (Key Seat),
- Sédimentation des déblais et nettoyage du trou,
- Chute ferraille et objet divers,
- Coincement par instabilité des formations (Instabilités des argiles, Formations non consolidées, Formations fracturées, Formations mobiles, couche de sel).

1.2.1. Trou de serrure (Key Seat)

Les Key Seat (Fig.IV.03) sont des gouttières creusées dans le terrain par le frottement des tiges pendant le forage ou les manœuvres, ces gouttières se développent au niveau des dog legs ou des décrochements qui sont d'autant plus profonds que :

- Le terrain est tendre,
- Le dog leg est élevé,
- La tension des tiges est grande (ENTP, 2004).

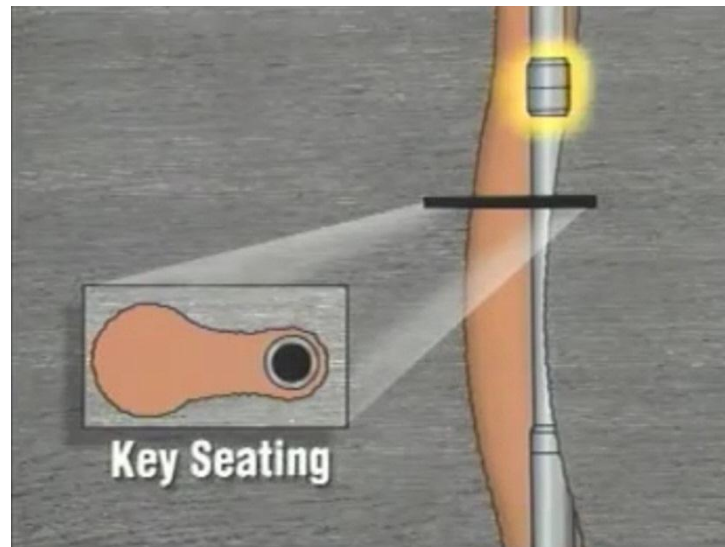


Figure.IV.03 : trou de serrure (key seat).

a. Les causes

- Changement abrupt de déviation ou de direction dans une formation mi-tendre ou mi-dure ;
- La pression élevée de la garniture et la rotation de la tige font une entaille dans la formation ;
- Pendant la remontée, les raccords de tige sont bloqués dans la fente.

b. Signes précurseurs

Le développement d'un Key Seat est facile à identifier. Les manifestations sont :

- Accrochages vers le haut lors du passage de la 1^{ère} masse-tige ou stabilisateur à une cote bien précise ;
- Descente toujours libre au niveau du Key Seat ;
- La cote d'accrochage correspondant à un dog leg.

c. Action de prévention

- Réduire au minimum la déviation du coude à 3/100 pieds au moins,
- Limiter les tractions dans les intervalles soupçonnées,
- Prévoir des manœuvres de raclage ou de reforage lorsqu'un dog leg est présent.

➤ **Les dog leg**

Les écarts de trajectoire peuvent être provoqués par une garniture mal choisie, avec des paramètres de forage non adaptés à la garniture et par des anomalies du terrain foré, ceci entraîne une variation d'inclinaison ou d'azimut et les deux en même temps. Si ce coude ou "dog leg" (Fig.IV.04) est assez important, il peut provoquer des difficultés au passage de l'outil et des stabilisateurs (Naim et al., 2010).



Figure.IV.04 : formation du Dog leg (Naim et al., 2010).

1.2.2. Sédimentation des déblais et nettoyage du trou

Il peut se produire dans le forage horizontal comme le vertical (Fig.IV.05) :

a. Les causes

- Les déblais forés ne sont pas transportés en surface dû à une vitesse de remontée insuffisante et/ou des caractéristiques boues inadaptées (rhéologie) ;
- Quand la circulation est arrêtés, les déblais tombent dans le trou et obstruent l'espace annulaire autour de la garniture de forage ;
- Le lit de déblais s'épaissit pendant le forage et glisse dans le trou pour former un bouchon obstruant la garniture de forage sur son espace annulaire (ENTP, 2004).

b. Actions préventives

- Maintenir les propriétés requises de la boue ;
- Ne pas permettre à la vitesse de pénétration de dépasser la capacité de nettoyage du trou ;
- Relever les tendances de couple et de frottement pour identifier des symptômes de nettoyage insuffisant du trou ;
- Envisager une manœuvre de raclage après le forage d'une section longue avec un moteur de fond ;
- Racler le trou à la vitesse maximale de circulation aussi longtemps que possible (5 – 10 minutes) avant les ajouts ;
- Augmenter au maximum les mouvements de la garniture lors de la circulation du nettoyage du trou.

- Envisager de pomper des bouchons de viscosité élevée dans les puits à faible déviation ($< 35^\circ$). Envisager des bouchons de viscosité faible / viscosité élevée dans les puits de plus forte déviation ($> 35^\circ$) ;
- Ne pas arrêter la circulation avant le retour de tous les bouchons,
- Circuler jusqu'à ce que le trou soit propre. Si le dernier bouchon ramène une quantité excessive de déblais, continuer à nettoyer le trou. Plusieurs circulations peuvent être nécessaires.

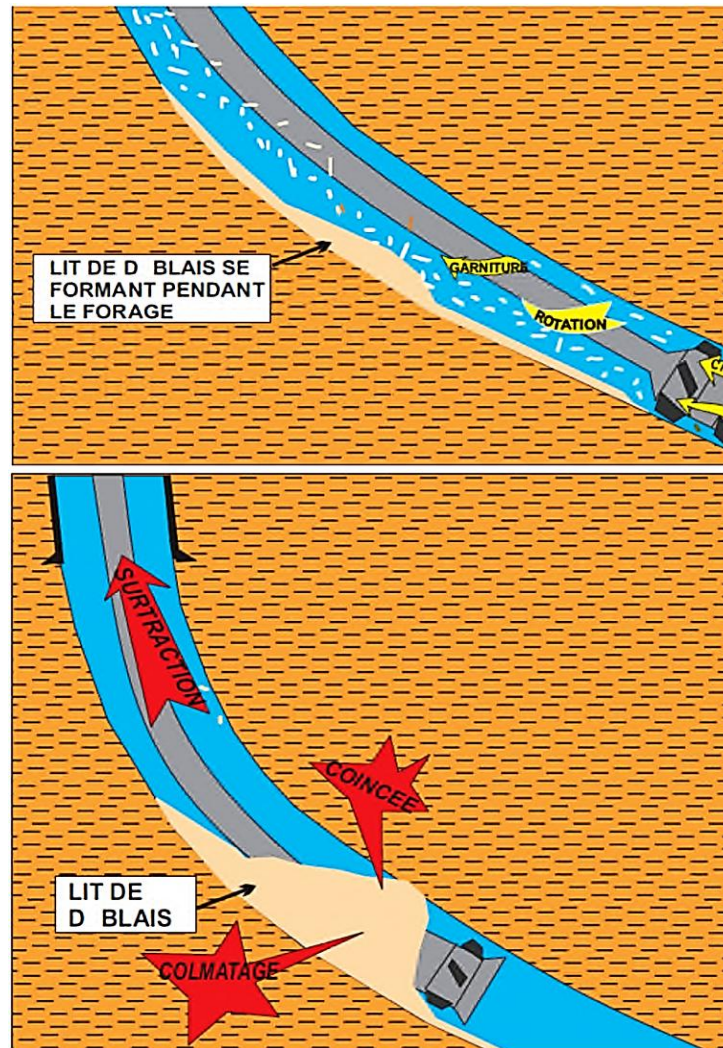


Figure.IV.05 : Sédimentation des déblais et nettoyage du trou (ENTP, 2004).

1.2.3. Chute ferraille et objet divers

Bien qu'il s'agisse d'un problème tout à fait différent, la présence accidentelle d'objets étrangers dans le puits (Fig.IV.06) peut créer des difficultés dont les symptômes ressemblent à ceux d'une anomalie de trajectoire. Il peut s'agir ici d'outils tombés dans le trou ou de matériels détruits en cours de forage. Dans le cas de chute accidentelle, la présence de ces objets n'est pas forcément identifiée immédiatement (ENTP, 2004).

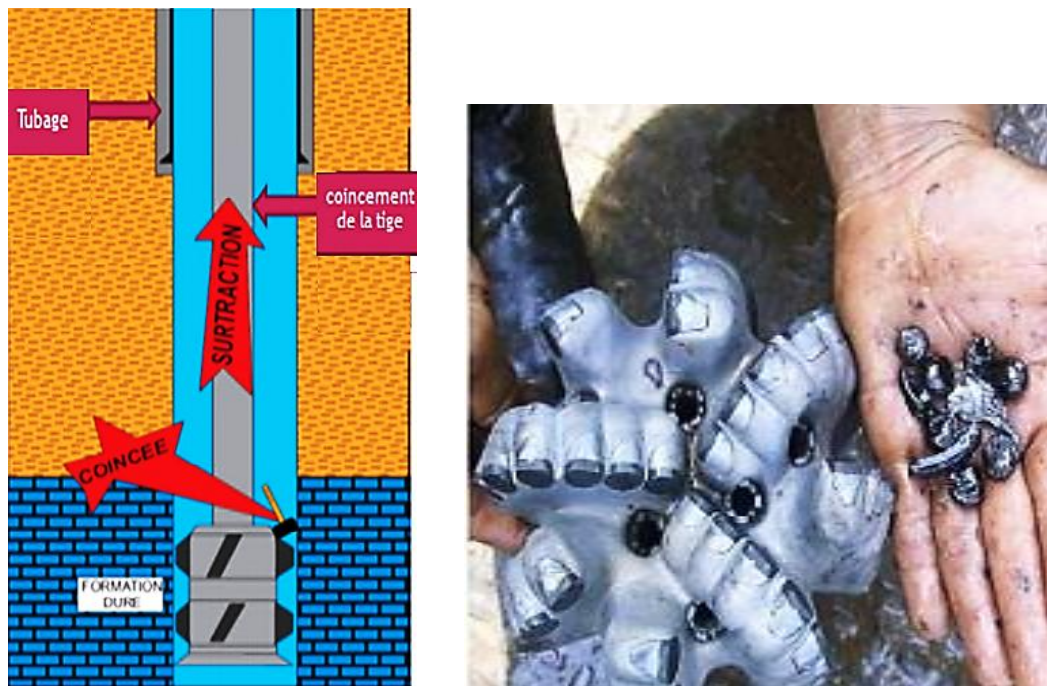


Figure.IV.06 : Chute ferraille et objet divers (ENTP, 2004), (Naim et al., 2010).

a. Les causes

- Mauvais nettoyage du fond, couvercle du trou non installé,
- Défaillance des équipements du trou,

b. Signes précurseurs

- Se produit en générale lorsque le BHA est dans une formation dure ou à l'intérieur du tubage,
- Couple et frottement soudains et erratiques probable juste avant le collage,
- Outil ou équipement de fond manquant,
- Circulation non limitée, selon le type de débris.

c. Actions préventives

- Bon nettoyage du plancher,
- Inspecter les équipements de manutention,
- Inspecter les équipements du trou,
- Laisser le trou ouvert.

1.2.4. Coincements par instabilité des formations

Ces coincements surviennent au niveau de certaines formations rendues instables par la présence d'un trou et du fluide de forage. Cette perturbation entraîne généralement une déformation du trou provoquant un coincement partiel ou total de la garniture, et la circulation peut être complètement perdue (ENTP, 2004).

A. Argiles fluides

Ces argiles constituent par des feuilles (Fig.IV.07) qui sont faiblement liés entre eux. Ces argiles se gonflent en absorbant une grande quantité d'eau libre (provenant de la boue) entre les feuillettes qui glissent les uns sur les autres. Si ce phénomène n'est pas rapidement contrôlé, le trou se referme progressivement et coince la garniture (ENTP, 2004).

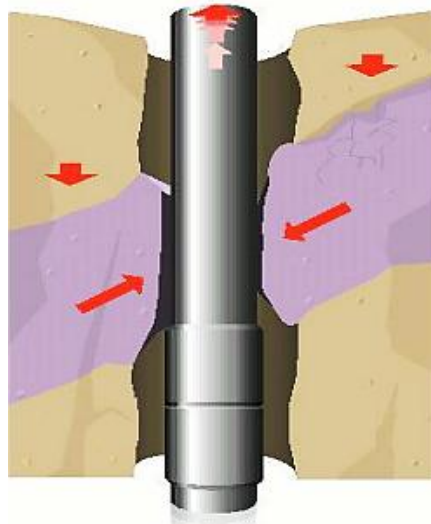


Figure.IV.07 : Les argiles fluides (Naim et al., 2010).

a. Les causes

- Argile sensible à l'eau de forage (boue) avec une inhibition de boue faible ou absente ;
- L'argile absorbe de l'eau et augmente de volume dans le trou de puits.

b. Signes indiquant des argiles fluides :

- Une augmentation du couple de rotation en forage ;
- Des accrochages lorsque l'on dégage du fond ;
- Des montées de pression allant jusqu'à l'impossibilité de circuler ;
- Une augmentation de la teneur en solides dans la boue ;
- Une modification des caractéristiques rhéologiques de la boue (augmentation de la viscosité, une augmentation de la teneur en solides).

c. Préventions

Pour éviter le gonflement des argiles et le fluage, il faut agir au niveau des caractéristiques de la boue, pour cela :

- Augmenter la densité de la boue ;
- Réduire la filtration (améliorer la qualité du cake et réduire son épaisseur) ;

- Ajouter un lubrifiant approprié dans la boue ;
- Augmenter le débit de circulation ;
- Choix du type de boue (au gypse, à l'huile ...etc.).

B. Argiles feuilletées

Ces argiles (Fig.IV.08) sont moins dangereuses que les précédentes et les coincements qu'elles provoquent sont généralement plus faciles à résoudre. Ces argiles ont tendance à s'ébouler dans le puits (ENTP, 2004).

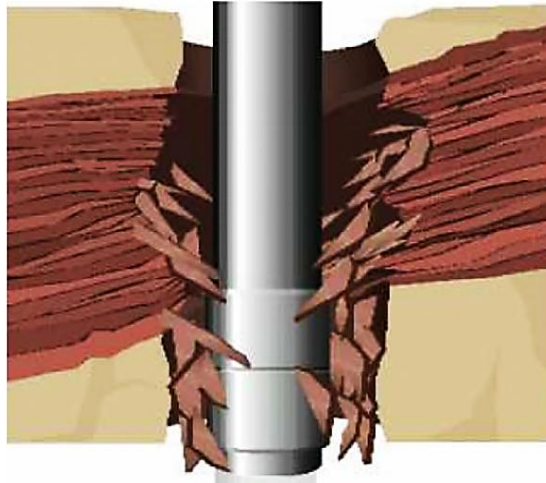


Figure.IV.08 : Les argiles feuilletées (ENTP, 2004).

a. Préventions

- Augmenter la viscosité de la boue et réduire le filtrat ;
- Assurer un bon nettoyage du puits en injectant régulièrement des bouchons visqueux ;
- Passer la zone avec précaution en reforant et en circulant longuement ;
- La rotation de la garniture permet de déplacer les déblais déposés dans l'espace annulaire.

C. Les couches de sel

Ce type de formation (Fig.IV.09) a une tendance naturelle au fluage dans des conditions de pression et de température bien définies. Si ce phénomène n'est pas diagnostiqué à temps, le trou se renferme rapidement entraînant un coincement de la garniture.

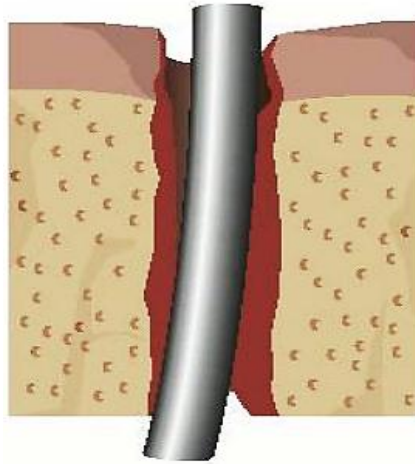


Figure.IV.09 : Couche de sel (Naim et al., 2010).

a. Signes précurseurs

- Avancement rapide, Augmentation de la pression de refoulement allant jusqu'à l'impossibilité de circuler ;
- Accrochages en dégageant du fond ;
- Absence des déblais aux tamis vibrants, Présence de chlorures dans la boue ;
- Reforage de la zone à la descente.

b. Actions préventives

- L'utilisation de la boue salée saturée ou la boue à base d'huile ;
- Augmenter la densité de la boue pour maintenir le sel en place.

D. Formations non consolidées

Ils (Fig.IV.10), sont généralement rencontrés près de la surface. Ils ont une faible force de cohésion, qui va donc s'effondrer facilement et tombe en morceau dans le puits et cause un coincement de la garniture de forage (Rabia, 2002).

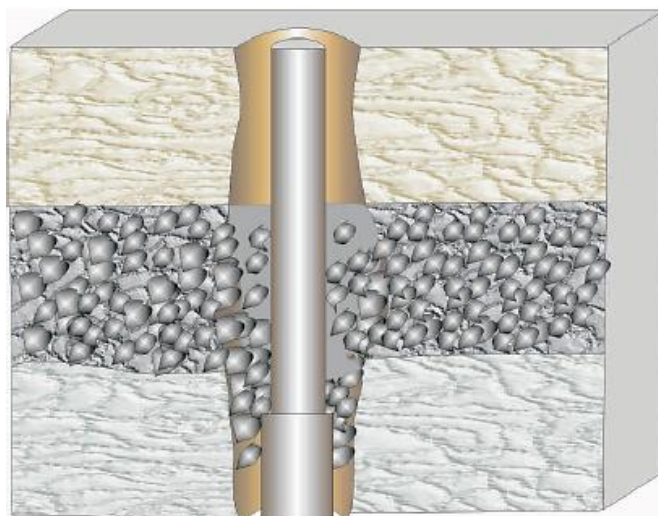


Figure.IV.10 : Les formations non consolidées (Nediljka et al., 2007).

E. Formations Fracturées

Ceci est un problème courant dans les formations calcaires. Ces formations fracturées (Fig.IV.11) et fissurées peuvent tomber dans le puits de forage dès leur forage, car les contraintes qui les maintenaient ensemble sont relâchées par le forage du trou. Plusieurs symptômes peuvent être observés en surface, notamment :

- Augmentation de la vitesse d'avancement ;
- Perte de circulation.

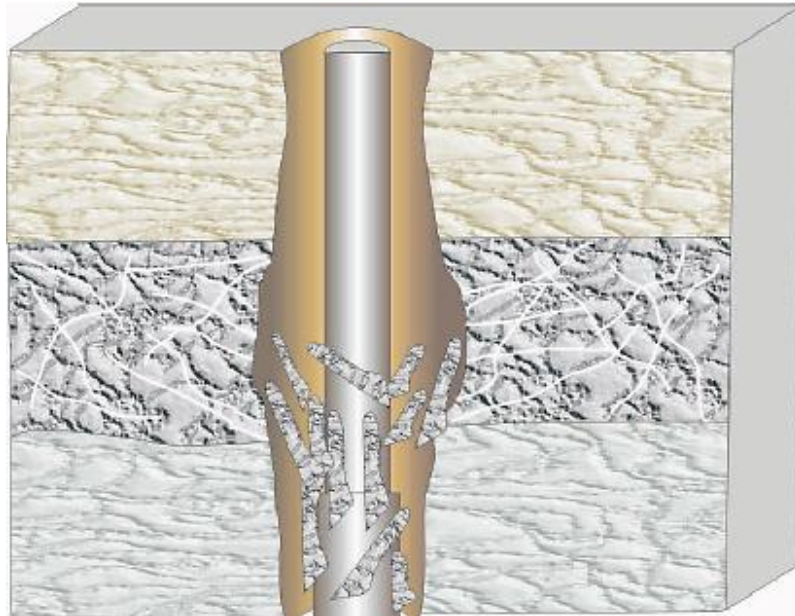


Figure.IV.11 : Les formations fracturées (Nediljka et al., 2007).

F. Formations mobiles

Cette formations (Fig.IV.12), possèdent des propriétés plastiques, qui leurs permettant de se déformer et de s'écouler sous une contrainte appliquée. On trouve du sel dans les opérations de forage, du chlorure de sodium pur à des mélanges très complexes de sels de chlorure mélangés tels que :

- Halite (NaCl), Sylvite (KCl)
- Bischofite ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- Carnalite ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$)
- Polyhalite ($\text{K}_2\text{MgCa}_2(\text{SO}_4)_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)
- Tachydrate ($\text{CaCl}_2 \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$)

Les principaux problèmes des sections de sel sont :

- Dissolution des sels et élargissement du trou (Washout des sels) ;
- Mouvement des sels et écrasement de tubage.

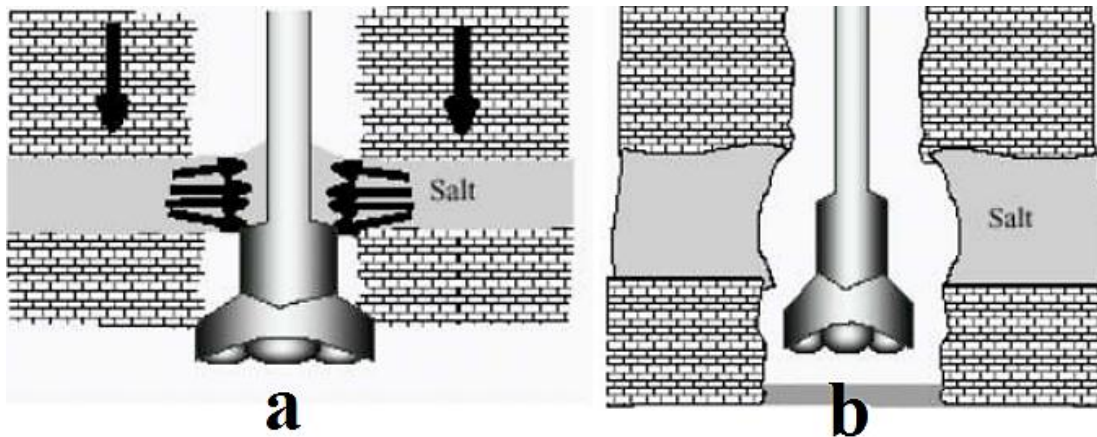


Figure.IV.12 : Déformation des sels plastiques (a) et washout dû aux sels (b) (Nediljka et al., 2007).

G. Les argiles gonflantes

Les argiles sont issues de plusieurs niveaux géologiques (crétacé, jurassique, trias, carbonifère, dévonien, silurien, ordovicien). Les argiles gonflantes (Fig.IV.13) sont ainsi concentrées principalement dans les formations évaporites du lias et du sénonien, mais la composition minéralogique n'est pas nécessairement variable en fonction du type d'argile (Chabouni et al., 1996).

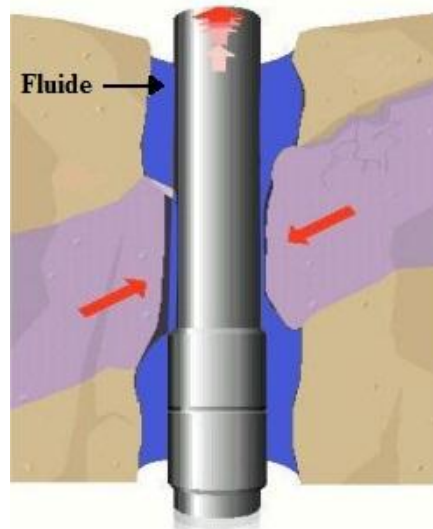


Figure.IV.13 : coincement par argile gonflante (ENTP, 2004, modifier).

1.2.5. Diminution (serrage) du diamètre nominal du trou (undergauge hole)

La diminution du diamètre du trou (Fig.IV.14) peut provenir du passage de l'outil dans une formation abrasive qui use la protection du diamètre de l'outil, ou un outil non adapté à la dureté de la formation et qui s'use prématurément et principalement sur son diamètre. Les risques de coincements sont grands lorsque l'on redescend avec un outil neuf pour la poursuite du forage (Rabia, 2002).

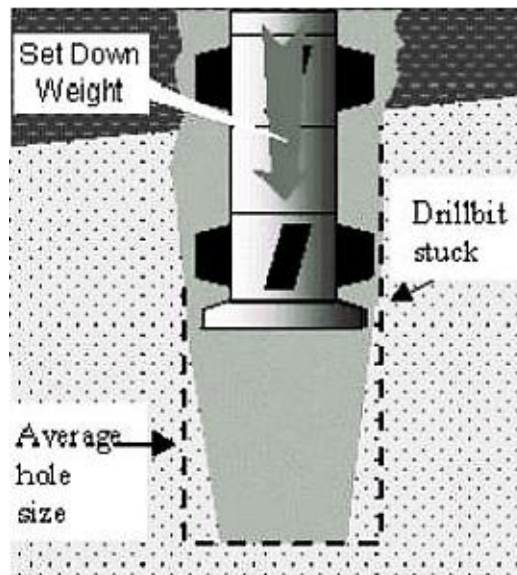


Figure.IV.14 : Undergauge Hole (Rabia, 2002).

IV.2. Les pertes de circulation

Les pertes de boues (Fig.IV.15) dans les formations perméables sont appelées pertes de circulations. Elles sont l'un des problèmes qui rendent les boues de forage coûteuses, et d'autres problèmes de trou, tels que le collage de la garniture et même des éruptions, résultent des pertes de circulation. La perte de circulation se produit de deux manières fondamentales (Schlumberger, 1998-2001) :

- Invasion,
- La fracturation.

Les pertes de boue peuvent être causées par des pertes naturelles, des fractures induites lors des opérations de forage ou par une excessive pression hydrostatique de la boue.

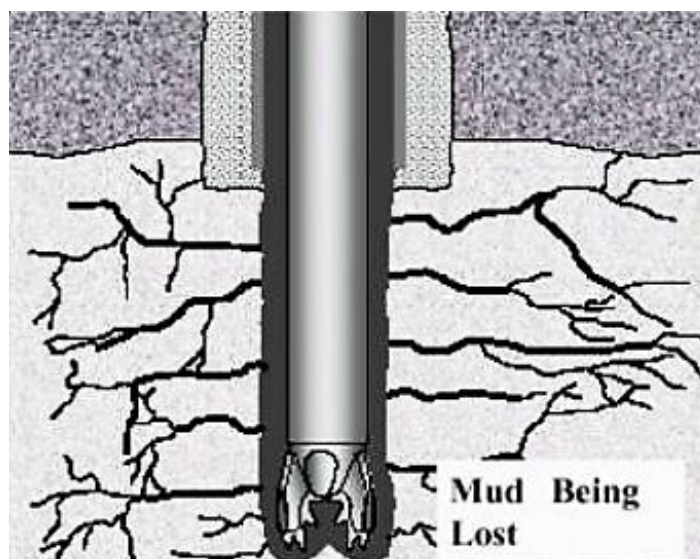


Figure.IV.15 : perte de circulation due à la fracture induite (Schlumberger, 1998-2001).

1. Les causes

En cite alors les cause suivantes (Schlumberger, 1998-2001) :

A. Invasion

Dans de nombreux cas, une perte de circulation ne peut pas être empêchée dans des formations cavernueuses, fracturées ou non consolidées. Les formations à basse pression épuisées (généralement des sables) sont similaires au potentiel de perte de circulation. L'invasion se produit beaucoup plus dans les formations suivantes :

- Les formations grossières non consolidées avec des perméabilités élevées ;
- Les formations épuisées, et cela en raison de l'extraction des fluides de formations ;
- Les zones cavernueuses sont généralement associées à des formations carbonatées à basse pression (calcaire et dolomite) ou volcaniques. Dans le calcaire, les fractures sont créées par le précédent flux continu d'eau qui a dissous une partie de la matrice rocheuse (lessivage), créant ainsi un espace vide souvent rempli de pétrole.
- Formations naturellement fissurées qui sont initiées ou étendues par les pressions hydrauliques excessives. Les pertes sont vulnérables aux limites des failles non-scillées.

B. Fracturation

Elle est déclenchée lorsque la pression hydrostatique ou dynamique du fluide dépasse la pression de fracturation (résistance de la matrice) de la formation, ce qui engendre des pertes de circulation. Les pertes causées par les pressions excessives résultent par l'une des deux situations suivantes :

a. Mise en place du tubage intermédiaire au mauvais endroit ; Si le tubage est placé au-dessus de la zone de transition, passant de pressions normales à anormales, les pressions exercées par la boue plus lourde (nécessaire pour équilibrer les pressions croissantes) induiront souvent une fracture au niveau du sabot du tubage.

b. Les pressions excessives en fond de trou résultent de nombreuses conditions, notamment :

Forces mécanique : Paramètres hydrauliques et mécaniques du forage non adéquat, remontée et décente de garniture trop rapide, débit et vitesse des pompes élevées.

Conditions du trou : Fluage et gonflement des argiles, augmentations de la densité à cause du pourcentage des cuttings dans la boue, formation des lits de déblais "cuttings bed", venues et les procédures de well control.

Propriétés de la boue : viscosité et gels excessifs, accumulations des déblais, cake épais, colonne hydrostatique de la boue non équilibrée, sédimentation de la barytine.

2. Mesures préventives

Les clés principales pour éviter les pertes de circulations, sont la bonne planification, optimisation des paramètres de forages et les suivis rigoureux des propriétés de la boue. Il existe plusieurs mesures et actions à faire pour éviter ou bien minimiser les pertes citant :

A. Placer le tubage dans des zones / formations appropriées : pour que la pression de fracturation au niveau du sabot soit suffisamment importante pour résister à la pression hydrostatique de boue des phases suivantes.

B. Minimiser les pressions de fond

- Respecter les vitesses de remontée ou de descente lors des manœuvres pour éviter les phénomènes de pitonnage (vers le haut ou le bas) favorisé par l'outil et la BHA ;
- Eviter les mouvements rapides de la garniture pendant la circulation ;
- Contrôler les taux de pénétration (ROP) à des valeurs optimales et circuler avant d'entamer les connections et surtout maintenir la concentration des déblais à 4% ;
- Contrôle et maintien des débits et pressions des pompes ;
- Utilisez suffisamment de masse-tiges pour conserver le point neutre sur la longueur de la BHA afin de minimiser le fouettage du train de tiges ;
- Évitez les venues si possibles.

IV.3. Les venues

Une venue est l'entrée de fluide de formation dans le puits pendant les opérations de forage. Elle se produit en raison de la pression insuffisante exercée par la boue de forage pour maîtriser la pression exercée par les fluides de la formation forée. Le contrôle de puits (Well control) est d'empêcher la venue pour éviter de développer une éruption. La perte de contrôle du puits peut mener à une éruption, ce qui représente l'une des menaces les plus graves liées à l'exploration des ressources pétrolières (Mili et al., 2014).

1. Causes des venues

Il y a une venue quand les fluides en place dans un réservoir débitent dans le puits. Ces fluides peuvent être soit de l'eau, soit du gaz ou de l'huile, soit un mélange. La gravité de la situation dépend du volume et de la nature du fluide intrus. Les causes d'une venue peuvent être attribuées à un ou plusieurs des éléments suivants :

- Pression exercée par la boue inférieure à la pression de formation ;
- Effet de pistonage en manœuvre entraînant une diminution de la pression de fond ;
- Défaut de remplissage du puits pendant la remontée ;
- Perte de circulation (Sonatrach, 2017).

2. Détection d'une venue

A. En cours de forage

Les venues, contrôlées ou non, constituent non seulement une perte de temps et d'argent, mais peuvent entraîner des pertes en vies humaines et en matériel. Seules des équipes de forage expérimentées et attentives peuvent minimiser les risques en prenant toutes les précautions nécessaires et surtout en reconnaissant immédiatement les signes précurseurs d'une venue. Les indices qui peuvent être associés à une venue sont les suivants :

- gain dans les bassins ;
- débit de boue sortant du puits à circulation arrêtée ;
- avancement rapide ;
- diminution de la pression de circulation ;
- traces de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue.

Gain dans les bassins

Un gain dans les bassins, à défaut d'être causé par un traitement mécanique ou par ajout de boue neuve, constitue l'indication essentielle d'une venue. Ce gain doit être détecté le plus tôt possible. En effet, plus l'augmentation du niveau des bassins sera grande et plus il faudra de contre pression en surface pour contenir la pression de formation, la pression hydrostatique exercée par la colonne de boue dans le puits étant plus faible. C'est pourquoi l'appareil de forage doit être équipé d'un indicateur de niveau des bacs pour détecter rapidement les gains et les pertes. Cet indicateur, généralement couplé à un enregistreur, doit être situé devant le chef de poste. L'accrocheur est également chargé du contrôle du niveau des bacs.

Débit de boue

Dès qu'il y a augmentation du niveau des bassins, ou même s'il y a incertitude sur ce niveau, le chef de poste doit arrêter la rotation, dégager la tige d'entraînement et arrêter la pompe. On peut ainsi vérifier si le puits débite ou non. Si le gain est confirmé, le chef de poste doit immédiatement fermer les obturateurs.

Avancement rapide

La vitesse d'avancement d'un outil est, entre autre, fonction de la différence existant entre la pression hydrostatique de la boue et la pression de formation. Plus cette différence est faible plus l'outil avance rapidement. Un avancement rapide peut donc indiquer une venue du fluide de formation.

Diminution de la pression de circulation

La pression de circulation lue au manomètre de la pompe de forage est la somme des pressions dues aux pertes par frottement dans l'ensemble du circuit (pertes de charge). Si l'on rencontre du gaz ou un fluide plus léger que la boue pendant le forage, il y aura déséquilibre entre la pression hydrostatique dans les tiges et dans l'annulaire et la pression de circulation chutera. La pression de circulation étant plus faible la pompe de forage aura tendance à accélérer.

Ces deux indices, chute de la pression de circulation et accélération de la pompe, peuvent donc être des signes précurseurs d'une venue.

Indices de gaz, d'huile ou d'eau dans la boue

Les trois indices gaz, huile et eau, n'indiquent pas obligatoirement une venue du fluide de formation dans le puits. Ils peuvent correspondre tout simplement au fluide contenu dans les terrains forés. Cependant si on note ces indices à une fréquence régulière, correspondant aux ajouts de tiges en forage, on peut en conclure que la pression hydrostatique exercée par la boue est très proche de la pression de formation.

➤ Indices d'huile

Une faible venue d'huile dans la boue peut être difficile à voir. Un observateur attentif peut cependant dans certains cas noter un changement dans les propriétés rhéologiques de la boue.

➤ Indices d'eau

L'eau de formation étant généralement plus ou moins salée, on peut noter une augmentation des ions chlorure dans la boue, ainsi qu'une modification des propriétés rhéologiques. Si cette venue est suffisamment importante on peut parfois remarquer une variation de la densité quand l'eau de cette venue arrive en surface.

➤ Indices de gaz

Les gaz ont la propriété d'être très compressibles. Une faible venue à grande profondeur donne un volume de gaz très important en surface ce qui facilite sa détection. D'autre part, au fur et à mesure de sa remontée dans l'annulaire, le gaz se détend et occupe un volume de plus en plus grand. Il y a alors un débit de sortie de boue supérieur au débit de pompage, d'où une augmentation du niveau des bacs.

Le gaz provenant d'autres sources ou indirectement de la formation sera également être vu dans le flux de boue.

IV.4. Autre problèmes de stabilités

1. Contamination par la boue (Mud Contamination)

La boue est dite contaminée, lorsqu'un matériau étranger pénètre dans le système de boue et provoque des changements indésirables dans les propriétés de la boue, comme la densité, la viscosité et la filtration. En général, les systèmes de boue à base d'eau sont les plus sensibles à la contamination (Mili et al., 2014).

• Contamination de la boue par le gaz

Lors du forage des formations contenant du gaz, ce dernier se mélange à la boue entraînant une réduction de la densité. Cette réduction est significative, quand le gaz s'approche de la surface (loi de BOYLE). La réduction de pression due à la contamination de la boue par le gaz est donnée par la formule de strong :

$$\Delta P = 2.3 \frac{d_e - d_s}{d_s} \text{Log } P \quad (\text{IV.01})$$

ΔP : la réduction de la pression sur le fond (bars).

d_e : la densité d'entrée de la boue.

d_s : la densité de sortie de la boue.

P : la pression hydrostatique de la boue initiale (bars)

2. Les hautes températures

Les températures élevées à l'intérieur du puits ont une influence néfaste sur les boues, ce qui provoque l'augmentation du filtrat, une chute de la viscosité, et une solidification de certains types de boue (Naftogaz, 2011).

3. Risque de déviation du puits (Side-Track)

La technique classique consiste à changer la trajectoire du puits en s'appuyant sur un bouchon de ciment. La difficulté majeure consiste à obtenir un bouchon de dureté supérieure à celle du terrain, ce qui est pratiquement impossible en présence de terrains durs. Le side-track sera d'autant plus difficile à réaliser lorsque le terrain est dur et que le ciment est tendre. En effet, la tendance naturelle de l'outil est de suivre le chemin le plus facile, c'est-à-dire de rester dans le ciment. Les causes d'une déviation sont :

- A la suite d'opération de repêchage infructueuse,
- En cas de rencontre d'une faille imprévue,
- En cas de rupture d'un casing (Kaplan, 2003).

4. Eruption du puits

On rappelle qu'une « éruption » (blowOut) est une sortie incontrôlée d'effluents à partir d'un puits. Le point de sortie des effluents peut se situer en tête de puits (éruption

de surface) ou le long du puits, au droit de formations souterraines vulnérables (éruption souterraine) (DRS, 2015).

IV.5. Problèmes rencontrés dans les champs de HMD et H-Berkaoui

1. Les champs de Hassi-Messaoud

Pendant le déroulement d'un forage, plusieurs types d'incidents peuvent survenir en entravant la poursuite normale de l'opération dans le champ de Hassi-Messaoud. Parmi ces effets nuisibles on cite (Saada, 2013) :

a. Venue

Il y a une venue, quand les fluides en place, dans un réservoir débitent dans le puits. Ces fluides peuvent être soit de l'eau, soit du gaz ou de l'huile, soit un mélange. Au niveau du Lias dolomitique (LD2), il y'a un risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2.

b. Coincement

En général on peut définir un coincement comme étant un obstacle qui provoque l'arrêt du forage dont la durée est difficilement prévisible, ce qui nécessite parfois des opérations d'instrumentations.

c. Éboulements et cavages

Des risques d'éboulements et de formation de cavités peuvent apparaître dans les formations calcaires et argileuses du Mio-Pliocène et de l'Éocène, dans les sels massifs et solubles dans l'eau du Sénonien Lagunaire.

d. Risques de déviation

Des risques de déviation peuvent exister dans le Mio-Pliocène, car cette formation est très friable. Des problèmes de descente du tubage de surface sont souvent rencontrés.

e. Le pistonnage

Le pistonnage vers le haut (Swabbing) ou vers le bas (Surging), est un phénomène qui se manifeste lors de la remontée ou de la descente de la garniture, entraînant une dépression au fond du puits.

f. Perte de circulation

La perte de circulation (perte de la boue) peut se produire à n'importe quelle profondeur pendant n'importe quelle opération, elle peut être totale ou partielle. Elle est localisée dans quatre étages :

- Mio-pliocène : les pertes par absorption ont souvent lieu dans l'ensemble des formations sableuses la barre calcaire occasionné est très souvent totale accompagnée d'éboulement de sables,
- Sénonien : pertes totales au niveau des calcaires, les carbonates supérieurs entraînent souvent l'éboulement des sables de mio- pliocène,
- Turonien : les calcaires fissurés peuvent donner lieu à des pertes,
- Trias argileux gréseux : craquage de la formation sous l'effet des densités de boue nécessaire pour résister à l'éruption des eaux chlorurées calciques du lias le fluage de argiles du trias argileux peut provoquer le craquage des formations gréseuses entraînant des pertes totales et des coincements (Bouaza et al., 2013).

1.1. Difficultés géologiques du champ de Hassi-Messaoud

Si on prend un exemple sur les difficultés géologiques décrites dans la phase 8" 1/2 de la société Sonatrach du champ de Hassi Messaoud, on trouve les problèmes dans les formations suivantes (Loukil, 2016) :

- Lias dolomitique (LD2) : se caractérise par la présence d'eau chlorurée calcique et une pression de gisement très élevée, qu'il n'est pas possible d'équilibrer par la pression hydrostatique sans provoquer des pertes au niveau du Trias argilo-gréseux,
- Trias salifère (TS2) : dans cette formation, les argiles de nature plastique d'une épaisseur de 15 m sont intercalées vers 2900 m. Elles peuvent fluer et refermer le puits dans un temps très court si la densité de boue est insuffisante. La partie salifère, aussi soumise à cet effet, peut se trouver érodée au cours du forage ;
- Trias salifère (TS3) : cette formation est constituée de sel massif avec des traces d'argiles. La traversée en forage 8" 1/2 de cette zone à forte concentration en sel provoque un diamètre de trou important ;
- Trias argilo-gréseux (TAG) : il est principalement constitué par une succession de passées d'argiles dolomitiques et anhydritiques, voire sableuses et de grès fins, parfois argileux.

La phase 8" 1/2 de la région de Hassi-Messaoud est la plus difficile à réaliser en raison de la configuration géologique précédemment décrite et des difficultés rencontrées durant le forage. Celles-ci peuvent être sommairement résumées comme suit :

- Diffusion des eaux chlorurées calciques du Lias dolomitique (LD2). Ce problème dépend en grande partie de la durée de réalisation de la phase ;

➤ Fluage des argiles du Trias salifère (TS2) nécessitant une densité élevée du fluide de forage (2 à 2,20) ;

➤ Problèmes de pertes de circulation dans la base du Trias argileux et dans le Trias argilo-gréseux, et principalement si la densité de la boue est supérieure à 1,98.

2. Les champs de Haoud Berkaoui

Vu que certaines régions du champ Haoud Berkaoui en Algérie, sont caractérisées par les pertes de circulations sévères, qui contribuent énormément aux couts élevés de la boue de forage.

Le problème de perte dans le champ de Haoud Berkaoui, est la conséquence du forage du T1 et T2 avec une densité de boue plus grande que celle de fracturation de ces roches. Mais cette densité de boue est limitée avec les formations qui se trouvent au-dessus, qui nécessite une pression de fond plus élevée pour empêcher les venues des eaux chlorurées calciques et le gonflement des argiles. Le forage avec cette densité provoque une perte totale qui cause un coincement de la garniture et procéder aux opérations de repêchage et de opération de déviation du puits (side-track), ce qui peut conduire à un abandon du puits si nécessaire. C'est pour ça la meilleur solution pour faire face à ce problème est de forer la phase 8" 1/2 en deux étapes séparées avec une densité de boue différente. Ce qui a conduit à proposer les deux solutions :

- Changement de programme de forage,
- Utilisation d'une nouvelle boue technologique (Boumidouna et al., 2017).

Conclusion

Dans ce chapitre nous avons énoncé quelques problèmes d'instabilité d'un forage pétrolier dans les secteurs vulnérable. En site alors :

- Les coincements ;
- Les pertes de circulation ;
- Les venus ;
- La contamination par la boue (mud contamination) ;
- Les hautes températures ;
- Les risques de déviation du puits (Side-Track) ;
- Les éruptions du puits.

CHAPITRE

V

Introduction

La région de Haoud-Berkaoui, objet de cette étude, comprend trois champs producteurs de pétrole brut, Haoud-Berkaoui, Benkahla et Guellala, il est situé à 100 km à l'ouest de Hassi-Messaoud (Algérie). L'Albien représente la ressource essentielle en eau dans le Sahara Algérien, du point de vue potentiel et superficie. La nappe albienne s'étend sur une superficie de 600 000 km². Elle couvre tout le sud-est algérien. Cette nappe est traversée par l'ensemble des puits de reconnaissance et de production de pétrole, de gaz et une source de plusieurs instabilités, cités respectivement, dans le troisième et quatrième chapitre.

Au cours de la réalisation du puits OKN-32, un problème est survenu, due à la mauvaise cimentation qui a résulté à un effondrement du puits avec l'OKN-32 bis, qui a engendré une pollution des eaux de surface par les sels et l'écoulement des eaux profondes.

V.1. Situation géographique

Le champ de Haoud Berkaoui, est situé à l'ouest d'Ouargla (Fig.V.01), il a été découvert en 1964, il a produit de l'huile dans les grés Ordovicien se trouvant à 3200 m de profondeur. Le puits OKN-32 se situe au Sud - Ouest de la ville d'Ouargla (Fig.V.02). Les coordonnées du puits sont : 31° 46' 22" N et 05° 03' 37" E.

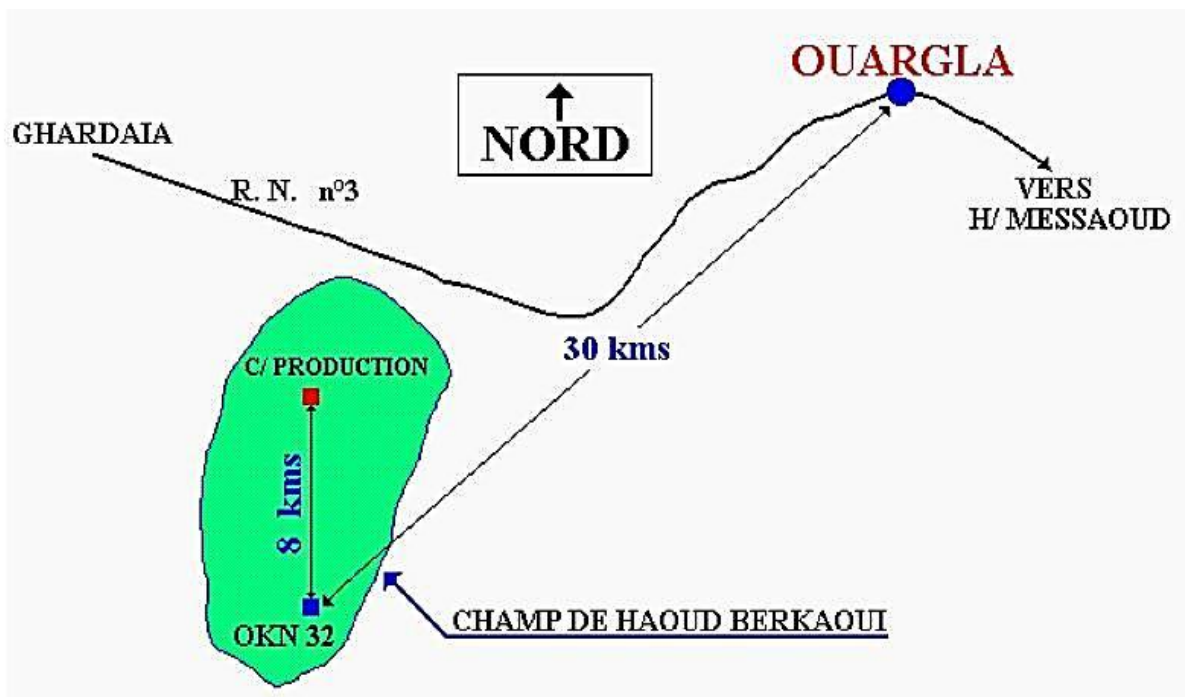


Figure.V.01 : Position de l'OKN-32 par rapport à Ouargla (Izri et al., 2005).

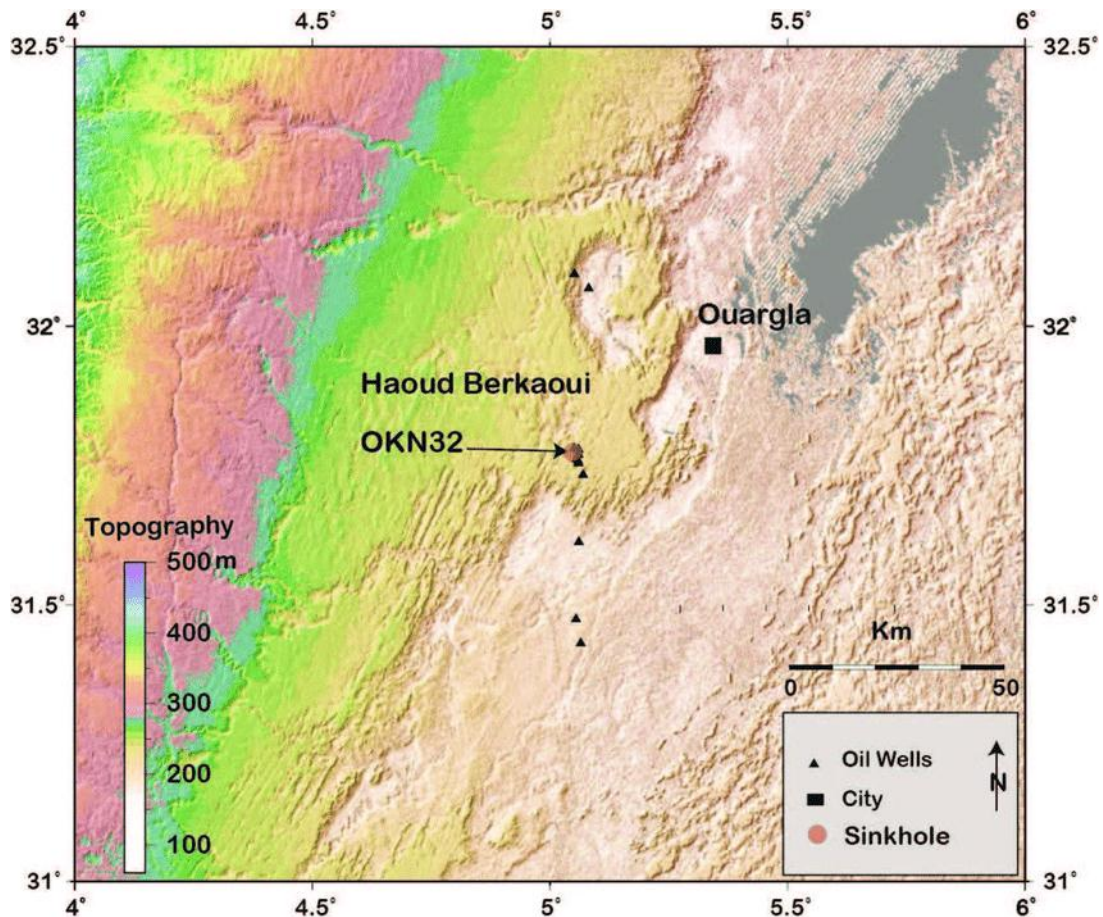


Figure.V.02 : Position du puits OKN-32 et sa topographie (Bouraoui, 2013).

V.2. Historique de l'OKN-32

En Février 1978, le forage du puits OKN-32, a mis accidentellement en contact l'aquifère éruptif du Continental intercalaire (Albo-Barrémien) et celle du complexe terminal (Sénonien carbonate). La différence de charge de ces deux nappes, a provoqué une circulation ascendante de l'eau Albienne à travers le sel Sénonien épais de 150 m (Fig.V.03), dont le débit a été évalué en 1990 entre 2500 et 2800 m³h⁻¹. L'écoulement se faisant à travers le sel du Sénonien salifère, il a créé une cavité de dissolution située entre 450 et 600 m de profondeur.

Un autre forage a été créé, prêt du OKN-32 a environ 80 m, appeler OKN-32 bis, son forage a duré du 18 juin au 22 octobre 1978, puis mis en service le 22 avril 1979, il a produit sans problème (Fig.V.04) jusqu'au 1981 ou il s'arrêta de produire, suite à son effondrement qui a été cause par l'OKN-32.

Ce dernier a engendré l'effondrement de la couche sénonienne en Octobre 1986, créant ainsi en surface, un cratère de 200 m de diamètre. L'injection massive de sel dans le Sénonien carbonate (Fig.V.05), a entraîné la pollution de cet aquifère, qui constitue

une ressource essentielle aussi bien pour l'agriculture que pour l'approvisionnement de la ville d'Ouargla (Akretche et al., 1995).

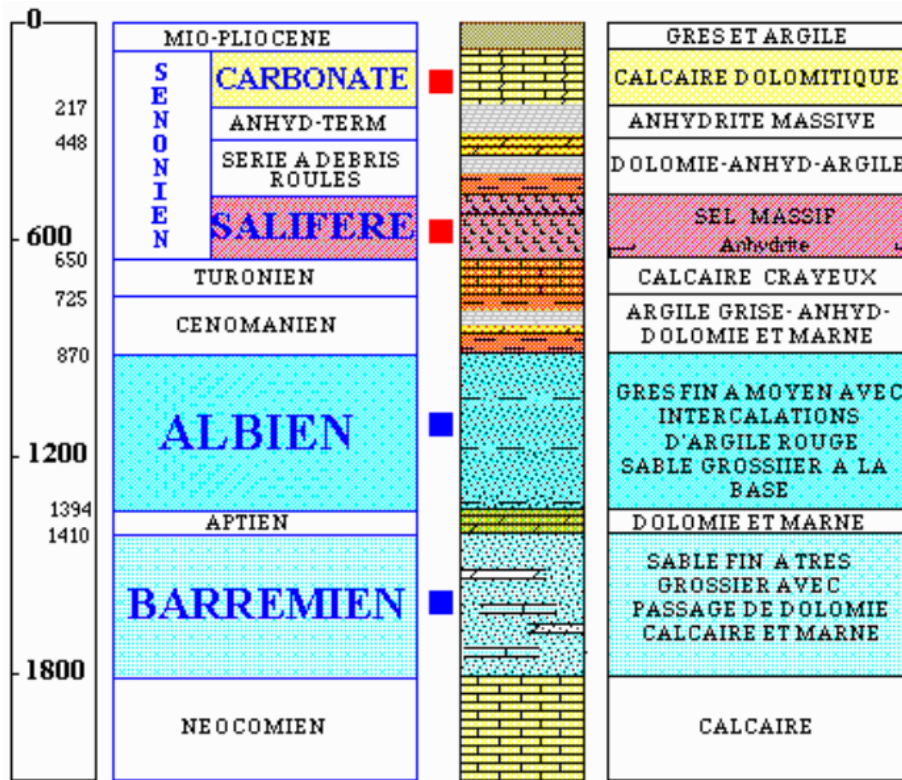


Figure.V.03 : Log litho-stratigraphique du forage OKN-32 (Izri et al., 2005).

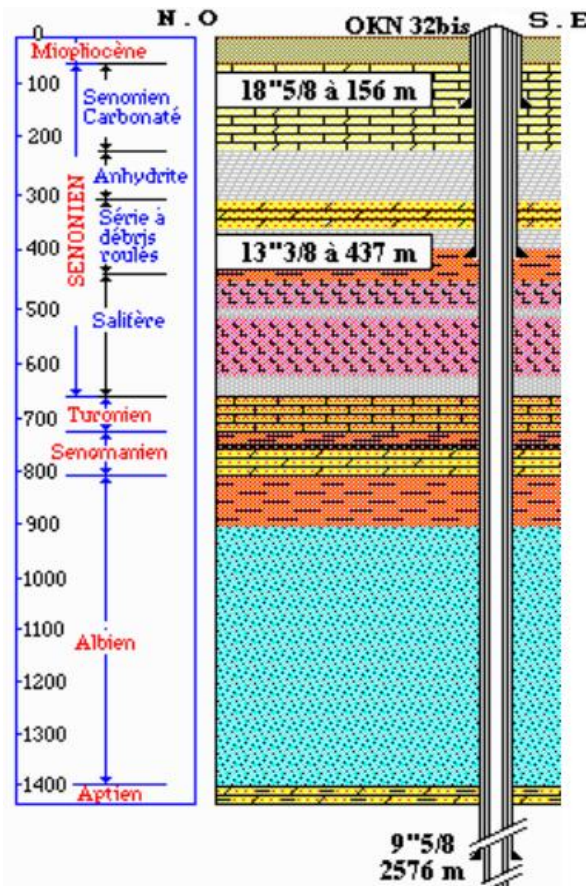


Figure.V.04 : Puits d'OKN-32 bis (Izri et al., 2005).

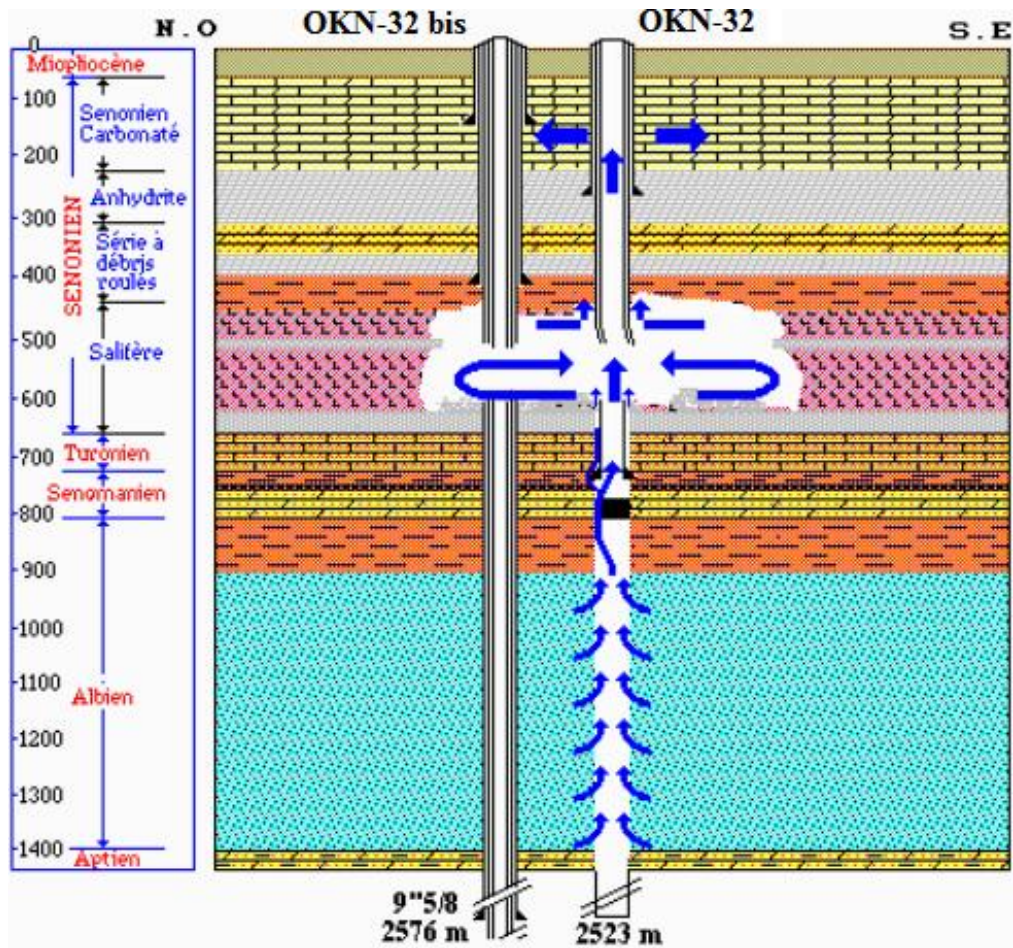


Figure.V.05 : Genèse de la cave (Izri et al., 2005, Modifié).

V.3. Les phases de forage

Les phases suivantes (Fig.V.06) ont été réalisées théoriquement :

1. Phase de forage 17" 1/2 et casing 13" 3/8 (Surface – 240 m)

Les opérations ont débuté par le forage de la phase 17" 1/2, puis la descente du casing 13" 3/8 et sa cimentation (32 T ciment) à la cote 240 mètres dans la formation du Sénonien (Anhydritique terminale).

2. Phase de forage 12" 1/4 et casing 9" 5/8 (240 – 2576 m)

L'opération de forage secondaire est la phase 12" 1/4, puis la descente du casing 9" 5/8 et sa cimentation à la cote 2576 m dans la formation du Lias anhydrite massif.

3. Phase de forage 8" 1/2 et casing 7" (2576 – 3410 m)

Une opération de forage 8" 1/2 tenté d'être réalisée, avec un casing de 7" avec une cimentation à la cote de 3410 m dans la formation des Grès B T2.

4. Phase de forage 6" et casing 4" 1/2 (3410 – 3547 m)

Dans la dernière phase qui est 6", un casing de 4" 1/2 avec une cimentation a tenté d'être réalisé à la cote de 3547 m dans la formation du Gothlandien.

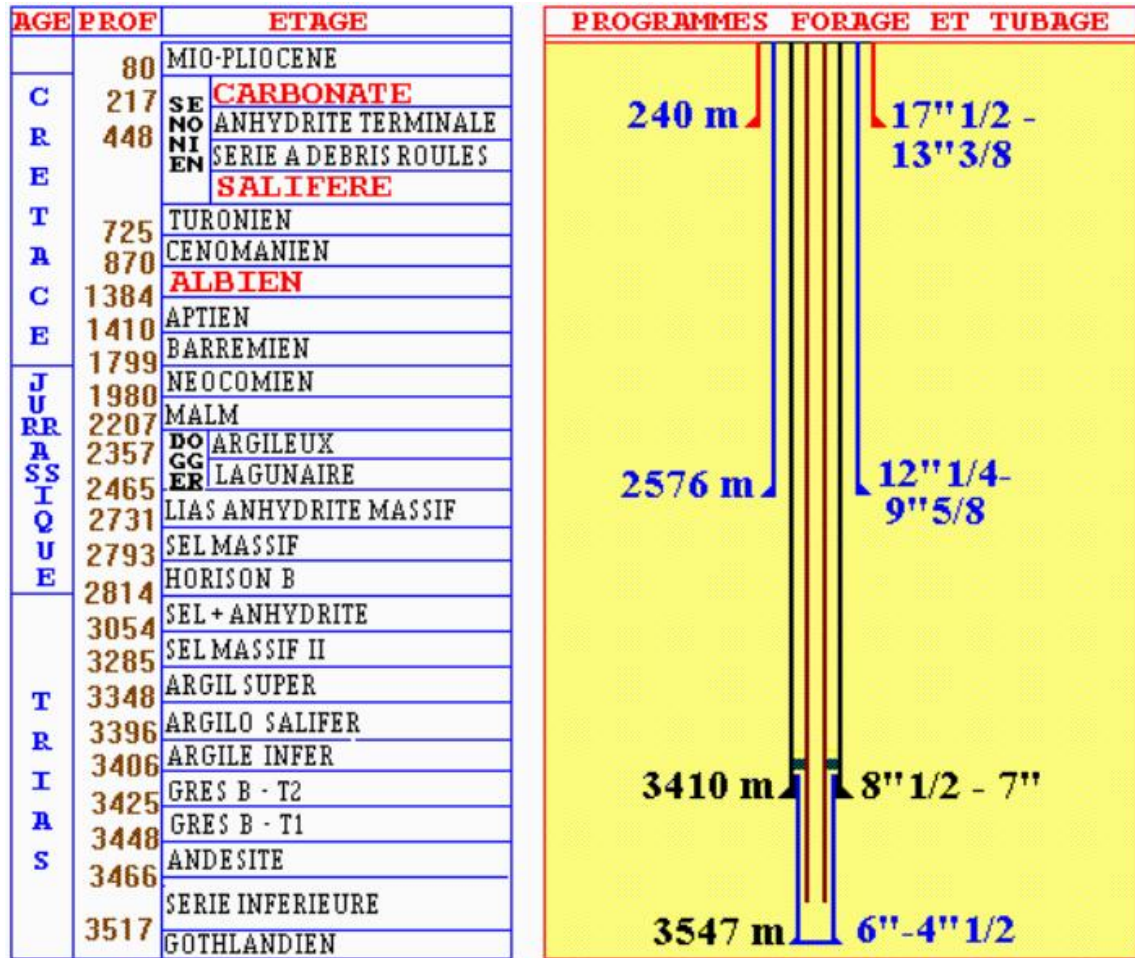


Figure.V.06 : Programme du forage du puits OKN-32 (Izri et al., 2005).

V.4. Problématique du puits OKN-32

1. Formation du cratère

Le cratère d'OKN-32 s'est formé brutalement au moment où les couches des sels sont dissolues, créant une cavité. La cavité s'agrandissant, les matériaux sus-jacents s'effondrent progressivement jusqu'au dégagement de la dalle d'anhydrite terminale. Cette dernière retenait les terrains du Sénonien carbonaté et s'est rompue, le 26 Octobre 1986, entraînant la formation d'un cratère d'environ 200 m de diamètre. Ensuite un découpage quasi-vertical du Sénonien carbonaté dont la stabilité provisoire revient à l'accumulation de débris d'éboulement dans la cheminée. Toutefois, il reste du vide qui en s'agrandissant, probablement par lessivage, peut créer de nouveaux effondrements (Fig.V.07) (Akretche et al., 1995).

Le volume de sel dissous a été évalué à $21.026 \times 10^9 \text{ m}^3$ depuis l'accident en 1978 (Bouraoui, 2013).

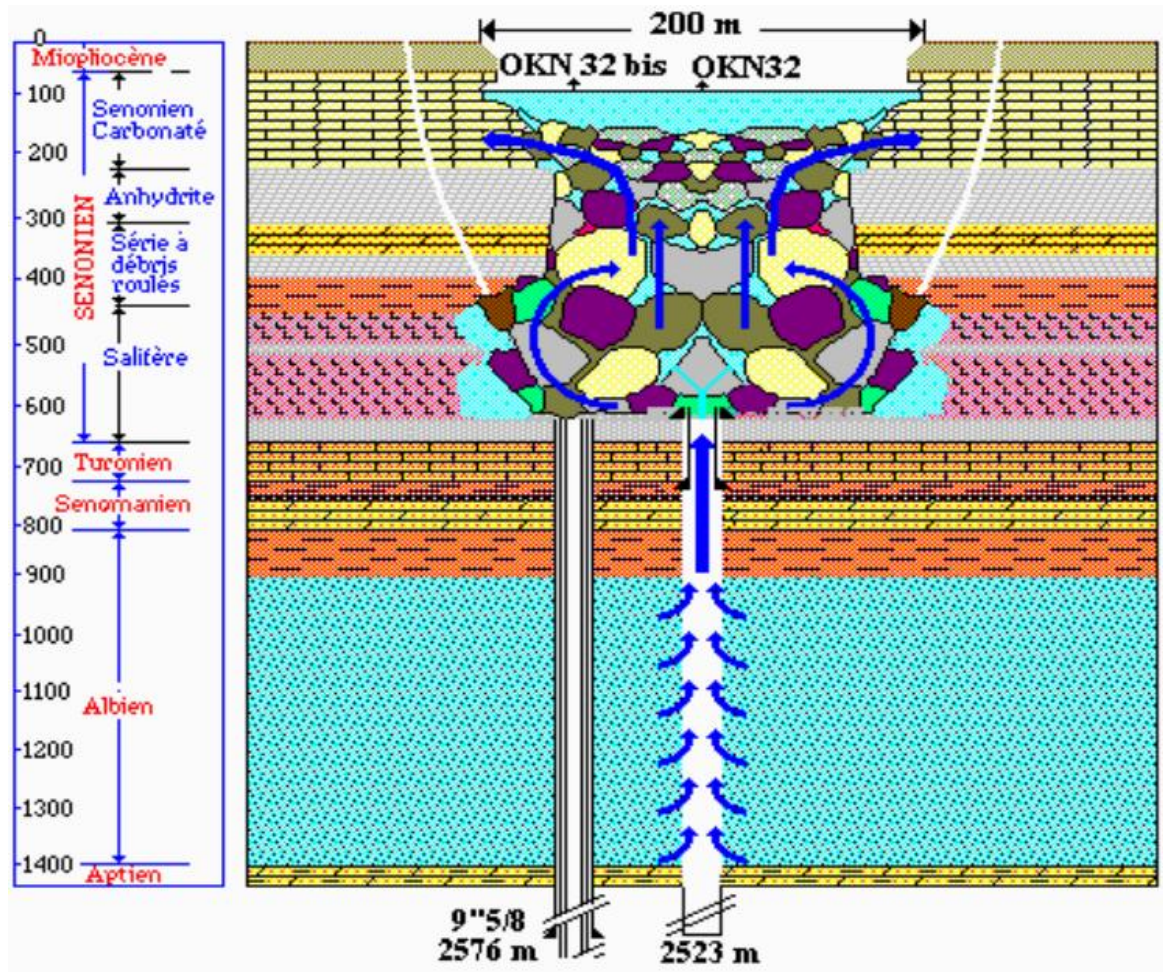


Figure.V.07 : Evolution du phénomène (Izri et al., 2005).

2. Estimation du débit de l'albien

Le forage d'un sondage de reconnaissance a fourni par des mesures de RFT (Repeat Formation Tester) le profil de pressions dans l'Albo-Barrémien et par des tests de production, la perméabilité des différentes formations rencontrées.

Le profil de débit calculé, présente une augmentation depuis la base du Barrémien jusqu'au top de l'Albien où il atteint 2000 et 2800 m^3h^{-1} selon le potentiel de référence retenu pour l'Albien.

Ce même profil montre que deux tiers de la production du puits OKN-32 reviennent à l'Albien et un tiers au Barrémien (Fig.V.08) (Akretche et al., 1995).

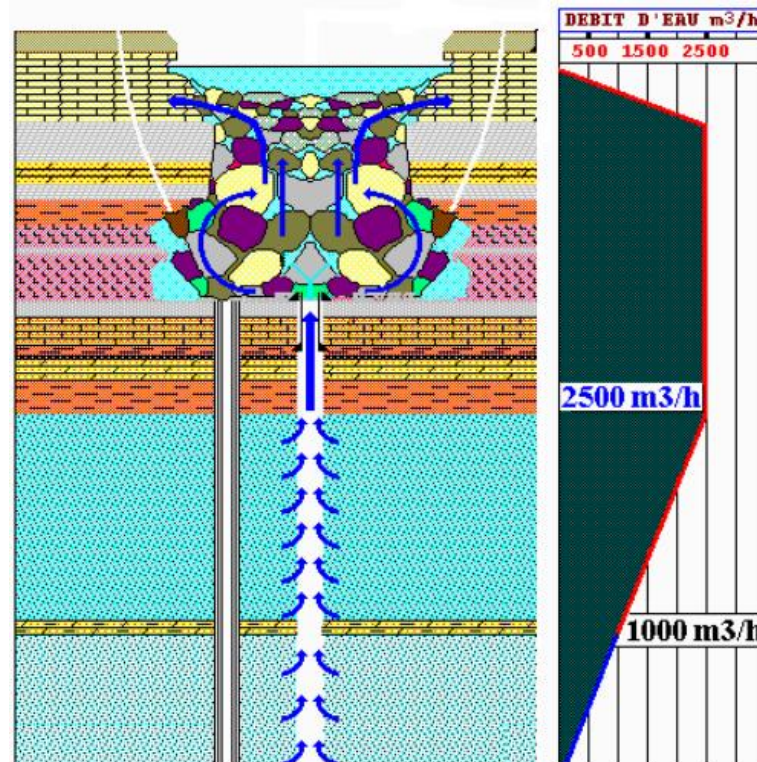


Figure.V.08 : Provenance de l'eau (Izri et al., 2005).

3. Profondeur du cratère

Le cratère (Fig.V.10, 11, 12, 13) a été exploré à l'aide d'un dispositif à ballon captif dirigé par trois treuils. Cette exploration a permis de sonder le cratère dont la profondeur est comprise entre 9 et 14 m. La cheminée entre le lac de surface et la cave, est complètement obstruée par les éboulis qui continuent de s'accumuler dans le cratère (Akretche et al., 1995). Le cratère a créé des fissures à la surface du sol. (Fig.V.09, 11)



Figure.V.09 : Fissure en surface prêt d'OKN-32 (Tedjani, 2013).



Figure.V.10 : Cratère créée par la catastrophe d'OKN-32 (Tedjani, 2013).



Figure.V.11 : vue sur la catastrophe d'OKN-32 (Tedjani, 2013).



Figure.V.12 : Cratère créée par la catastrophe d'OKN-32 (2) (Tedjani, 2013).

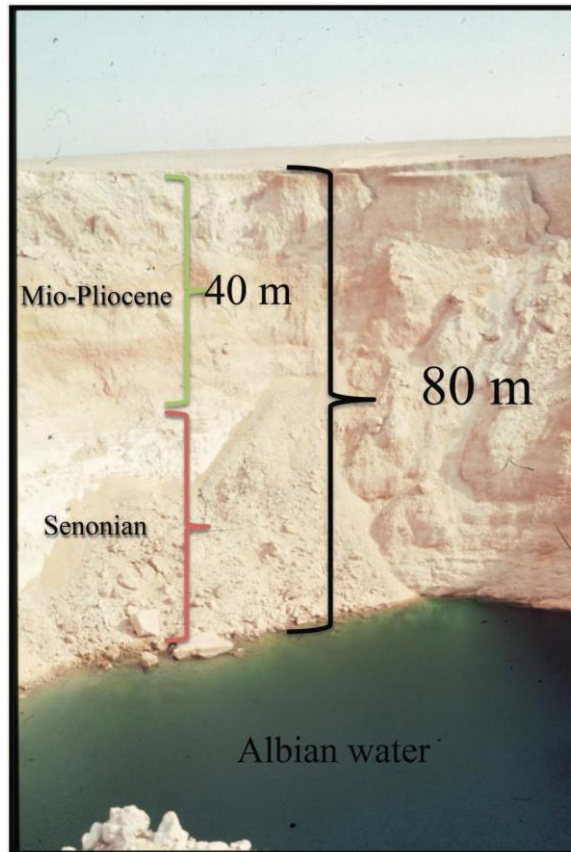


Figure.V.13 : La remonté des eaux de la nappe albien a la surface (Bouraoui, 2013).

4. Forme du cratère

a. Etude par la méthode sismique

On se basera sur les résultats de la campagne de sismique réfraction. A cause l'absence actuelle de conclusions de la sismique 3D, qui est en fait la méthode d'estimation la plus précise.

L'interprétation des profils sismiques traversant le cratère a permis d'estimer la taille de la cave (existante dans le Sénonien salifère entre les côtes 450 et 600 m). Celle-ci s'étend sur un diamètre minimal de 480 m et maximal de 740 m, dans la direction Nord-Ouest / Sud-Est et un diamètre minimal de 370 m et maximal de 620 m environ dans la direction Nord-Est / Sud-Ouest. Sa forme évasée en son sommet est due à la migration de l'eau douce vers le haut (Fig.V.14). Toutefois, il est utile de mentionner que le diamètre du cratère en surface a augmenté de 230 à 350 m durant la période s'étalant entre décembre 1987 et décembre 1994, soit une moyenne de 20 m.an^{-1} (Fig.V.15.a, b, c, d) (Akretche et al., 1995).

b. Etude par la méthode gravimétrique

L'étude gravimétrique (Fig.V.14) réalisée par ENAGEO en 1991, a mis en évidence :

- Une extension de la cavité vers le NO, réduite vers le SE et de même ampleur vers le NO - SE.
- Des extensions maximales d'environ 740 m dans la direction SO / NE.
- Une surface maximale de l'anomalie estimée à 4 000 000 m³.

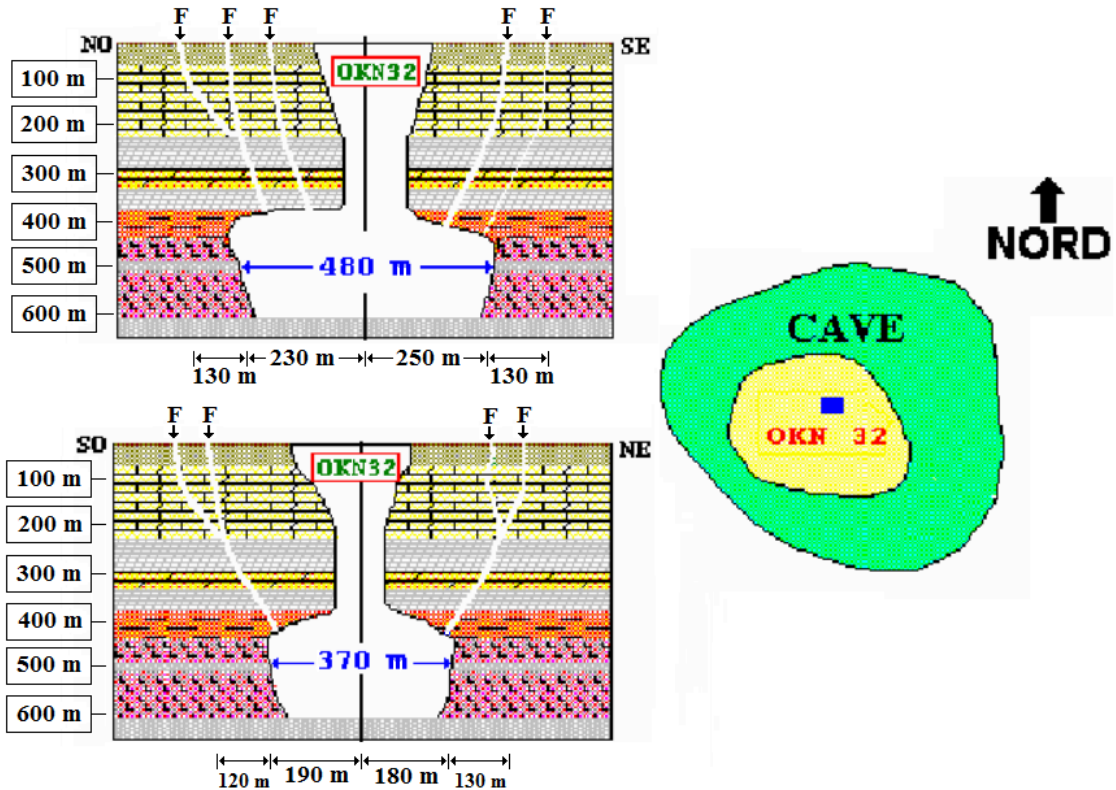


Figure.V.14 : Sismique Réfraction (gauche), Gravimétrie (droite) (Izri et al., 2005, modifier).

5. Evolution du phénomène de Berkaoui

Afin de suivre l'évolution du phénomène d'éboulement et de subsidence, il a été procédé à :

- Suivi de topographie,
- Suivi par écoute sismique,
- Suivi de résistivité (Akretche et al., 1995).

a. Suivi topographique

L'ENAGEO a régulièrement entrepris des campagnes de mesures de nivellement (Fig.V.15) sur un réseau permanent de bases géodésiques qui permettent de suivre l'affaissement des terrains environnants. Ce réseau a été complété par des mesures extenso-métriques (Fig.V.16) sur les fissures existantes. Celles-ci, font apparaître un affaissement variable des bases qui atteint pour certaines placées à 20 m d'OKN-32, 60cm en trois (3) ans (Fig.V.17. a, b, c, d) (Tableau.V.01). L'axe principal de cette subsidence est orienté NO-SE. Ce phénomène est probablement lié au tassement des

déblais qui soutiennent les abords de la cave. Par ailleurs, les mesures extenso-métriques montrent que :

- Les grandes fissures observées en surface autour du cratère, sont comprises dans une couronne d'épaisseur de 40 m.
- La fissure apparue en Octobre 1991, du côté Nord-Ouest à 520 m d'OKN-32, ne cesse de s'élargir et de s'étendre couvrant actuellement un angle de 120° soit une longueur de 1000 m.
- Le grand pan de 250 m de longueur dérivant de la fissure située à 25 m au Nord-Ouest du cratère, continue à s'affaisser. En effet, il était à 0 cm en Juin 1990, 70cm en Juin 1991, 135 cm en Juin 1993 et 250 cm en Décembre 1994.

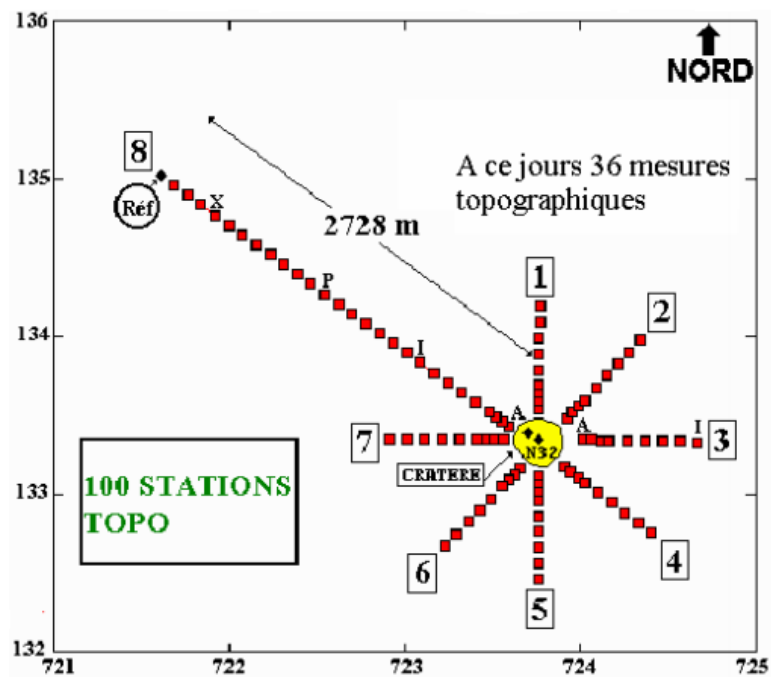


Figure.V.15 : Plan d'implantation des stations topographiques (Izri et al., 2005).

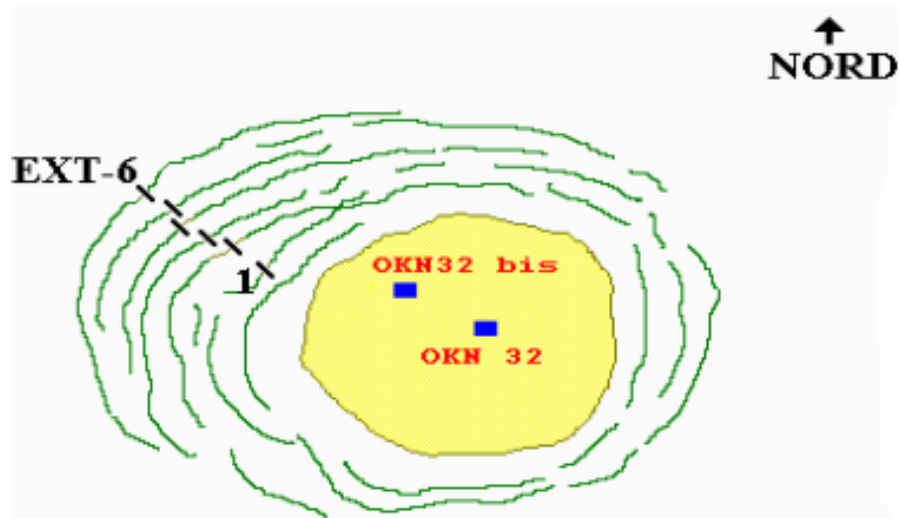


Figure.V.16 : Plan d'implantation des extenso-métriques (Izri et al., 2005).

Tableau.V.01 : Volume de la cavité, densité et sel produit en fonction des années (Akretche et al., 1995).

Année	Densité Saumure Kg / l	Volume Cavité $m^3 \cdot 10^6$	Sel produit T $\cdot 10^6$	Rayon Profondeur (m)				
				485m	515m	545m	575m	605m
1979	1.1027	1.38	2.76					
1980	1.1203	3.47	6.86	93	90	86	83	78
1981	1.1296	5.84	11.45					
1982	1.1357	8.36	16.32	146	140	134	128	119
1983	1.1400	11.00	21.40					
1984	1.1434	13.73	26.63	189	181	173	164	153
1985	1.1461	16.53	31.98					
1986	1.1483	19.37	37.43	223	214	204	193	180
1987	1.1502	22.27	42.95					
1988	1.1518	25.19	48.53	255	244	233	219	204
1989	1.1532	28.16	54.19					
1990	1.1544	31.16	59.89	285	272	259	243	225
1991	1.1555	34.16	65.61					
1992	1.1564	37.22	71.41	312	298	283	265	246

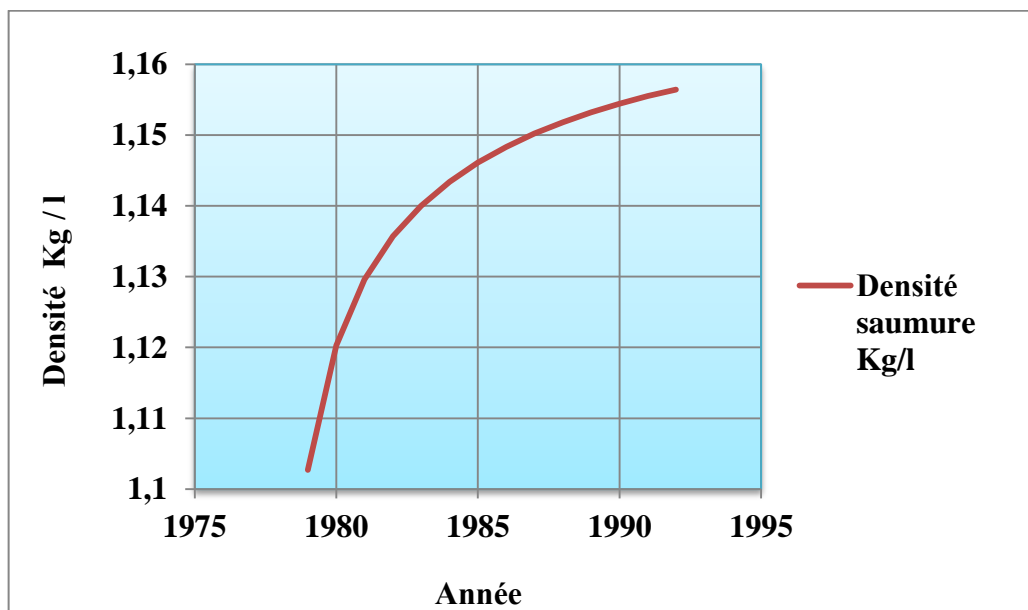


Figure.V.17.a : Densité saumure (Akretche et al., 1995).

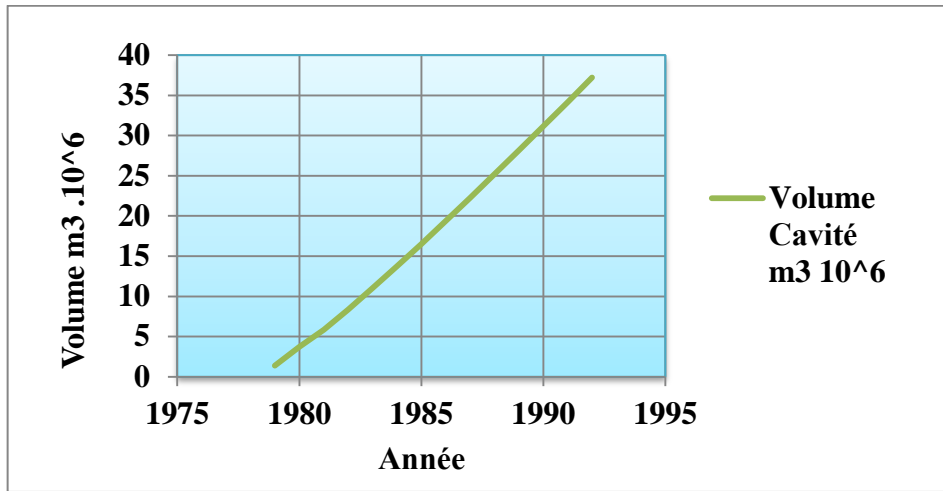


Figure.V.17.b : volume cavité (Akretche et al., 1995).

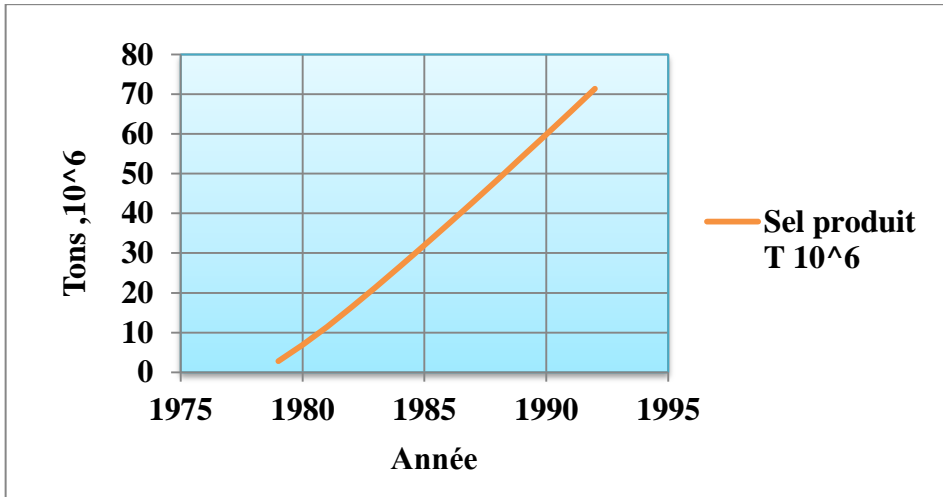


Figure.V.17.c : Sel produit (Akretche et al., 1995).

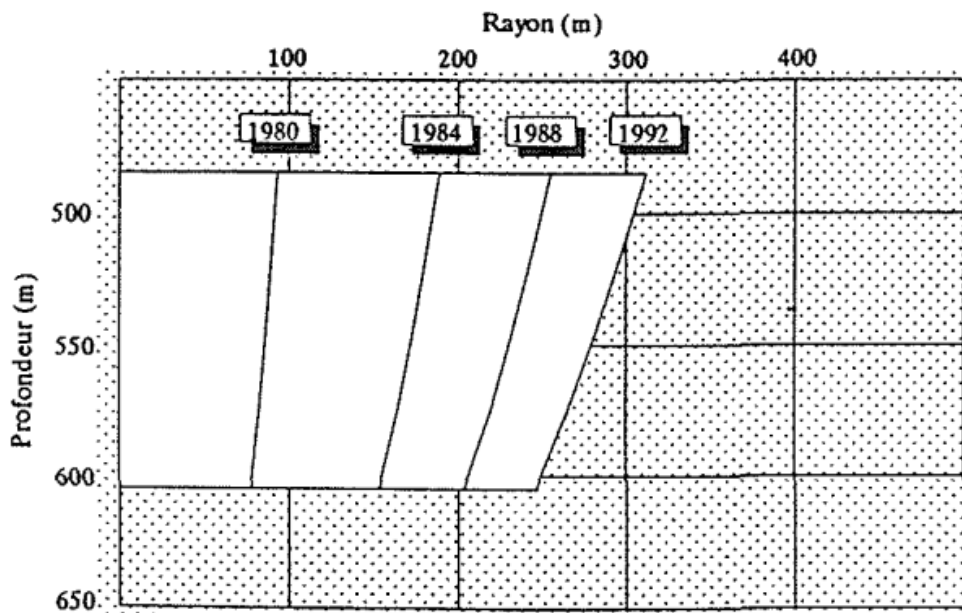


Figure.V.17.d : Rayon en fonction de la profondeur (Akretche et al., 1995).

b. Suivi par écoute sismique

Le réseau de surveillance sismique (Fig.V.18), a été installé autour du cratère en Août 1989. L'auscultation du cratère a permis de mettre en évidence l'existence d'une forte activité micro sismique due, principalement à de simples réajustements des fissures de surface dans le Mio-Pliocène et le Carbonate supérieur, essentiellement dans la partie N-O ainsi qu'à quelques décollements au niveau de la dalle d'anhydrite terminale et enfin à un petit nombre d'événements profonds en relation avec le toit du sel qui semble encore en mouvement. Les résultats d'écoute sismique sont représentés dans la (figure.V.19).

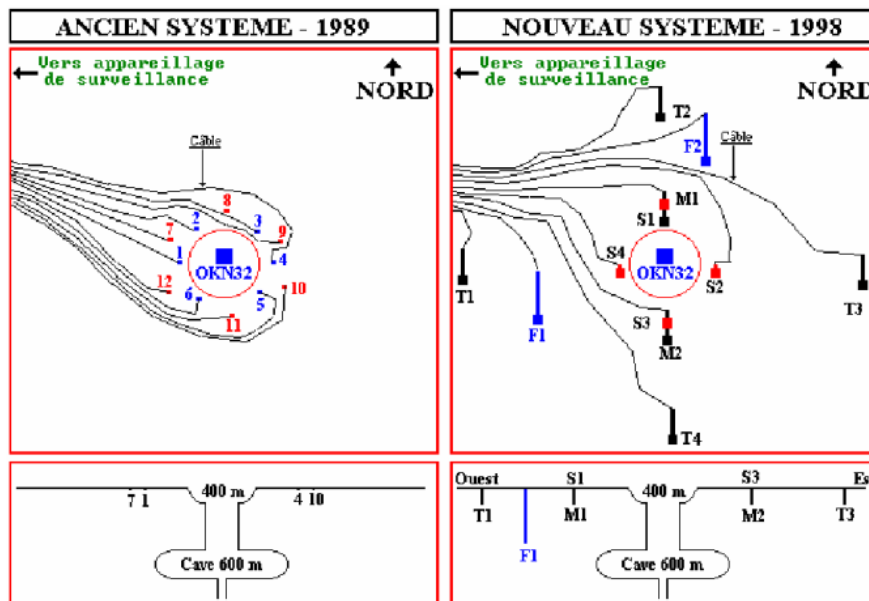


Figure.V.18 : Plan de réseau de surveillance sismique (Akretche et al., 1995).

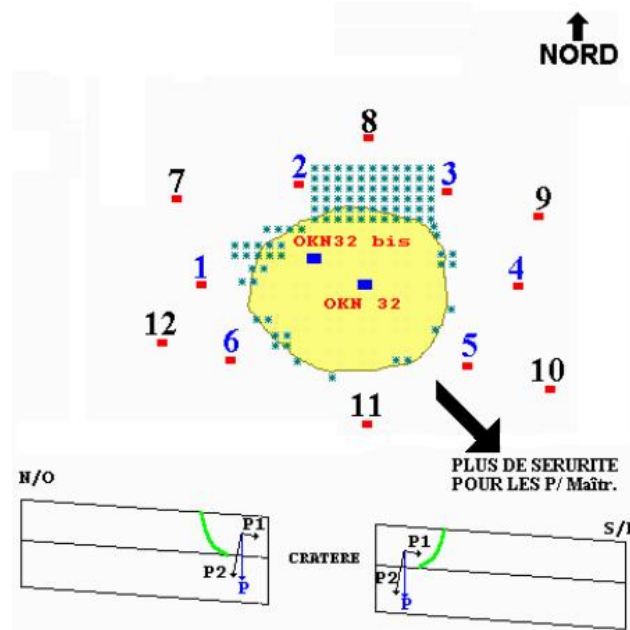


Figure.V.19 : Résultat d'écoute sismique permanente (Akretche et al., 1995).

c. Suivi de résistivité

Depuis l'effondrement en Octobre 1986, cinq campagnes de résistivité (FigV.20) ont été réalisées :

- La première effectuée en 1987, a décelé la propagation de la contamination par les eaux salées suivant les quatre directions à partir d'OKN-32 et dont les limites se situent :
 - vers le Nord, à environ 1.5 km,
 - vers l'Est, à environ 3 km,
 - vers le Sud, à environ 2.5 km,
 - vers l'Ouest à environ 1 km.
- La deuxième campagne réalisée en Mars 1988, a montré l'extension de la zone contaminée.
- La troisième campagne effectuée en 1989, a mis en évidence l'arrêt du front de contamination sur les profils et son extension sur le reste des autres profils.
- La quatrième réalisée en Mars 1990, a montré qu'il existe un avancement du front dans toutes les directions sauf la partie Ouest.
- La dernière datant de Mars 1992, a déterminé une diminution des résistivités dans la zone faiblement saturée par rapport à la quatrième campagne assimilée à la propagation de la contamination due aussi bien à l'envahissement du Sénonien lagunaire ainsi que la partie basse du Sénonien carbonate par les eaux salées, qu'à un passage latéral de faciès.

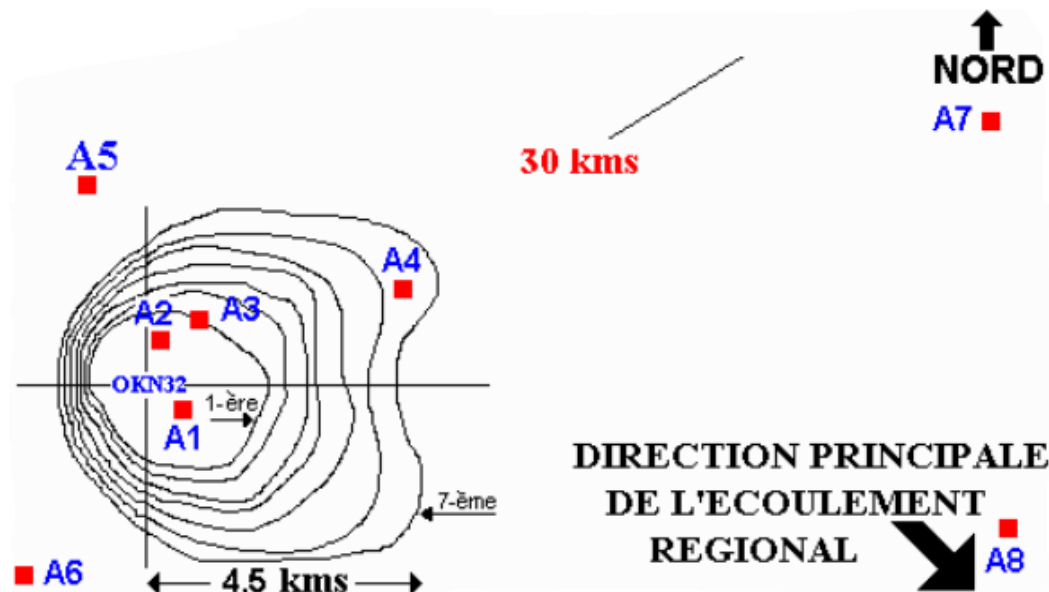


Figure.V.20 : Résultat de mesure de résistivité (Akretche et al., 1995).

Conclusion

L'étude et l'analyse des conditions de réalisation du puits pétrolier OKN-32 en 1978, traduit une cause d'effondrement due à un casing avec une cimentation et une étanchéité défailante. Cette défailance au vue de la situation du puits traversant la nappe albiennaise, a permis le contact des eaux de la nappe, provoquant une dissolution des sels des couches supérieures (dissolution des sels et élargissement de cavité).

Les conséquences résultantes de la dissolution des sels d'une couche de 170 m, à causer l'effondrement de la couche litho-statique d'une épaisseur de 400 m.

La propagation de l'affaissement est en direction NE, vers la ville d'Ouargla, la déformation du sol peut atteindre la ville d'Ouargla dans plusieurs années, si le processus ne s'arrête pas.

L'étude de la stabilité des puits montre que les causes majeures sont dues aux formations salifères et argileuses en premier lieu suivi en deuxième catégorie des formations non consolidées, fissurées ou fracturées.

La relecture des résultats de la méthode sismique, à permet d'identifier l'existence des pièges hydrocarbure et des failles. La diagraphiques utilisée dans le forage pétrolier consiste aux, gamma ray, qui donne des informations sur la présence des couches d'argile et le log sonic qui nous renseigne sur l'existence des formations denses, des formations poreuses et fracturées.

Les causes majeures en relation avec la stabilité du forage pétrolier sont :

- Les boues de forage tel que, La boues salées saturées, la Boue à base d'eau est la Boue à base d'huile, dépendent de quatre paramètres (Densité, Viscosité, Filtrat, pH), le contrôle de ces paramètres est à prendre fortement en considération le long des opérations de forage.
- Le choix du ciment (laitiers conventionnels et les systèmes spéciaux des laitiers de ciment) dépend de la température, la profondeur et la densité.

Le coincement par pression différentielle se produit lorsque la pression hydrostatique est supérieure à la pression de formation.

Le coincement mécanique peut se produire en plusieurs façons :

- Trou de serrure dans les terrains est tendre,
- Coincement par instabilité des formations argileuses. Les formations non consolidées, fracturées, mobiles ou plastique, salifère sont les causent d'éboulements. Dans ces derniers la perte de circulation est un problème non négligeable dans le bon déroulement des opérations de forage.

L'effondrement du puits OKN-32 a été causé par une étanchéité défailante du casing et de la cimentation. Cette étanchéité a permis le contact des eaux de la nappe albien avec les couches de sels supérieur, qui a provoqué la dissolution des couches de sels. Comme conséquence, une pression litho-statique de 400 m est exercée sur la couche de sel de 170 m. La propagation de l'affaissement est en direction NE, vers la ville d'Ouargla, la déformation du sol peut atteindre la ville d'Ouargla dans plusieurs année, si le processus ce n'est pas arrête.

Pour subvenir à un bon nombre des causalités de stabilité des forages pétroliers, nous déduisons les recommandations telles que les voies utiles à prendre en charge :

- Faire le maximum d'attention envers les études géologiques et géophysiques, de manière à ne rien négliger. Vu que la majorité des problèmes d'instabilité sont en relation avec ces deux disciplines.
- Veiller à l'utilisation des produits et équipements de forage adéquats, performants et modernes.
- Choisir un personnel de compétence et de qualification adéquates.
- Adapter une bonne supervision des opérations avec une vigilance optimale de l'ensemble des équipes.

Reference bibliographique

- ABDOULAYE (2010)** : Thèse Doctorat, « Contribution à la surveillance d'un processus de forage pétrolier, Paris-Tech », Institut de sciences et technologies.
- AKRETCHÉ et OKBI (1995)** : Rapport SONATRACH, « Rapport sur l'historique de l'incident d'OKN 32, à la partie du nord du Sahara Algérien », Page 107.
- ANDRIAMBOAVONJY Mamy-Rija (2008)** : Formation Doctorale, « Application combinée des méthodes sismiques réfraction et réflexion dans deux sites, Analamboatsihona et Analabe, District de Toamasina II-Région Atsinanana », P 25.
- API (1995)** : Specification for cements and materials for well cementing, API Spec. 10 A, 22nd edn, American Petroleum Institute, Washington DC (1995).
- API (2004)** : Specification 13A, Sixteenth Edition, February, ISO 13500 : 1998 (Modified), Petroleum and natural gas industries, Drilling fluid materials, specifications and tests.
- BABA HAMED Samira (2010)** : Thèse Doctorat, « Transport Des Deblais Dans Les Forages Pétroliers Cas Des Forages Inclines », Page 27.
- BALTASSAT J.M, F EJEUNE, G RICHALET (2001)** : « Détermination par sismique réfraction et sismique transparente de la structure du massif crayeux en bordure de la falaise d'Ault (80) », Page 09.
- BARKER R,D (1989)** : Depth of investigation of collinear symmetrical four-electrode arrays, Geophysics Vol. 54. NO. 8, 1031-1037 Roy, A, and Apparao. A, 1971, Depth of investigation in direct current methods : Geophysics, 36.943-959.
- BECHAR Somia (2019)** : Thèse Doctorat, « Etude et formulation d'un laitier de ciment pétrolier élaboré avec l'incorporation des additions naturelles », page 34, 42.
- BEDDOU Amina (2012)** : Mémoire fin d'étude, « Apport des méthodes géophysiques dans la caractérisation des sols », Page 54.
- BELAID, A (2005)** : Thèse Doctorat, « Modélisation tridimensionnelle du comportement mécanique de la garniture de forage dans les puits à trajectoires complexes : application à la prédiction des frottements garniture-puits », l'école nationale supérieure des mines de paris.
- BERDJA et KECHAM (2016)** : Mémoire fin d'étude, « Etudes géomécanique et fracturation hydraulique conventionnelle et conductor au niveau des réservoirs Cambriens dans le champ de Hassi-Messaoud », page 03

Référence bibliographique

- BITRI A, J PERRIN, A BEAUCE (1996)** : Rapport, « La sismique réflexion haute résolution principe et application », Page 27.
- BOUAZA Kheireddine, DJELAILA Brahim et DADI SIDI Ali (2013)** : Mémoire fin d'étude, « Optimisation des paramètres mécaniques du forage horizontal ».
- BOUDJEMA Abderrzak (2008)** : Mémoire Magister, « Etude d'impact de l'activité pétrolière sur la nappe du miocène dans le champ de Hassi-Messaoud », page 64
- BOUMIDOUNA M, TALEB. M (2017)** : Mémoire fin d'étude, « Etude des performances d'une nouvelle boue dans le forage du réservoir à HAOUA BERKAOUI - cas du puits OKN66' », Université de Boumerdes.
- BOURAOUI Seyfallah (2013)** : Thèse Doctorat, « Time Series Analysis of SAR Images using Persistent Scatterer (PS), Small Baseline (SB) and Merged Approaches in Regions with Small Surface Deformation », Page 51, 54, 70.
- CACQUERAY Benoit (2006)** : Thèse Doctorat, « Dispositifs géophysiques en laboratoire », Page 15
- CHABOUNI, DJEBABSSA M,C (1996)** : Rapport N°3 SONATRACH/CRD, « Caractérisation pétrographique et minéralogique des séries argileuses du bassin de Ghadames », Boumerdes, Algérie
- CHAPELLIER, D (1999)** : Livre, diagraphies aquifères (Diagraphies appliquées à l'hydrogéologie), page 28, 117
- Documentation de L'ENSP**
- Document ENTP (2004)** : Document Inédit, « Différents types de coincement, direction Work Over ENTP ».
- Document IAP (2008)** : Cours d'induction - Groupe DP.
- Document SONATRACH (2017)** : Division forage, formation 2017.
- DUBOIS Jacques, DIAMENT Michel, COGNE jean-pascal (2011)** : Géophysique, Page 229.
- EXON COMPANY (1989)** : Mud Logging for company use, U.S.A, 1989.
- FOURAR Karim (2007)** : Mémoire Magister, « Amélioration Des Propriétés Rhéologiques Des Fluides De Forage A Base De Biopolymères : Application Aux Puits Horizontaux », Page 11,14.
- GARCIA, C et PARIGOT, P (1968)** : Boues de Forage. Institut Français du Pétrole (I.F.P), société des éditions Technip.
- GHALEM Khaled (2015)** : Mémoire Magister, « Etude et optimisation de la vitesse d'avancement d'un outil de forage », Page 04.

Référence bibliographique

- GIROUX Bernard (2011)** : Cours de la sismique réflexion, Techniques géophysiques de haute résolution (Sismique réflexion), Ecole Polytechnique de Montréal.
- GIROUX Bernard (2011)** : Méthodes sismiques.
- HACINI Youcef (2006)** : Thèse Doctorat, Application des méthodes géophysiques à l'étude de deux sites (Kappelen et Grenchen) de l'aquifère poreux complexe du Seeland, Page 9, 11.
- HADJ KOUIDER, M (2014)** : Support de cours, Diagraphies Différées notions théoriques de base, Page 22.
- HAMAI, L (2016)** : Cours d'études d'électrique. Physique du globe, UKM.
- HAMRIOUI Mohamed FSEIL Sidali (2017)** : Mémoire fin d'étude, « Effet de la CemCRETE sur les propriétés physicomécaniques et rhéologiques d'un laitier de ciment destiné à la cimentation des puits pétroliers », Page 35, 36, 38.
- <https://www.emsahara.com/?p=8103> : Camion de la compagnie Polonaise Geofizyka-krakow
- <https://www.directindustry.fr/prod/sercel-inc/product-137881-1920062.html> : Géophone Vertical SG-5
- <http://www.drillingformulas.com/fractured-formation-causes-stuck-pipe/> : Stuck Pipe
- IZRI et SKANDER (2005)** : Rapport de SONATRACH, « Présentation du phénomène de BERKAOUI, cratère d'effondrement du puits OKN 32, Colloque International sur les Ressources en Eau Souterraines dans le Sahara (CIRESS), Ouargla »
- JOHN W, LEE (2009)** : Stuck pipe cause, solution & prévention, jan 2009.
- KAPLAN Julia (2003)** : Thèse Doctoral, école des mines de paris, « Modélisation tridimensionnelle du comportement directionnel du système de forage rotary ».
- KHODJA Mohamed (2008)** : Thèse Doctorat, « Etude des performances et considérations environnementales », Toulouse – France, Page 11.
- LAGABRIELLE, Richard (1996)** : Géophysique appliquée au génie civil, Techniques de l'ingénieur Volume C2, imprimerie Strasbourgeoise, Paris, page 40 - 48.
- LAGABRIELLE Richard (2008)** : Livre, Géophysique appliquée au génie civil, P 13.
- LOUKIL Leila (2016)** : Thèse Doctorat, « Énergie, environnement et développement durable en Algérie étude de cas de la région de Hassi-Messaoud », Page 174.
- MILI Saoussen, KAOUANE Housseyn (2014)** : Mémoire Fin d'étude, « Conception et réalisation d'un système de prévention des « Stuck Pipe », Hassi-Messaoud, ESI ».
- MWAMBA Tshibi-Tshiabu (2010)** : Mémoire d'ingénieur, étude hydro-géophysique de l'infiltration dans un remblai hétérogène urbain, Page 26.

Référence bibliographique

- NACEF Ali (2015)** : Mémoire Magister, « Modélisation de la vitesse d'avancement de l'outil de forage, cas du champ d'ahnet puits TGR-1 et THN-1, phase 8" 1/2 et 6" », Page 52.
- NAFTOGAZ (2011)** : Petroleum Institute, ALGERIA « WELL CONTROL COURS »
- Naim, O et Mustapha, M.S (2010)** : Thèse d'ingénieur, « Etude du coincement dans la phase 12"1/4, cas du puits ttds#2 dans la région d'In Aménas », Université Boumerdes.
- NEDILJKA Gaurina-Medimurec, BORIVOJE Pašić (2007)** : Article in Rudarsko Geolosko Naftni Zbornik, Wellbore instability : Causes and consequences, P 88, 89.
- NGUYEN J.P (1993)** : Livre, « Le Forage, Editions TECHNIP ».
- OLIVIER, MAGNIN (2005)** : Guide Sismique réfraction.
- PARASNIS D.S (1986)** : Principles of applied geophysics, Fourth Edition, Chapman and Hall Editions, London, New-York, 236 p.
- Publications API (1998)** : The Drilling Fluids Engineering Manual.
- RABIA Hussain (2002)** : Well Engineering & Construction.
- RALAIARISON (2018)** : Mémoire fin d'étude, « étude de prospect pétrolier par la méthode sismique dans la zone BEMARAHA du bassin sédimentaire de MORONDAVA nord », Page 49.
- Rapport d'étude DRS (2015)** : « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures », Institut national de l'environnement industriel et des risques (Direction des Risques du Sol), Page 40, 36 et 52.
- Rapport interne SONATRACH (1990 - 1995)** : Suivi de l'évolution de l'effondrement d'Okn32. Division production 1990, 1992, 1994, 1995.
- Rapport SONATRACH (2014)** : Rapport d'implantation, fin de sondage et log.
- REYNOLDS J.M (1997)** : An introduction to Applied and Environmental Geophysics, Edition WILEY, P 209-414
- RIANE, R (2015)** : Thèse Doctorat, « Contribution à la synthèse d'observateur adaptatif à entrées inconnues d'un système de forage rotary : simulations sous labview », P 06.
- SAADA, D (2013)** : Mémoire Magister, « Choix des paramètres de forage et la minimisation du temps non productif au cours de forage Cas : Hassi Messaoud », Univ Ouargla 2013.
- SAROUKH Mustapha (2005)** : Cours de méthode de forage.
- SCHLUMBERGER Document (2009)** : Log Interprétation Charts.

Référence bibliographique

SCHLUMBERGER (1998-2001) : The Drilling Fluids Engineering Manual, Chapitre 1-7-10-15-16.

SERRA Oberto (1979) : Diagraphie différées (base de l'interprétation), Tome 01 : Acquisition des données diagraphiques, Bull Cent, Rech Explor, Prod, Elf Aquitaine, 327p, 360 fig, 36 tabl.

SERRA Oberto (1984): Fundamentals of well-log interpretation (The acquisition of logging data).

SONATRACH DF : Données de l'administration de SONATRACH Division Forage.

TEDJANI Karim (2013) : Article publié en 25 juillet 2013, « l'effondrement d'un forage réalisé en 1978 menace de polluer les eaux d'Ouargla, l'un des plus grand oasis sahariens », par boris razon.

WEC (2007) : SCHLUMBERGER and SONATRACH, Page 10.

YAHIAOUI (2010) : Mémoire Magister, « Analyse complexe et évaluation des programme des puits en short radius et horizontaux a Hassi-Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud », Page 13.