



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

Analyse de stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

Présenté et soutenu par

- ✓ Abdelmalek ABDELKARIM
- ✓ Abdechafi YAKOUBI

Devant le jury:

	Grade	Etablissement
Président :	Yacine BAREH	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Encadreur :	Ali HAMDANE	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Co-encadreur :	/	Université Larbi Tebessi - Tébessa
Examineurs :	Faouzi MEBROUK	Université Larbi Tebessi - Tébessa

Promotion 2019-2020



Année universitaire : 2019-2020

Tébessa le : 24/09/2020

Lettre de soutenabilité

Noms et prénoms des étudiants :

1. ABDELKARIM Abdelmalek

2. YAKOUBI Abbdechafi

Niveau : **Master 2.**

Option : **Géotechnique.**

Thème : **Analyse de stabilité d'un puits pétrolier par technique inverse.**

Nom et prénom de l'encadreur : **HAMDANE Ali.**

Chapitres réalisés	Signature de l'encadreur
Chapitre I : Généralités sur le domaine pétrolier.	
Chapitre II : Généralités sur les forages pétroliers.	
Chapitre III : stabilité des puits pétroliers.	
Chapitre IV : Contexte géologique et présentation du puits HRE209.	
Chapitre V : Calcul de stabilité du puits HRE209.	

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،

السيد (ة) : عبد الكريم عبد المالك
الحامل لبطاقة التعريف الوطنية رقم : 357271
المسجل بمعهد : المناجم
الصفة : طالب، أستاذ باحث، باحث دائم : طالب
و الصادرة بتاريخ : 2011/10/13
قسم : المناجم والجيوتكنولوجيا
و المكلف بانجاز أعمال بحث (مذكرة التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، أطروحة دكتوراه)، عنوانها :
Analyse de stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

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

التاريخ 2020/09/27

إمضاء المعني (ة)

28 جويلية 2020



عن رئيس المجلس العلمي
و يتفه بعض منه
إمضاء : بلال فتحي
هون الإدارة الإقليمية

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، أستاذ باحث، باحث دائم: طالب
و الصادرة بتاريخ: 2015/07/23
قسم : المناجم والجيوتكنولوجيا

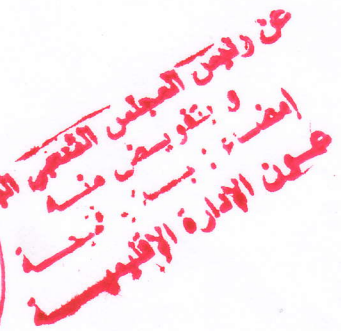
السيد (ة): يعقوبي عبد الشافي
الحامل لبطاقة التعريف الوطنية رقم: 315292
المسجل بمعهد: المناجم

و المكلف بانجاز أعمال بحث (مذكرة التخرج، مذكرة ماستر، مذكرة ماجستير، أطروحة دكتوراه)، عنوانها :
Analyse de stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

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

التاريخ: 2020/09/27
امضاء المعني (ة)




عن رئيس المجلس العلمي البلدي
و بتفويض منه
امضاء: 
صالح الإدارة الإقليمية

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة العربي التبسي - تبسة

مقرر رقم 4/2020 مؤرخ في 21/05/2020 يتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة ماستر.

إن مدير جامعة العربي التبسي - تبسة،

- بمقتضى القرار الوزاري رقم 351 المؤرخ في 29 أوت 2019 والمتضمن تعيين السيد بودلاعة عمار

مديرا بالنيابة لجامعة العربي التبسي - تبسة،

- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم: 12-363 المؤرخ في 8 أكتوبر 2012، المعدل والمتمم للمرسوم التنفيذي

رقم 09-08 المروج في: 04 جانفي 2009 والمتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي - تبسة،

- 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 المادتان 10 و 11 منه،

- وبموجب القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015 والمتضمن تأهيل جامعة العربي التبسي - تبسة

لضمان التكوين لنيل شهادة الماستر تخصص جيو تفتي بعنوان السنة الجامعية 2019 / 2020،

- وبعد الاطلاع على محضر المجلس العلمي لمعهد المناجم المؤرخ في 20/05/2020،

يقرر ما يأتي:

المادة الأولى: تُعيّن بموجب هذا المقرر لجنة مناقشة مذكرة الماستر المحضرة من طرف الطالب (ة):

يعقوبي عبد الشافي، المولود (ة) بتاريخ 1995/06/07 ب برج عمر إدريس - إليزي، والموسومة ب

Analyse de la stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

والمسجل (ة) بمعهد المناجم

المادة 2: تتشكل اللجنة المشار إليها في المادة الأولى من الأعضاء الآتي ذكرهم:

رقم	الاسم واللقب	الرتبة	مؤسسة الانتماء	الصفة
1	ياسين براح	أستاذ محاضر - ب	جامعة العربي التبسي - تبسة	رئيسا
2	علي حمدان	أستاذ مساعد - أ	جامعة العربي التبسي - تبسة	مشرفا
3	فوزي مبروك	أستاذ مساعد - أ	جامعة العربي التبسي - تبسة	ممتحنا

المادة 3: يكلف رئيس قسم المناجم والجيوتكنولوجيا بتنفيذ هذا المقرر الذي يُسلم نسخة عنه إلى كلّ من الطالب

المعني والمشرف على المذكرة وأعضاء لجنة المناقشة فور توقيعه.

المادة 4: تحفظ نسخة عن هذا المقرر في الملف البيداغوجي للطالب المعني، وينشر في النشرة الرسمية

لجامعة العربي التبسي - تبسة.

حُرر بتبسة، في: 21/05/2020

عن المدير، وبتفويض منه

مدير المعهد

مدير معهد المناجم بالنيابة
ب. بوليس زويير



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة العربي التبسي - تبسة

مقرر رقم 289 مؤرخ في 2020/05/21 يتضمن الترخيص بمناقشة مذكرة ماستر.

إن مدير جامعة العربي التبسي - تبسة،
- بمقتضى القرار الوزاري رقم 351 المؤرخ في 29 أوت 2019 والمتضمن تعيين السيد بودلاعة عمار
مديرا بالنيابة لجامعة العربي التبسي - تبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم: 12-363 المؤرخ في 8 أكتوبر 2012، المعدل والمتمم للمرسوم التنفيذي
رقم 08-09 المروج في: 04 جانفي 2009 والمتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي - تبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم 08-265 المؤرخ في 17 شعبان عام 1429 الموافق 19 غشت سنة 2008 الذي
يحدد نظام الدراسات للحصول على شهادة الليسانس وشهادة الماستر وشهادة الدكتوراه، لاسيما المادة 9 منه،
- وبموجب القرار رقم 362 المؤرخ في 09 جوان 2014 الذي يحدد كفاءات إعداد ومناقشة مذكرة الماستر، لاسيما
المادة 7 منه،
- وبموجب القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015 والمتضمن تأهيل جامعة العربي التبسي - تبسة
لضمان التكوين لنيل شهادة الماستر تخصص جيوتقني بعنوان السنة الجامعية 2019 / 2020،
- وبموجب المقرر رقم 254 المؤرخ في 2020/05/21 والمتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة الماستر،
- وبعد الاطلاع على تقرير لجنة المناقشة المؤرخ في 2020/05/21،
يقرر ما يأتي:
المادة الأولى: يُرخصُ للطلاب (ة) يعقوبي عبد الشافي، المولود (ة) بتاريخ 1995/06/07 ب برج عمر
إدريس - إليزي، بمناقشة مذكرة الماستر والموسومة ب

Analyse de la stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

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 الملف البيداغوجي للطلاب المعني وينشر في النشرة الرسمية
لجامعة العربي التبسي - تبسة.

حُرر بتبسة، في: 2020/05/21

عن المدير، ويتفويض منه

مدير المعهد



Handwritten signature of the Director of the Institute, overlaid on the official stamp.

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة العربي التبسي - تبسة

مقرر رقم 332 مؤرخ في 2020/05/21 يتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة ماستر.

إن مدير جامعة العربي التبسي - تبسة،
- بمقتضى القرار الوزاري رقم 351 المؤرخ في 29 أوت 2019 والمتضمن تعيين السيد بودلاعة عمار مديرا بالنيابة لجامعة العربي التبسي - تبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم: 12-363 المؤرخ في 8 أكتوبر 2012، المعدل والمتمم للمرسوم التنفيذي رقم 08-09 المروج في: 04 جانفي 2009 والمتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي - تبسة،
- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم 08-265 المؤرخ في 17 شعبان عام 1429 الموافق 19 غشت سنة 2008 الذي يحدد نظام الدراسات للحصول على شهادة الليسانس وشهادة الماستر وشهادة الدكتوراه، لاسيما المادة 9 منه،
- وبموجب القرار رقم 362 المؤرخ في 09 جوان 2014 الذي يحدد كفاءات إعداد ومناقشة مذكرة الماستر، لاسيما المادتان 10 و 11 منه،
- وبموجب القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015 والمتضمن تأهيل جامعة العربي التبسي - تبسة لضمان التكوين لنيل شهادة الماستر تخصص جيوتقني بعنوان السنة الجامعية 2019 / 2020،
- وبعد الاطلاع على محضر المجلس العلمي لمعهد المناجم المؤرخ في 2020/05/20،
يقرر ما يأتي:

المادة الأولى: تُعيّن بموجب هذا المقرر لجنة مناقشة مذكرة الماستر المحضرة من طرف الطالب (ة):

عبد الكريم عبد المالك، المولود (ة) بتاريخ 18/02/1996 ب تبسة، والموسومة ب

Analyse de la stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

والمسجل (ة) بمعهد المناجم

المادة 2: تتشكل اللجنة المشار إليها في المادة الأولى من الأعضاء الآتي ذكرهم:

رقم	الاسم واللقب	الرتبة	مؤسسة الانتماء	الصفة
1	ياسين براح	أستاذ محاضر - ب	جامعة العربي التبسي - تبسة	رئيسا
2	علي حمدان	أستاذ مساعد - أ	جامعة العربي التبسي - تبسة	مشرفا
3	فوزي مبروك	أستاذ مساعد - أ	جامعة العربي التبسي - تبسة	ممتحنا

المادة 3: يكلف رئيس قسم المناجم والجيوتكنولوجيا بتنفيذ هذا المقرر الذي يُسلم نسخة عنه إلى كل من الطالب المعني والمشرّف على المذكرة وأعضاء لجنة المناقشة فور توقيعه.

المادة 4: تحفظ نسخة عن هذا المقرر في الملفّ البيداغوجي للطلاب المعني، وينشر في النشرة الرسمية لجامعة العربي التبسي - تبسة.

حرر بتبسة، في: 2020/05/21

عن المدير، وبتفويض منه

مدير المعهد

مدير معهد المناجم بالنيابة
عبد المكي زبيبي



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

جامعة العربي التبسي - تبسة

مقرر رقم 288 مؤرخ في 2020/05/21 يتضمن الترخيص بمناقشة مذكرة ماستر.

إن مدير جامعة العربي التبسي - تبسة،

- بمقتضى القرار الوزاري رقم 351 المؤرخ في 29 أوت 2019 والمتضمن تعيين السيد بودلاعة عمار

مديرا بالنيابة لجامعة العربي التبسي - تبسة،

- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم: 12-363 المؤرخ في 8 أكتوبر 2012، المعدل والمتمم للمرسوم التنفيذي

رقم 09-08 المروج في: 04 جانفي 2009 والمتضمن إنشاء جامعة العربي التبسي - تبسة،

- وبمقتضى المرسوم التنفيذي رقم 08-265 المؤرخ في 17 شعبان عام 1429 الموافق 19 غشت سنة 2008 الذي

يحدد نظام الدراسات للحصول على شهادة الليسانس وشهادة الماستر وشهادة الدكتوراه، لاسيما المادة 9 منه،

- وبموجب القرار رقم 362 المؤرخ في 09 جوان 2014 الذي يحدد كفايات إعداد ومناقشة مذكرة الماستر، لاسيما

المادة 7 منه،

- وبموجب القرار رقم 1080 المؤرخ في 13 أكتوبر 2015 والمتضمن تأهيل جامعة العربي التبسي - تبسة

لضمان التكوين لنيل شهادة الماستر تخصص جيوتقني بعنوان السنة الجامعية 2019 / 2020،

- وبموجب المقرر رقم 253 المؤرخ في 2020/05/21 والمتضمن تعيين لجنة مناقشة مذكرة الماستر،

- وبعد الاطلاع على تقرير لجنة المناقشة المؤرخ في 2... ميسر... 2020...،

يقرر ما يأتي:

المادة الأولى: يُرخصُ للطالب (ة) عبد الكريم عبد المالك، المولود (ة) بتاريخ 18/02/1996 ب تبسة،

بمناقشة مذكرة الماستر والموسومة ب

Analyse de la stabilité d'un puits pétrolier par la technique inverse

المادة 2: يكلف رئيس قسم المناجم والجيوتكنولوجيا بتنفيذ هذا المقرر الذي يسلم نسخة عنه إلى الطالب

المعني بالمناقشة وأعضاء لجنة المناقشة فور توقيعه، وبضمن نشره عبر فضاءات المؤسسة المادية والرقمية.

المادة 3: تُحفظ نسخة عن هذا المقرر ضمن الملف البيداغوجي للطالب المعني وينشر في النشرة الرسمية

لجامعة العربي التبسي - تبسة.

حُرر بتبسة، في: 2020/05/21

عن المدير، وبتفويض منه

مدير المعهد



مدير المعهد بالمنجم بالنيابة
عولمي زويير



Dédicace

Nous consacrons ce Modest
travail à :

Nos chers parents

Nos sœurs et nos frères

Toutes nos familles

Tous nos amis

Remercîment

Nous tenons à remercier en premier lieu et avant tout ALLAH le tout puissant, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir notre travail dans les meilleures conditions.

Nous tenons à remercier notre encadreur Mr. Ali Hamdane

Sans oublier Mr. Hamioudé Hicham pour son aide très précieuse, nous remercions vivement et infiniment, toute l'équipe de de la division EP et boucau plus l'équipe de service géologie .

Enfin, nos pensées à tous ceux qui nous ont aidé pour la réalisation de ce modeste travail

Résumé

Résumé

Plusieurs problèmes menacent les puits pétroliers; ces problèmes influent sur la stabilité de ces derniers. Les paramètres qui influent sur la stabilité du forage sont principalement des facteurs géomécaniques liés à des causes hydrauliques et chimiques.

L'instabilité du forage dans le domaine pétrolier est bien définie comme la condition indésirable d'une section du trou foré qui ne conserve pas sa taille, sa forme ou son intégrité structurelle, entraînant par conséquent l'opération de forage dans des problèmes et des difficultés majeurs, qui entraîneront des coûts supplémentaires et un temps non productif.

Dans ce mémoire, nous avons étudié la stabilité d'un puits pétrolier en utilisant le logiciel Techlog 2015 pour calculer les paramètres géomécaniques, utiliser dans les calculs et l'étude des différents types des contraintes, des déformations et la pression dans le site du puits HRE209.

Les résultats indiquent que le puits est généralement stable. À part quelques problèmes occasionnels tels que les effondrements des parois et les rétrécissements.

- **Les mots clés**

Puits pétrolier ; géomécaniques ; le forage ; domaine pétrolier ; la stabilité.

ملخص

تهدد آبار النفط عدة مشاكل. هاته المشاكل تؤثر على استقرار هاته الأخيرة. العوامل التي تؤثر على استقرار البئر هي في الأساس عوامل جيوميكانيكية مرتبطة بأسباب هيدروليكية وكيميائية. يتم تعريف عدم استقرار البئر في المجال البترولي على أنه الحالة الغير مرغوب فيها لقسم من البئر لا يحتفظ بحجمه أو شكله أو سلامته الهيكلية ، مما يؤدي إلى مشاكل وصعوبات كبيرة اثناء عملية الحفر ينتج عنها تكاليف إضافية ووقت غير منتج.

في هاته المذكرة قمنا بدراسة استقرار بئر النفط HRE209 باستعمال برنامج Techlog 2015 لحساب العوامل الجيوميكانيكية من اجل استخدامها في حساب انواع الاجهادات والتشوهات والضغوط المختلفة في موقع البئر . النتائج المتحصل عليها بينت ان حالة البئر في العموم مستقرة. ما عدا بعض المشاكل كالانهيارات او التضيق على مستوى جدار البئر.

- **الكلمات المفتاحية**

بئر بترولي ; جيوميكانيك ; الحفر ; المجال البترولي ; الاستقرار.

Liste des abréviations

Liste des Abréviations

BTC : L'oléoduc Bak Baku-Tbilissi-Ce yhan

TAPS: Trans-Alaska Pipeline

BSC: Barrière Solide Consolidée

BSM: Barrière Solide Mécanique

BI: Barrières d'isolation

BIP: Barrière d'isolation primaire

BIS: Barrière d'isolation secondaire

BSU: Barrière de surface

BT: barrière en tête

GPL: Le gaz de pétrole liquéfié

WOB: Le poids sur l'outil WOB

TTOB: Torque on Bit

BHA: BOTTOM HOLE ASSEMBLY

PDC: Poly cristalline Damons Compact

BOP: Bloc obturateur de puits

DTM: Déménagement Transport et Montage

NPT: entraîne beaucoup de temps non productif

BHA: une structure flexible et élastique

ECD: densité de circulation équivalente

DPE: poids de boue dynamique

LCM: matériel de circulation perdue

ρ_w : mud density

g: est l'accélération due à la gravité

D: est la profondeur verticale

σ_h : la contrainte horizontale minimale

p_w : la pression du puits

Liste des Abréviations

pfo: la pression interstitielle

σ'_v : la contrainte verticale

σ'_{\max} : contraintes principales effectives maximale

σ'_{\min} : contraintes principales effectives minimale

σ' : la contrainte principale parallèle à la direction du trou

YP: viscosité élevée; limite d'élasticité élevée

AV: une haute résistance annulaire les vitesses

DPE: a densité de circulation équivalente

PWD: Tenu avec les paramètres de forage et la pression tout en de forage

T.A.G: Trias Argilo- gréseux

Gr : Gamma ray

V_{sh} : Le volume d'argile

Liste des figures

Liste des figures

Figure 1. Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.....	6
Figure 2. Les principaux types de pièges à pétrole. Source d'énergie.....	7
Figure 3. Schéma de système pétrolier.....	8
Figure 4. Prospection géophysique on shore et offshore.....	13
Figure 5. Les forages d'exploration.....	14
Figure 6. Principe de fonctionnement d'une tour de distillation de pétrole brut.....	15
Figure 7. Coupe simplifié d'un bac de stockage.....	19
Figure 8. Schéma du différent type de forage.....	32
Figure 9. Phases de forage d'un puits – exemple représentatif d'un forage à terre.....	34
Figure 10. Schéma d'une structure de forage.....	36
Figure 11. Trépan tricône et monobloc.....	38
Figure 12. Appareil de forage.....	39
Figure 13. Problème de stabilité pendant le forage.....	57
Figure 14. Situation géographique de la région de Hassi R'mel.....	74
Figure 15. Situation géographique et localisation du puits HRE209.....	76
Figure 16. Situation géologique de Hassi R'mel et du HRE209.....	78
Figure 17. Profile sismique (xline8750) passant par le puits HRE209.....	80
Figure 18. Carte en isobathes au toit du niveau « A », anneau d'huile Hassi R'mel.....	81
Figure 19. L'entrée de donnée dans le logiciel Techlog.....	90
Figure 20. Effondrements des parois au niveau de l'étage néocomien (499.3m ; 502.3m).....	91
Figure 21. Effondrements des parois au niveau de l'étage Malm (779 ; 780m).....	91
Figure 22. Série d'effondrements au niveau de l'étage néocomien (656.996-662.178m ; 663.9 ; 667.1m).....	92
Figure 23. Coupe transversale de l'effondrement de trou.....	92
Figure 24. Rétrécissement au niveau de l'étage lias salifère (1762.96;1768.14m ; 1769.36 ; 1774.39m).....	93

Liste des figures

Figure 25. Coupe transversale du rétrécissement.....	93
Figure 26. Conditions de contrainte qui provoquent la rupture.....	100

Liste des tableaux

Liste des tableaux

Tableau 1. Production a 5 ans par États en millions de tonnes.....	10
Tableau 2. Consommation a 3 ans par États en millions de tonnes.....	11
Tableau 3. Les impacts des produits chimiques sur l'environnement	22
Tableau 4. Fiche technique du puits HRE209.....	76
Tableau 5. Colonne stratigraphique de Hassi R'mel.....	79
Tableau 6. Prévisions et corrélation des tops des formations.....	83
Tableau 7. Carotte prévue pour le puits HRE209.....	84
Tableau 8. Phases de forage pour le puits HRE209.....	86
Tableau 9. Les données de la phase 16''	94
Tableau 10. Les données de la phase 12'' ^{1/4}	97
Tableau 11. Les données de la phase 8''	98

Liste des matières

Liste de matières

I. Introduction générale.....	2
Chapitre I:Généralités sur le domaine pétrolier	
1. Introduction.....	5
2. Histoire.....	5
3. L'origine du pétrole.....	6
3.1. La formation du kérogène.....	6
3.2. Les phases de la formation du pétrole.....	6
3.3. Les différents pièges de pétrole.....	7
3.3.1. Pièges structuraux.....	7
3.3.2. Pièges stratigraphiques	8
4. Le système pétrolier.....	8
4.1. La roche mère.....	8
4.2. La roche réservoir.....	8
4.3. La roche couverture.....	9
5. Les réserve de pétrole.....	9
6. Les pays producteurs et le Pays consommateurs	10
6.1. Les pays producteurs.....	10
6.2. Pays consommateurs.....	11
7. L'exploration et la recherche des gisements.....	12
8. La production pétrolière.....	14
8.1. L'exploitation du pétrole	14
8.2. Le raffinage du pétrole.....	15
8.3. Le Transport du pétrole	16
8.3.1 Par voie terrestre.....	17
8.3.2. Par voie maritime.....	17
8.4. Le stockage	18
9. L'abondant de puits	19

Liste de matières

9.1. Fermeture définitive.....	19
9.2. Principes.....	19
10. L'utilisation de pétrole.....	21
11. Le pétrole et l'environnement.....	22
12. Protection de l'environnement.....	23
13. Les problèmes du pétrole.....	24
14. Avantages et inconvénients.....	25
15. Conclusion.....	25
Chapitre II: Généralités sur les forages	
1. Introduction.....	30
2. Historique.....	30
3. Définition.....	31
4. Les différents types de forage.....	32
5. Description et rôle d'un puits	33
6. Paramètres de forage.....	35
6.1. Facteurs mécaniques.....	36
6.2. Facteurs hydrauliques.....	37
6.3. Caractéristiques d'un outil de forage.....	37
7. matériel de forage.....	38
7.1. Installation de forage (équipement de surface).....	39
7.2. Garniture de forage (équipement de fond).....	42
8. Comment se déroule un forage.....	43
8.1. Préparation du site de forage.....	43
8.2. Transport et assemblage de l'appareil de forage.....	44
8.3. Préparation pour la mise en place du coffrage de surface.....	45
8.4. Forage.....	45
8.5. Ajout de tige.....	46

Liste de matières

8.6. Changement de trépan « La manœuvre ».....	47
8.7. Tubage.....	48
8.8. Cimentation.....	49
8.9. Montage de la tête de puits.....	50
8.10. Carottage.....	50
8.11. Complétion.....	50
9. les problèmes de forage pétrolier.....	50
9.1. Les Problèmes liés à l'équipement.....	50
9.1.1. L'équipement.....	51
9.1.2. Le personnel.....	51
9.2. Collage de tuyaux.....	51
9.3. La déviation de trou.....	51
9.4. Perte de circulation.....	52
9.5. Le panne de tiges de forage.....	52
9.6. Contamination par la boue.....	53
9.7. Dommages à la formation.....	53
9.8. Instabilité du trou de forage.....	53
10. Conclusion.....	53

Chapitre III: stabilité de puits pétrolier

1. Introduction.....	56
2. Forages instables: symptômes, raisons et conséquences.....	56
2.1. Trou serré / tuyau coincé.....	57
2.2. Perte de circulation.....	59
3. Analyse mécanique des roches de la stabilité des trous de forage pendant le forage.....	61
4. Défaillance temporisée du forage.....	65
4.1. Établissement de l'équilibre de la pression interstitielle.....	65
4.2. Effets de la température.....	66

Liste de matières

4.3. Le glissement.....	66
5. Analyse de la stabilité des trous de forage pour la conception des puits: intégration des effets d'élasticité non linéaire, de plasticité et d'anisotropie de roche.....	67
6. Forage dans des réservoirs épuisés.....	69
7. Forage sous l'eau profonde.....	69
8. Effets de surtension et d'écouvillonnage.....	70
9. Nettoyage des trous.....	70
10. Quantité et qualité des données d'entrée.....	71
11. Conclusion.....	72
Chapitre IV : contexte géologique et présentation du puits HRE209	
1. Introduction.....	74
2. Historique du champ de Hassi R'mel.....	74
3. Situation géographique du puits.....	75
4. Situation géologique.....	77
4.1. Structurale.....	77
4.2. Stratigraphie.....	78
4.3. Critères de choix du point d'implantation.....	80
5. Prévisions & programme.....	81
5.1. Prévisions litho-stratigraphiques.....	81
5.2. Programme de surveillance géologique.....	84
5.2.1. Échantillonnage des déblais.....	84
5.2.2. Carottage.....	84
5.2.3. Conditions particulières de forage.....	84
6. Programme de forage.....	85
6.1. Programme de diagraphies & VSP.....	86
6.1.1. Programme de diagraphies.....	86
6.1.2. Programme de VSP (zéro offset).....	87

Liste de matières

7. HSE.....	87
8. Conclusion.....	88

Chapitre V : Calcul de stabilité du puits HRE209

1. Introduction.....	90
2. L'introduction des données.....	90
3. Les déformations subis par le puits.....	91
3.1. L'effondrement de puits.....	91
3.2. Rétrécissement dans le puits.....	93
4. calcul des contraintes et des déformations.....	94
4.1. La phase 16'' (501 ; 1764m).....	94
4.2. La phase 12''1/4 (1764 ; 2223m).....	97
4.3. La phase 12''1/4 (2223m ; au TD).....	98
5. Interprétation des résultats	99
5.1. Effondrement du forage.....	99
5.2. Fracturation du forage.....	100
6. Conclusion.....	101

Conclusion générale

Conclusion générale.....	103
--------------------------	-----

Références bibliographiques

Références bibliographiques.....	105
----------------------------------	-----

Annexe

Annexe.....	109
-------------	-----

Introduction

générale

Introduction générale

Le pétrole du latin Petra et oleum, soit huile de pierre.

Le pétrole est considéré comme la source d'énergie la plus importante, ce qui en fait une source de concurrence pour son acquisition entre les pays, et il constitue également la base de l'économie d'autres pays, car il est situé à des endroits spécifiques du globe.

L'extraction de pétrole et de gaz est un processus complexe, considérée comme un grand investissement, nécessitant des grands travaux, complémentaires et successifs ,et il passe par trois étapes de base : l'exploration, le développement et la production.

Les utilisations du pétrole sont nombreuses, plus concentrées dans le domaine du transport, mais elles sont également utilisées dans d'autres domaines, comme les produits du quotidien ; la production d'électricité...

L'extraction d'hydrocarbures est considérée comme une grande source de pollution, pour cela il est nécessaire de prendre en compte le coté environnementale en générale et plus spécifiquement les eaux souterraines.

Le forage est l'étape la plus importante dans l'extraction des hydrocarbures ; car il est très couteux, pour cela il nécessite la conduction d'études approfondies pour faire le choix approprié des positions des puits et pour la préservation de la stabilité de ces derniers durant le forage et l'exploitation.

Il existe trois types de puits pétrolier : verticale, dévié, horizontale. Assurer un forage stable est une tâche plus difficile avec le forage dévié qu'en celui vertical ; Cependant, il existe une demande croissante pour les trajectoires de puits plus complexes, très déviant ; car il est possible de couvrir une plus grande surface d'exploitation et de réduire le nombre de plates-formes nécessaires à la production dans un champ donné.

Le but du puits est d'atteindre le réservoir, et pour cela il est nécessaire de mener une étude avant le forage pour s'assurer que cela le plus tôt possible, au coût le plus bas possible et avec le moins de problèmes qui puissent être rencontrés.

L'instabilité des puits pendant le forage pose des problèmes majeurs dans toutes les régions du monde ; Où ces problèmes de stabilité représentent généralement 5 à 10% des coûts de forage et de forage de production, y compris le temps perdu et parfois aussi

Introduction générale

l'équipement. Ces chiffres indiquent un coût global pour l'industrie pétrolière estimé en millions de dollars par an.

Avec l'émergence de nouvelles découvertes d'hydrocarbures à l'intérieur de la mer, de nouveaux problèmes ont dû apparaître lors des forages, ce qui a rendu la question de la stabilité plus difficile à traiter, mais sa solution est également plus importante.

La méthode d'étude de la stabilité du puits évolue en fonction de la région et des différentes formations rocheuses afin de déterminer quels problèmes peuvent être rencontrés et trouver des solutions pour les éviter au maximum.

Dans ce travail on a étudié la stabilité du puits HRE209 qui est situé dans l'est du champ de Hassi R'mel, Algérie et pour ce faire le plan de travail suivant a été élaboré :

- Chapitre I: Généralités sur le domaine pétrolier ;
- Chapitre II: Généralités sur les forages pétroliers ;
- Chapitre III: stabilité des puits pétroliers ;
- Chapitre IV : Contexte géologique et présentation du puits HRE209 ;
- Chapitre V : Calcul de stabilité du puits HRE209.

Chapitre I:

Généralités sur le

domaine pétrolier

1. Introduction

Dans le dernier siècle, les hydrocarbures sont classés parmi les sources les plus importantes des énergies et pilier de l'économie industrielle dans le monde.

L'hydrocarbure est une richesse non renouvelable qui se forme au cours du phénomène de sédimentation et se compose à partir des matières organiques et sous l'effet de pression et de température dans une grande profondeur et à travers une longue durée. Sous l'océan ces matières sont transformées en kérogène qui se transforme lui-même en hydrocarbure remplissant différents réservoirs géologiques.

L'utilisation des hydrocarbures occupe une part primordiale dans l'industrie mondiale. Représente l'ennemi le plus menaçant pour l'environnement; pour cela il est nécessaire de suivre une stratégie convenable pour protéger l'environnement et l'humanité.

Dans ce chapitre on va donner un aspect général sur le domaine pétrolier.

2. Histoire

Le pétrole a été exploité et utilisé industriellement, à partir des années 1850. Il a été dirigé en 1857 en Roumanie et en 1859 aux États-Unis, dans l'État de Pennsylvanie.

À partir de 1910, il était considéré comme une matière première et un facteur de puissance, et la source de la géopolitique du pétrole. La période 1920-1970 a été marquée par une série de découvertes majeures de gisements, en particulier au Moyen-Orient, qui ont fait l'objet de tous les marchés des produits pétroliers; en plus des carburants tels que l'essence, le diesel et le fioul lourd, qui ont accompagné le développement du transport dans son ensemble, l'industrie pétrolière a produit un nombre incalculable de Produits dérivés, parmi lesquels plastiques, textiles, calcium, colorants, intermédiaires synthétiques pour la chimie et la pharmacie. Ces marchés permettent de récupérer tous les composants pétroliers. En 1970, la production de pétrole aux États-Unis a atteint sa limite, comme l'avait prédit la géophysicienne Marion King Hubert.

La période 1973-1980 a vu l'histoire du monde avec les premier et deuxième chocs pétroliers. Depuis 1986, le choc anti-pétrole a vu l'effondrement du prix du baril. En 2003, le prix du baril a augmenté, même si la production était toujours garantie et la paix mondiale relative, en raison de la spéculation sur les matières premières en général; lorsque cette garantie et la paix mondiale relative, en raison de la spéculation sur les matières premières en général; lorsque cette spéculation a brusquement cessé en 2008, le prix du baril suivrait cette incroyable évolution. [1]

3. L'origine du pétrole

Le début de la formation du pétrole remonte à des millions d'années avant qu'il soit piégé à l'intérieur des roches réservoirs, qui sont aujourd'hui les lieux d'exploitation. [2]

3.1. La formation du kérogène

À une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique et par les bactéries anaérobies qui extraient l'oxygène et l'azote des matières organiques dans les boues de sédimentation conduisant à l'émergence d'un composé solide, contenant du carbone et de l'hydrogène principalement disséminé sous une forme de filets appelé kérogène.[2]

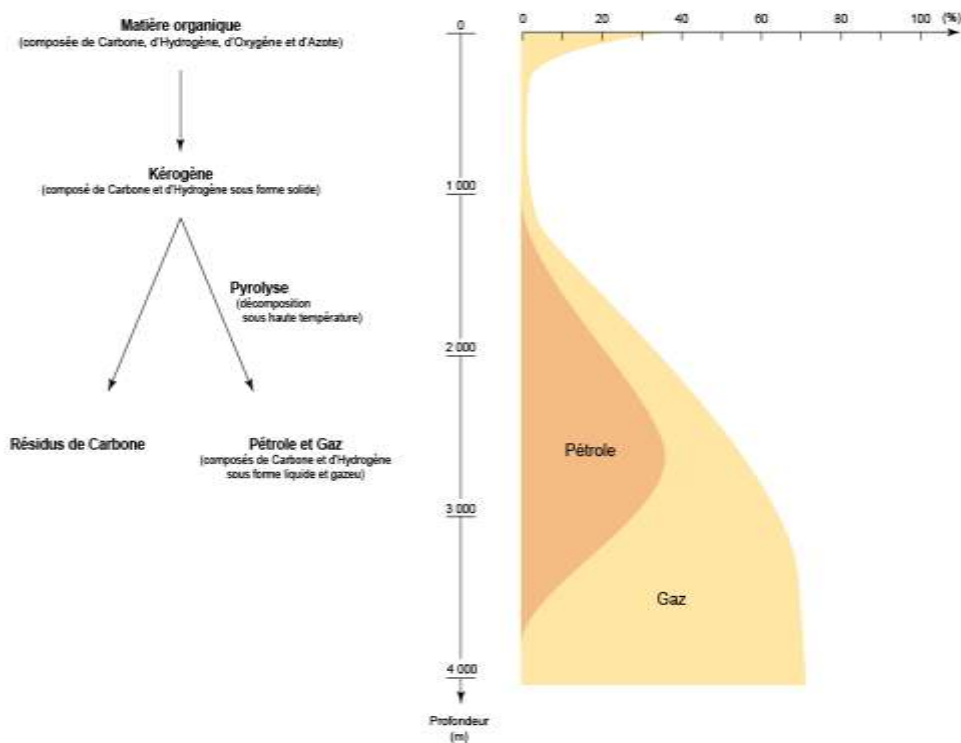


Figure1. Types d'hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement. [2]

3.2. Les phases de la formation du pétrole

Les matières organiques les plus importantes à partir desquelles le pétrole est formé sont les algues et sous l'action des bactéries, et par le processus de dépôt dans des grands bassins sédimentaires dynamiques.

Différentes transformations de la matière organique sont alors possibles :

- ✓ Dans le sable ou les grès, le carbone est minéralisé en présence d'oxygène sans formation de pétrole;

- ✓ Dans les argiles ou les débris calcaires, En l'absence d'oxygène, les protides, glucides et lipides disparaissent presque complètement et le kérogène se forme

Le kérogène transformé subit lui-même plusieurs transformations au cours de millions d'années:

- ✓ Augmentation de la pression et de la température (de 30°C par kilomètre) ;
- ✓ Rupture de liaisons hétéro atomiques dans lesquelles intervenaient O, S ou N ;
- ✓ Expulsion de produits légers (CO₂, N₂, H₂O) ;
- ✓ Polycondensation puis craquage des molécules restant dans le kérogène ;
- ✓ Formation d'hydrocarbures de plus en plus légers à mesure qu'augmente la profondeur ;
- ✓ Formation de méthane et de résidus très riche en carbone (surtout du gaz lorsque la matière organique primaire provient de végétaux supérieurs). [3]

3.3. Les différents pièges de pétrole

"L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite « piège». Plusieurs types de pièges sont distinct, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques". [2]

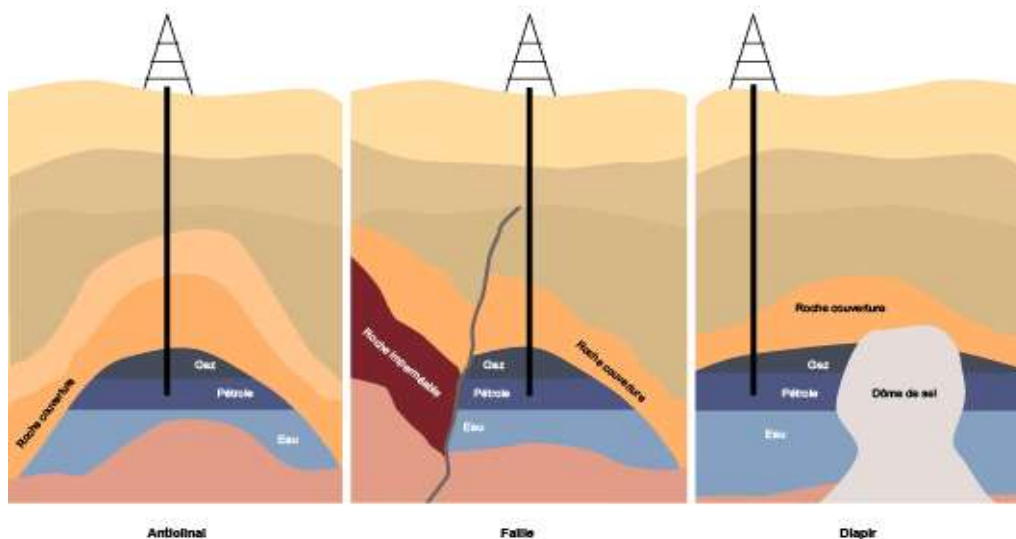


Figure 02. Les principaux types de pièges à pétrole. [2]

3.3.1. Pièges structuraux

Le piège anticlinal "structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements tectonique" est le piège le plus courant, parce que environ 80% des gisements

de pétrole sont de ce type. Donc, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration. [2]

3.3.2. Pièges stratigraphiques

Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. [2]

4. le système pétrolier

" En géologie, un système pétrolier est une zone vérifiant des conditions géologiques d'existence de gisements de pétrole (et de gaz naturel)".

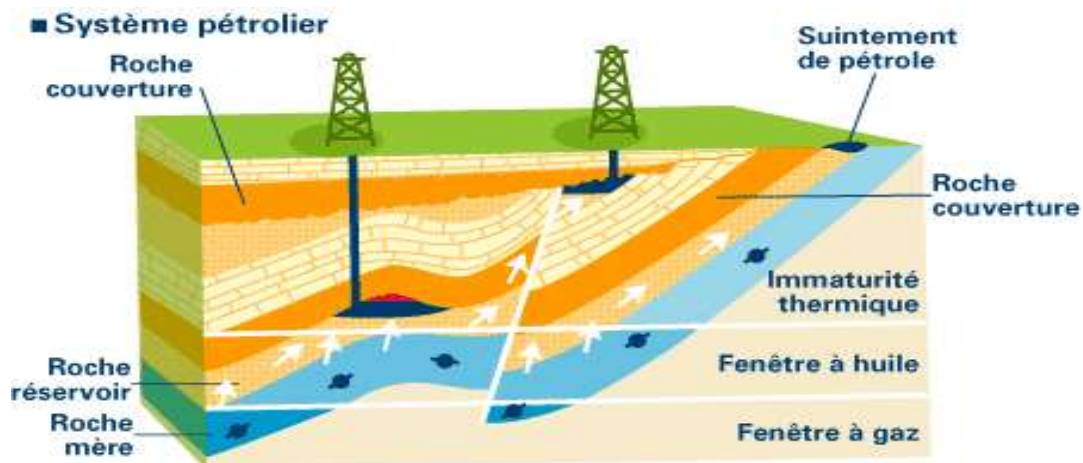


Figure03. Schéma de système pétrolier. [4]

4.1. La roche mère

Sur une échelle de temps géologique, les sédiments marins coulent et se solidifient tandis que la matière organique se décompose sous l'influence de la température. Cela résulte du détournement de sédiments riches en matière organique qui s'accumulent généralement au fond de l'océan et forment des hydrocarbures liquides et gazeux. [4]

4.2. La roche réservoir

"La roche réservoir est définie comme une roche dans laquelle les hydrocarbures s'accumulent". De densité inférieure à la densité de l'eau, les hydrocarbures sont principalement transportés vers la surface à travers des couches de roches sédimentaires.

Lorsque ils rencontrent une couche imperméable, Ils se piègent sous le mur de cette couche appelé roche couverture, à l'intérieur d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche réservoir. , Ce qui entraîne la mise en place de pétrole et / ou de gaz par ordre de gravité ou la saturation est fonction de la concentration d'hydrocarbures. [4]

4.3. La roche couverture

Située au-dessus de la roche réservoir et empêche la migration des hydrocarbures lors de leur ascension à la surface dans un piège géologique. La roche couverture est une roche imperméable généralement composé des argiles. [4]

5. les réserves de pétrole

Les réserves mondiales de pétrole brut conventionnel sont de l'ordre de 180 milliards de Tep (Tonne d'équivalent pétrole) ; les réserves prouvées sont les quantités de pétrole existant dans des gisements identifiés que l'on peut récupérer dans les conditions et avec les moyens techniques actuels, avec des réserves supplémentaires (environ 100 milliards de tep) peuvent être espérées à partir de nouvelles découvertes mais également à partir d'une meilleure connaissance des gisements existants.

Les taux moyens de récupération de l'ordre de 30 à 35 % actuellement pourraient atteindre 50 % dans le futur et contribuer à l'augmentation des réserves. L'apport de ces réserves additionnelles dépendra du prix du pétrole et des avancées technologiques et sera sans doute étalée dans le temps

La répartition des réserves de pétrole est très inégale. Près de 80 % sont situées dans les pays de l'OPEP. Ils disposent ainsi d'un ratio réserves prouvées sur production (R/P) d'environ soixante-quinze ans alors que ce même ratio tombe à dix-sept ans pour l'ensemble des producteurs non OPEP. [5]

- **Les réserves de pétrole non conventionnel**

On entend par pétrole non conventionnel un pétrole qui ne peut être produit par les méthodes « conventionnelles », il recouvre :

- ✓ Les huiles extra lourdes qui sont situées au Venezuela dans le bassin pétrolier de l'Orénoque. Ce bassin contiendrait des quantités d'hydrocarbures équivalentes à l'ensemble des réserves mondiales. Ces bruts extra-lourds doivent être prétraités et transformés par des procédés de craquage en un pétrole plus léger qui peut alors être facilement transporté et traité dans une raffinerie conventionnelle ;

Chapitre I : Généralités sur le domaine pétrolier

✓ Les sables aspartiques sont, comme leur nom l'indique, un mélange de sable et d'asphalte ou bitume ; Le pétrole, formé dans les profondeurs des terres canadiennes, a migré jusqu'en surface où les fractions légères se sont évaporées et les fractions lourdes se sont mélangées au sable ;

✓ Les schistes bitumineux sont des roches qui contiennent de la matière organique dont la transformation en hydrocarbures n'est pas complète et qui peuvent, sous l'effet d'une forte chaleur, donner des huiles comparables à certains pétroles bruts.

La complexité de l'extraction du pétrole, le coût de son traitement et son impact sur l'environnement limiteront sa contribution à la fourniture de liquides au monde. [5]

6. Les pays producteurs et le Pays consommateurs

6.1. Les pays producteurs

Tableau1. Production a 5 ans par États en millions de tonnes. [6]

États	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Membr e de l'OPEP
États-Unis	393,7	448,0	522,8	567,2	543,1	571,0	
Arabie saoudite	549,8	538,4	543,4	568,5	586,6	561,7	✓
Russie	526,0	531,1	534,1	540,7	555,9	554,4	
Canada	182,6	195,0	209,6	215,5	218,6	236,3	
Iran	180,5	169,6	174,7	182,6	216,8	235,9	✓
Irak	152,5	153,2	160,3	197,0	217,6	221,5	✓
Chine	207,5	210,0	211,4	214,6	199,7	191,5	
Émirats arabes	154,8	165,5	166,6	175,5	181,6	176,3	✓
Koweït	154,0	151,5	150,8	149,1	152,6	146,0	✓
Brésil	112,1	109,8	122,1	131,8	136,7	142,7	
Mexique	143,9	141,9	137,1	127,6	121,4	109,5	
Venezuela	139,2	137,6	138,2	135,2	123,1	108,3	✓
Nigeria	117,2	111,5	114,8	113,0	91,4	95,3	✓
Kazakhstan	79,2	81,8	80,8	79,3	78,6	86,9	

Chapitre I : Généralités sur le domaine pétrolier

Norvège	87,3	83,2	85,3	88,0	90,4	88,8	
Angola	86,9	87,3	83,0	88,7	86,3	81,8	✓
Qatar	82,2	80,2	79,6	79,3	82,5	79,9	
Algérie	67,2	64,8	68,8	68,5	68,4	66,6	✓
Colombie	49,9	52,9	52,2	53,1	46,8	44,8	
Oman	45,0	46,1	46,2	46,6	49,3	47,6	



Liste des pays selon la production de pétrole, la classification annuelle et l'évolution de la production par différents pays. Les statistiques publiées peuvent fournir soit la production de pétrole au sens strict, c'est-à-dire le pétrole brut. [6]

6.2. Pays consommateurs

Tableau2. Consommation a 3 ans par États en millions de tonnes [7]

États	2010	2011	2012	2013
 États-Unis	19 180,1	18 882,1	18 490,2	18 887
 Chine	9 330,2	9 852,1	10 276,8	10 756
 Japon	4 455,5	4 470,7	4 726,3	4 551
 Inde	3 255,4	3 410,5	3 621,8	3 727
 Russie	2 992,1	3 115,0	3 195,5	3 313
 Brésil	2 621,8	2 721,6	2 806,9	2 973
 Allemagne	2 469,6	2 396,6	2 388,4	2 382
 Arabie saoudite	2 371,4	2 816	2 861	3 075

Chapitre I : Généralités sur le domaine pétrolier

 Corée du Sud	2 268,5	2 257,7	2 301,0	2 460
 Canada	2 264,6	2 266,0	2 280,8	2 385

La liste des pays en fonction de la consommation de pétrole fournit la classification annuelle et l'évolution de la consommation de produits pétroliers de différents pays. Et il y a tout un tas d'hydrocarbures liquides, car tous ces produits ne proviennent pas exclusivement du raffinage du pétrole brut. [7]

7. L'exploration et la recherche des gisements

"L'exploration pétrolière est un processus très long, hautement capitalistique et très risqué". [8]

Cette exploration se base sur trois étapes:

- **La prospection géologique en surface**

Les propriétés géologiques des gisements pétroliers varient selon l'âge (de 5 à 400 millions d'années), la profondeur (de 1 à 10 kilomètres) et sa température (la formation de pétrole se situe entre 60 et 150 ° C).

Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol. [8]

- **La prospection géophysique en profondeur**

La sismique réflexion est la méthode principale des géophysiciens pour repérer des gisements potentiels :

- ✓ Sur terre (on shore), à partir d'un choc ou de vibrations sonores ébranlant le sol, on détecte par un réseau de géophones les échos réfléchis partiellement par les couches géologiques. On obtient ainsi une échographie 2d de la structure des couches prospectées.

- ✓ En mer (offshore), on produit l'onde sismique par air comprimé à haute pression et on recueille les échos sur des hydrophones flottants (flûtes), la couche d'eau étant considérée comme homogène. [8]

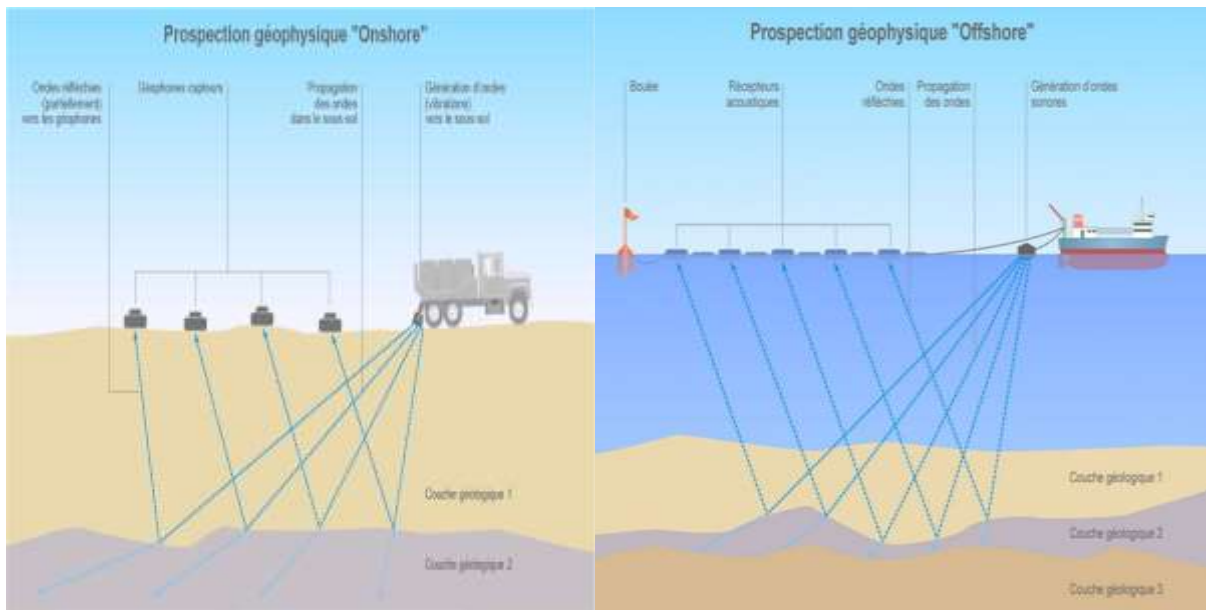


Figure4. Prospection géophysique on shore et offshore. [8]

- **Les forages d'exploration**

Après la prospection, le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures et pour définir :

- ✓ La qualité de l'effluent du puits (huile saturée de gaz? Eau?) ;
- ✓ La perméabilité du réservoir ;
- ✓ La production potentielle et la quantité d'huile;

Pour atteindre les zones pétrolières qui dépassent deux kilomètres, il faut percer la croûte terrestre. Généralement, le forage se fait verticalement, par rapport aux gisements conventionnels, et horizontalement pour les gisements de grande étendue et de faible épaisseur. En mer, pour des raisons économiques, plusieurs forages directionnels sont effectués à partir d'une seule plateforme.

La profondeur du puits est généralement comprise entre 2000 et 4000 mètres et peut atteindre 6000m. [8]

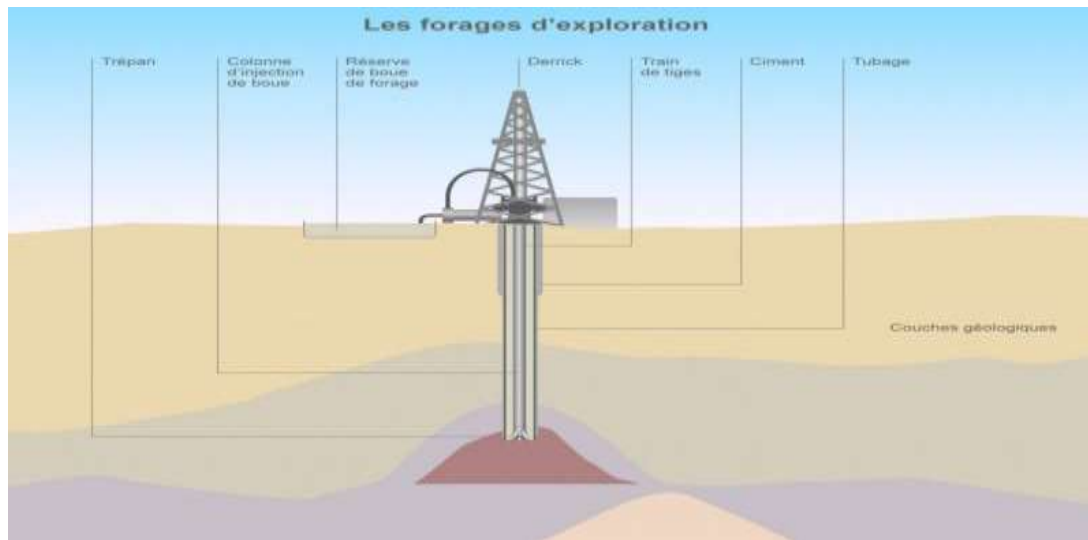


Figure 5. Les forages d'exploration. [8]

8. la production pétrolière

8.1. L'exploitation du pétrole

Aujourd'hui, l'exploitation du pétrole est considérée comme l'un des piliers de l'économie industrielle. Dense, stockable et transportable fournit facilement. Il est fréquemment utilisé pour la pétrochimie (caoutchouc, plastique, textiles et produits chimiques).

L'exploitation pétrolière est divisée en deux étapes: en amont et en aval. [9]

- **En amont : l'exploration pétrolière et la production**

Une exploration implique la recherche de gisements. Après une étude détaillée des structures géologiques de surface et de profondeur et de leur image avec les tremblements de terre, avec la coopération des géologues et géophysiciens dans cette enquête en charge des enjeux économiques, seul le forage peut témoigner de la présence de pétrole. La profondeur d'excavation dans le sol varie souvent entre 2000 et 4000 mètres.

Pour extraire du pétrole en phase de production, il nécessite des techniques sophistiquées: réseau de réservoirs à plusieurs puits, maintien de la pression du réservoir par injection d'eau et / ou de gaz, séparation pétrole / gaz de surface et expédition vers le marché.

L'amélioration de la production finale est liée au choix principal des remplacements et de la trajectoire des puits, ainsi qu'à une gestion stricte des réservoirs. En moyenne, seulement 35% des réserves existantes peuvent être extraites. [9]

- **En aval : le raffinage et la distribution**

Le pétrole brut n'est pas utilisé tel quel et nécessite une transformation : Au fil du temps, nombre de procédés ont été développés (craquage, reformage) pour accroître la part des hydrocarbures les plus profitables (ex : essence et gazole) en diminuant celle de fioul lourd, et pour rendre les carburants plus propres à l'emploi (élimination du soufre).

Les zones de production sont le plus souvent éloignées des zones de consommation. Pour acheminer le pétrole d'une zone à l'autre, deux modes de transports principaux sont utilisés : l'oléoduc (ou pipeline) et le pétrolier par voie maritime. [9]

8.2. Le raffinage du pétrole

Le raffinage du pétrole est un procédé industriel qui permet de transformer le pétrole brut en différents produits finis tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta. Mélange hétérogène de divers hydrocarbures (molécules constituées d'atomes de carbone et d'hydrogène), le pétrole brut ne peut pas être utilisé tel qu'il est. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir directement les produits finaux exploitables directement.

On en distingue en général deux grands types :

- ✓ Les produits énergétiques : tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul ;
- ✓ Les produits non énergétiques : tels que les lubrifiants, le bitume et les naphas utilisés en pétrochimie.

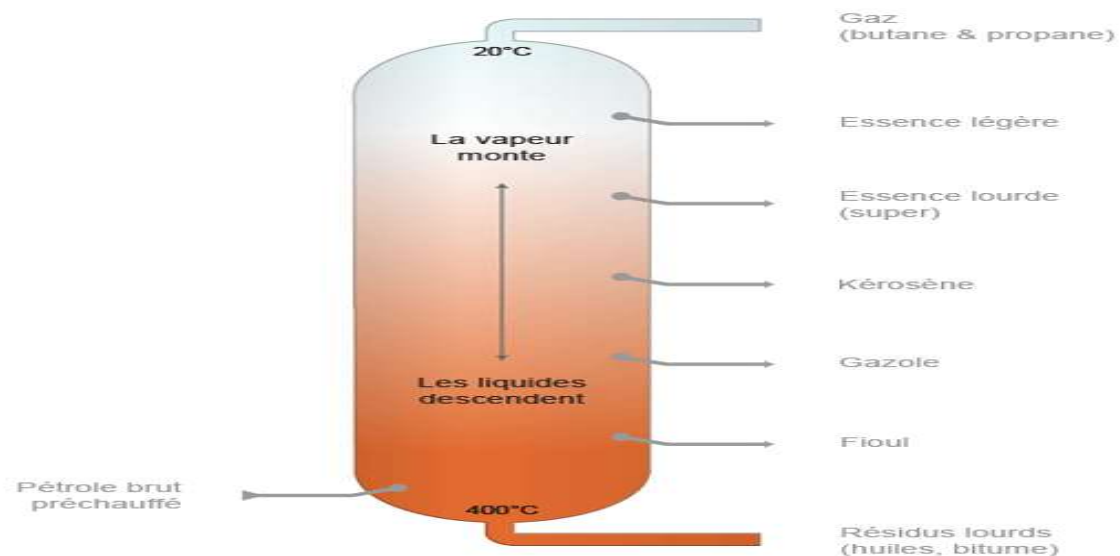


Figure6. Principe de fonctionnement d'une tour de distillation de pétrole brut. [10]

Aujourd'hui, le raffinage utilise également des procédés chimiques sophistiqués pour améliorer les produits finaux. Par conséquent, diverses réductions peuvent faire l'objet de changements, d'améliorations et de mélanges pour obtenir des produits commercialisables et respectueux de l'environnement. Le raffinage du pétrole s'effectue en trois grandes étapes.

- La distillation du pétrole brut : est réalisée en deux étapes complémentaires :
 - ✓ La distillation atmosphérique : l'opération consiste à séparer les différents composants d'un mélange liquide en fonction de leur température d'évaporation ;
 - ✓ La distillation sous vide : l'opération consiste à séparer, sur le même principe que la distillation atmosphérique, les produits lourds des résidus de produits moyens en les soumettant à une deuxième phase de distillation dite « sous vide » ;
- La transformation et l'amélioration de la qualité des coupes au sein des différentes unités de raffinage :

Les remises sont soumises à un certain nombre de déplacements et d'améliorations mises en œuvre dans plusieurs raffineries, afin de répondre à la demande croissante de produits légers particulièrement sophistiqués (40% de la demande totale de produits raffinés).

- Coupes lourdes (environ 40% du pétrole brut) : Les résidus sous vide sont transformés par viscoréduction ou « Visbreaking » ; Il s'agit d'un craquage thermique. Il permet d'obtenir des bitumes ;
- Coupes moyennes (environ 35% du pétrole brut) : Le gazole léger, le gazole lourd mais aussi une partie des kérosènes sont améliorés et traitement à l'hydrogène qui vise pour réduire la teneur en soufre des pièces diesel ;
- Coupes légères (entre 20 et 25% du pétrole brut) : Les essences lourdes sont améliorées par le procédé de craquage catalytique permettant d'obtenir des supercarburants pour automobile. [10]

- **La fabrication des produits**

Pour fournir des utilisations de dose avec des contrôles automatiques, les raffineries doivent contenir de grandes quantités de stockage, afin de fabriquer de nouveaux mélanges pour obtenir des produits finaux qui répondent aux normes environnementales. [10]

8.3. Le transport du pétrole

En utilisant les pipelines par voie terrestre et les navires pétroliers par voie maritime pour transporter Le pétrole sur des longues distances. «Le coût du transport du pétrole jusqu'au consommateur (stockage compris) compte en moyenne environ 6% à 7% du prix final des carburants".

Le processus de transport est divisé en deux parties :

- ✓ entre le site de production et les raffineries pour être transformé ;
 - ✓ Les produits pétroliers sont transportés aux différents lieux de consommation.
- [11]

8.3.1 Par voie terrestre

Le transport terrestre de pétrole et de gaz se fait généralement à l'aide de «pipeline» dont les caractéristiques diffèrent selon les produits qui s'y déplacent en leur sein. « Oléoduc » c'est le pipeline qui transporte le pétrole. Les pipelines sont soudés et examinés avec des rayons gamma afin d'éviter des fuites et (sont recouvertes d'un matériau goudronneux pour éviter la corrosion et enveloppées d'une couche de laine minérale ou de plastique). [11]

- **Zones de transport**

Parmi les oléoducs les plus longs au monde, citons :

- ✓ Le gazoduc Dr Druzhba, qui fonctionne, traverse six autres pays de deux manières différentes: la Biélorussie et la Pologne au nord et l'Ukraine, la Hongrie, la Slovaquie et la République tchèque au sud sur plus de 5 300 km du sud-est de la Russie jusqu'en Allemagne;
- ✓ L'oléoduc Bak Baku-Tbilissi-Ceyhan (BTC) qui relie la mer Caspienne à la mer Méditerranée, sur une distance d'environ 1 200 km;
- ✓ Trans-Alaska Pipeline (TAPS), qui relie le nord de l'Alaska au port de Valdez, dans le sud de l'État, à environ 1 300 kilomètres. [11]

8.3.2. Par voie maritime

La plus grande capacité de pétrolier actuellement en service est de 4 416 060 tonnes. La vitesse moyenne d'un navire transportant 250 000 tonnes de pétrole est d'environ 15 nœuds, soit environ 28 km / h. Notez que les sandales peuvent être utilisées pour transporter la rivière. Il est répandu aux États-Unis. Le pétrole peut être transporté par des pétroliers, également appelés «pétroliers» ou «pétroliers géants» pour les grandes entreprises. Les pétroliers ont des noms différents selon le type de produits qu'ils transportent et leurs capacités à bord. La taille des navires est également limitée en fonction des points de passage utilisés (plus ou moins largeur).

Le transport du pétrole par mer est très flexible et les routes peuvent être modifiées. Le pétrole joue un rôle majeur dans le transport maritime: il représentait près de 30% du fret mondial des navires marchands en 2013. [11]

- **Zones de transport** : Certains points de passage sont considérés comme « stratégiques » dans l'approvisionnement du pétrole :
 - ✓ En Afrique : le détroit de Bab el-Mandab reliant la mer Rouge au golfe d'Aden et le canal de Suez ;
 - ✓ En Amérique : le canal de Panama ;
 - ✓ En Asie : le détroit d'Ormuz, principal point de trafic de pétrole au monde qui relie le golfe Persique au golfe d'Oman, et le détroit de Malacca entre Singapour et l'Indonésie ;
 - ✓ En Europe : le détroit du Bosphore qui relie la Mer Noire à la Méditerranée permettant d'acheminer le pétrole originaire de la mer Caspienne ou de Russie.
- [11]

8.4. Le stockage

Le stockage du pétrole consiste à geler temporairement certains volumes de forme cylindrique dans les capacités de stockage, également appelés réservoirs sous pression ou réservoirs.

Les membres de l'Union européenne doivent posséder trois mois de stock de produits pétroliers (bruts ou définitifs). En France, chaque région doit garantir dix jours de carburant diesel et un réservoir de carburant de 10 jours. L'huile est stockée dans des réservoirs. Il en existe essentiellement deux types :

- ✓ Les réservoirs à toit fixe pour le stockage des huiles non stabilisé, c'est à dire le pétrole comportant encore des hydrocarbures volatiles pouvant dégazer. Il en existe deux types : Les toits coniques et les toits en forme de dôme
- ✓ Les réservoirs à toit flottant pour le stockage des huiles stabilisées qui ne présentent pas de risque de dégazage. Le toit flotte et suit le niveau du produit

Le pétrole peut-être aussi stocké dans des barils de pétrole qui font 159 litres en moyenne et trouve aussi des parcs de stockage de pétrole où l'on concentre les différents types de réservoirs. Ils sont souvent placés aux abords de grandes villes ou placés dans les grands espaces d'un pays. La sécurité dans ces parcs est très importante.

On trouve aussi des stockages souterrains lorsque la configuration du terrain est favorable avec l'existence de couches souterraines imperméables. La société Géo stock possède beaucoup de ces cavités et loue aux raffineurs et autres utilisateurs indépendants. [12]

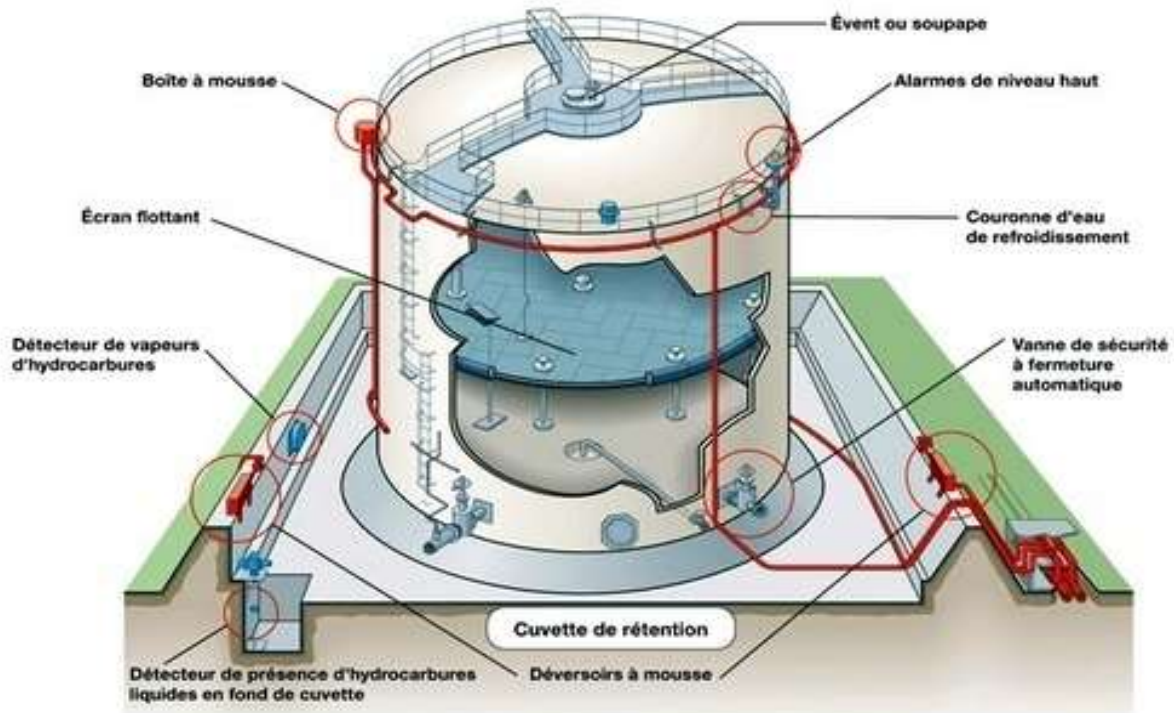


Figure7. Coupe simplifié d'un bac de stockage. [12]

9. L'abandon de puits

La procédure d'abandon survient lorsque l'exploitation d'un site géothermique est arrêtée, le plus souvent après un diagnostic ayant démontré le mauvais état des ouvrages ne permettant plus l'exploitation de la ressource. Les puits sont abandonnés en appliquant la réglementation et les règles de l'art en la matière

9.1. Fermeture définitive

La fermeture définitive d'un puits représente une série d'opérations destinées à restaurer l'isolation des différents niveaux (ou série de niveaux) perméables à débit.

9.2. Principes

- ✓ Interdire toute migration d'effluents,
- ✓ Protéger l'utilisation future des aquifères,
- ✓ Empêcher la circulation des fluides entre les niveaux perméables.

L'efficacité des barrières devra être fiable dans le temps

- **Fiabilité des barrières**

Barrière Solide Consolidée (BSC) : La seule barrière fiable dans le temps est la barrière solide consolidée (BSC) mise en place dans un découvert, un cuvelage cimenté ou dans un annulaire.

- **Barrière Solide Mécanique (BSM)**

Les barrières solides mécaniques (BSM) doivent être considérées comme temporaires et ne sont utilisées que pour réaliser une meilleure mise en place d'une barrière solide consolidée et assurer sa fiabilité dans le temps.

- **Cuvelages**

Les cuvelages non protégés par une BSC ne doivent pas être considérés comme des barrières fiables dans le temps car ils ne sont pas protégés

- **Fluide de fermeture**

Le fluide de fermeture ne doit pas être considéré comme une barrière liquide fiable dans le temps.

- **Architecture d'une fermeture**

L'architecture d'une fermeture résulte du nombre et de la position des niveaux (ou série de niveaux) perméables à isoler au moyen d'une succession de barrières d'isolation.

- ✓ Barrières d'isolation (BI): Une barrière d'isolation est constituée, sur toute la section transversale du puits initialement forée, d'une ou plusieurs barrières solides consolidées (BSC) mises en place
- ✓ Nombre de barrières d'isolation : Chaque niveau (ou série de niveaux) perméable à débit potentiel sera isolé au moins :
 - d'un autre niveau perméable, par une barrière d'isolation,
 - de la surface, par deux barrières d'isolation, sauf pour les niveaux perméables trop proches de la surface

- **Disposition des barrières d'isolation**

- ✓ Barrière d'isolation primaire (BIP) : dite primaire puisque mise en place au plus près possible de chaque niveau ou série de niveaux perméables à débit potentiel de façon à reconstituer localement une couverture.
- ✓ Barrière d'isolation secondaire (BIS) pour faire face, vis-à-vis de la surface, à un défaut éventuel de la BIP, Sa position sera déterminée à base

de ; la pression résultant d'un défaut éventuel de la BIP soit inférieure à la pression de fracturation du terrain à cette même cote.

- ✓ Barrière de surface (BSU) ; complétera la série des barrières pour la fermeture du puits. La BSU permettra la récupération de la barrière en tête (BT) et pourra être une barrière secondaire (BIS) pour un niveau inférieur.

- **Figure générale**

La figure 1 illustre les principes appliqués à deux cas particuliers de puits d'exploration et d'exploitation. [13]

10. L'utilisation de pétrole

Les utilisations du pétrole varient dans les différents domaines, mais 59% sont consommés dans le secteur des transports dans tous ses domaines.

- **Les produits du quotidien**

Les produits quotidiens varient, qui sont fabriqués à partir de matériaux pétrochimiques. Ils sont constitués à environ 99% de plastique, en plus de la plupart des solvants textiles et cosmétiques fabriqués à partir de ces matériaux. Ils permettent également la production de nombreux autres matériaux tels que le caoutchouc, les détergents, les adhésifs et certains médicaments.

- **L'habitat et les bâtiments publics**

Le gaz de pétrole liquéfié ou GPL est obtenu par raffinage du pétrole ou traitement du gaz naturel, puis rempli dans des bouteilles pour la cuisine ou le chauffage domestique.

- **La production d'électricité**

Et c'est au moyen des centrales électriques à pétrole qui produisent environ de 5% de l'électricité dans le monde.

- **Les travaux publics**

Le bitume, produit des huiles lourdes, en utilise environ 90% dans le domaine de la construction routière. Il existe également des machines utilisant principalement du diesel.

- **Les secteurs de l'agriculture et de la pêche :**

De nombreux engrais et pesticides sont issus de transformations pétrochimiques et les machines agricoles fonctionnent souvent au fioul domestique (tracteurs, moissonneuses, etc.) tout comme les bateaux de pêche. [14]

11. Le pétrole et l'environnement

Les émissions de dioxyde de carbone provenant du pétrole sont l'une des causes les plus importantes du réchauffement climatique. Le pétrole contribue également à la pollution de l'air urbain, à la pollution des lacs, à la destruction de la biodiversité et à l'épuisement des différents écosystèmes, ce qui en fait une menace directe pour l'environnement si des mesures appropriées ne sont pas prises.

Tous les environnements naturels sont affectés aux différentes étapes de l'industrie pétrolière. Par conséquent, les dommages environnementaux qui peuvent être produits dans chaque cas, qui varient d'un environnement à l'autre, doivent être déterminés en fonction de la technologie disponible, des conditions, du type de terrain et du volume d'eau souterraine disponible.

D'impacts provoqués par des toxines et d'autres pollutions issus du processus de production pétrolière. [15]

Tableau 3. Les impacts des produits chimiques sur l'environnement [15]

Produit Chimique	Partie du processus production pétrolière	Impacte sur la santé/ l'environnement
Benzène	H ₂ O Produite	Cancérogène, toxique pour la reproduction toxique pour le développement
Toluène	H ₂ O produite	Toxique pour développement, hématotoxique suspecté, memo toxique, toxique pour la fier et les réuni
Mercure	Eau Produit et fluides de forage (boues)	Toxique pour le développement, hématotoxique suspecte, persursateau endocrinien, nearotoxique, toxique pour la reproduction emmunotoxiques
Zinc	Eau Produit et fluides de forage (boue)	Hématonique suspecté, toxique pour le développement et toxique pour la reproduction
Plomb	Eau Produit et fluides de forage (boues)	Contérogène, toxique pour la reproduction toxique pour le développement
Sodium (Salumuté)	H ₂ O Produit	Contamine les sols, et rend inaptes à accueillir la végétation

Sulfure d'hydrogène	Extraction du gaz naturel	Hémotoxique suspecté, nem toxique et toxique pour la reproduction
Dioxyde de Soufre	Tranchage du gaz naturel	Principal responsable des pluies acides.

12. Protection de l'environnement

La production de pétrole a plusieurs effets négatifs sur l'environnement, nous devons donc penser à des mesures et procédures pour maintenir l'environnement propre et sain qui ne cause aucun dommage aux humains ou aux organismes vivants.

- **Études d'impact sur l'environnement**

L'étude de l'impact environnemental a lieu avant le début des travaux de forage ou de production, à chaque étape, des mesures de précaution sont prévues pour éviter ou au moins réduire l'impact négatif sur l'environnement.

- **Eau de gisement**

Les eaux souterraines présentes dans les sédiments qui sont séparés des hydrocarbures à l'aide des (additifs dés émulsionnants et de produit non dégradables) en général pendant l'étape d'extraction, ce qui conduit à leur pollution, et c'est l'un des risques environnementaux les plus probables.

- **Mesures préventives**

Voici quelques mesures préventives que vous pouvez prendre et les configurer par L'ONHYM (Office national des hydrocarbures et des mines dans le Maroc):

- ✓ Les gazoducs font l'objet de contrôles préventifs relatifs tant à leur résistance qu'à leur étanchéité ;
- ✓ La protection cathodique de toutes les canalisations (gazoducs) pour empêcher les phénomènes de corrosion de se produire ;
- ✓ Les résidus et déchets inutilisables (boues, sédiments,...) sont soit détruits, neutralisés ou éloignés et disposés dans des décharges créées pour cet usage ;
- ✓ Les caves de puits, les bassins et les bourbiers reçoivent un revêtement imperméable ;
- ✓ L'isolement par clôture et la surveillance permanente des sites de production ;

- ✓ Les effluents à l'état gazeux qui ne sont pas utilisés sont brûlés à l'aide de torches;
- ✓ Lorsque l'effluent gazeux contient des éléments nocifs tel que l'anhydride sulfureux ou le gaz carbonique en quantités importantes, des dispositions particulières sont prises pour éviter la pollution de l'environnement ;
- ✓ L'information, la formation et le perfectionnement du personnel chargé de l'exploitation et de la production des gisements ;

L'installation dans chaque site de production d'un système d'extincteur d'incendie. [16]

13. Les problèmes du pétrole

- **Le manque de pétrole**

Le pétrole est une richesse non renouvelable et les réserves mondiales sont en constante diminution, malgré la pensée de la richesse renouvelable comme alternative, mais cela ne signifie pas la fin du besoin de cette richesse, qui est la base du développement dans le monde aujourd'hui.

(Il nous reste environ 47 ans de consommation avant de l'avoir épuisé. Cette étude est faite en supposant que la consommation de l'or noir reste stable) [17]

- **La localisation des réserves de pétrole**

Les réserves de pétrole sont réparties de manière irrégulière dans le monde, car nous constatons que 80% de ses gisements sont concentrés dans les pays membres de l'OPEP, ce qui permet à ces pays d'obtenir un budget important en les vendant.

Nous avons dit auparavant que le pétrole est un facteur clé de développement dans le monde, ce qui signifie que tous les pays du monde en ont besoin, et considérant que la plupart des pays ont recours à l'importation de cette substance, ce qui signifie parfois que son transport se fait à de très grandes distances et principalement en utilisant des moyens de transport polluants tels que des bateaux qui provoquent des marées noires. Et menaçant les océans et les mers dans le monde. [17]

- **Le prix du pétrole:**

Le pic de Hubert c'est un théorique prédit la production maximale de pétrole, après ça la productivité du puits commence à diminuer.

(Aux pays membres de l'OPEP un développement phénoménal de leurs moyens financiers) Si la production diminue, les prix augmentent, il ne faudra pas longtemps aux pays

du Moyen-Orient pour atteindre le pic d'Hubert, ce qui entraînera une baisse de la production mondiale, qui secouera le monde avec une crise pétrolière et entraînera une forte hausse des prix du pétrole et plongera les pays consommateurs dans une récession, qui pourra entraîner plusieurs révolutions. [17]

14. Avantages et inconvénients

- Les avantages du pétrole : sont les suivants :
 - ✓ C'est une énergie disponible sur un peu tous les continents ;
 - ✓ Son transport est facile et peu coûteux par les bateaux ;
 - ✓ La chimie du pétrole est très riche. En effet, grâce au pétrole, on peut obtenir des gaz tels que le méthane, le propane et le butane, des carburants tels que l'essence, le kérosène, le gazole et le fioul et des composés aromatiques ;
 - ✓ C'est la forme d'énergie liquide la plus concentrée disponible actuellement ;
- Les inconvénients du pétrole sont les suivants :
 - ✓ La recherche d'un nouveau gisement de pétrolier est une activité de plus en plus difficile qui est très coûteuse ;
 - ✓ Son transport est à l'origine de nombreux polluants, en particulier des "marées noires" ;
 - ✓ Comme pour le charbon, sa combustion produit du dioxyde de carbone, qui libéré dans l'atmosphère, participe à l'accroissement de l'effet de serre. [18]

15. Conclusion

Tous les pays cherchent à posséder les hydrocarbures parce qu'ils représentent la première source d'énergie dans le monde d'aujourd'hui.

Les hydrocarbures sont issus d'un grand nombre de conditions particulières influant sur la matière organique pendant des millions d'années. L'exploitation des hydrocarbures débute par une exploration des sous-sols, notamment grâce à de nouvelles technologies, ensuite vient le forage qui lui consiste à extraire le pétrole de son réservoir, et enfin le traitement, transport, le stockage, et la commercialisation.

Chapitre III :

Généralités sur les

forages pétroliers

1. Introduction

Le forage est l'étape la plus importante dans le domaine des hydrocarbures, parce qu'il permet l'exploitation des gisements,

L'implantation d'un forage pétrolier basée à la suite des études géologiques, géophysiques, géotechniques effectuées sur un bassin sédimentaire.

Cette opération coûteuse et se déroule dans une période longue, s'effectue en plusieurs phases qui dépendent du type des formations géologiques traversées.

Chaque phase de forage est caractérisée par son diamètre (diamètre d'outil de forage), densité de boue, le tubage. Ainsi que les problèmes rencontrés durant le forage de cette phase.

Dans ce chapitre, nous allons présenter un aperçu général sur le forage pétrolier.

2. Historique

Les premiers puits ont été creusés pour rechercher de l'eau potable, pouvant être utilisée pour le lavage et l'irrigation, et pour rechercher de la saumure, dont on extrait le sel. Ce n'est qu'au 19^{ème} siècle que les forages d'exploration pétrolière se sont développés pour répondre aux besoins croissants en produits pétroliers, nés de l'industrialisation.

Une première révolution technique apparaît avec le forage par percussion, ou battage. Connue des chinois depuis mille ans, cette technique utilise un outil massif comparable au ciseau des sculpteurs, fixé au bout d'une tige lourde (masse tige), elle-même suspendue à un balancier, tombait sous son propre poids et débitait la roche en éclats. Le balancier animé par l'action humaine, ou animale dans les temps anciens, a profité au XIX^e siècle de l'avènement de la machine à vapeur

Vers 1850, le dispositif est mécanisé grâce l'introduction d'une machine vapeur entraînant par une manivelle un levier de tête de puits qui imprime au câble son mouvement de va-et-vient vertical.

C'est avec un appareil de ce genre que, en 1859, Edwin Laurentine Drake (1819-1880) découvre les gisements de Pennsylvanie, événement considéré comme le point de départ de l'industrie du pétrole moderne. Perfectionné pendant cinquante ans, le forage par percussion permet la découverte des grands champs pétrolifères

Chapitre II : Généralités sur les forages pétroliers

Situés jusqu'à une profondeur de 2 000 m : Californie, Roumanie, Pologne, Russie et Moyen Orient. [19]

Les fluides de forage sont toujours appelés boue, mais les ingénieurs n'ont plus recours à l'eau et l'argile. À présent, ils préparent des composés et des mélanges répondant aux besoins spécifiques des différentes conditions de forage. Les fluides de forage modernes constituent réellement l'élément vital du puits. Sans ces fluides, les puits profonds actuels n'existeraient pas.

Détrôné, après 1930, par le procédé rotatif, plus rapide, le forage par percussion survit encore assez longtemps, puisqu'en 1953 on l'utilise aux États-Unis pour un puits abandonné à 3 600m de fond, après deux ans et demi de travail.

L'idée de forer à l'aide d'un outil rotatif continu en faisant circuler un fluide pour éliminer les débris, technique empruntée à la perceuse d'atelier classique, est mise en application pour la première fois au Texas, vers 1900, dans des terrains trop tendres pour le forage par percussion : le puits, en effet, s'écroulait constamment et exigeait la descente de cuvelage et une cimentation trop fréquentes pour être rentables. Le forage « rotary » est bientôt consacré par les nombreuses découvertes effectuées autour du golfe du Mexique.

Le plus profond forage par battage atteignit 2250 m en 1918. Ce procédé est encore parfois utilisé de nos jours pour des forages d'eau de faible profondeur.

3. Définition

On appelle forage l'ensemble des opérations permettant de creuser un trou dans les sous-sols.

Le forage utilisé principalement dans la prospection et l'exploitation des gisements de pétrole ou de gaz naturel, mais il y a des autres utilisations, qui sont nombreuses, comprennent notamment : les forages géologiques ou géophysiques pour la reconnaissance des gisements de minerais ; les forages destinés à la recherche des nappes d'eau profondes, au drainage du gaz ou de l'eau dans les exploitations minières les forages permettant l'injection de gaz dans des formations poreuses et perméables, pour réaliser des stockages souterrains, et ceux réalisés dans des dômes de sel, agrandis ensuite par injection d'eau douce et permettant le stockage de gaz liquéfiés comme le propane, la consolidation des massifs rocheux avant leur

excavation, la reconnaissance du sous-sol par prélèvement d'échantillons (carottage)...etc.

4. Les différents types de forage

Les études géologiques et géophysiques donnent une idée sur l'emplacement des gisements ; pour confirmer cette idée il faut creuser des puits d'exploration, si le gisement exploré est exploitable on doit délimiter et le développer par la mise en place des puits de développement.

On a plusieurs types de forage variant en fonction de la nature du réservoir notamment les trois types suivant : [20]

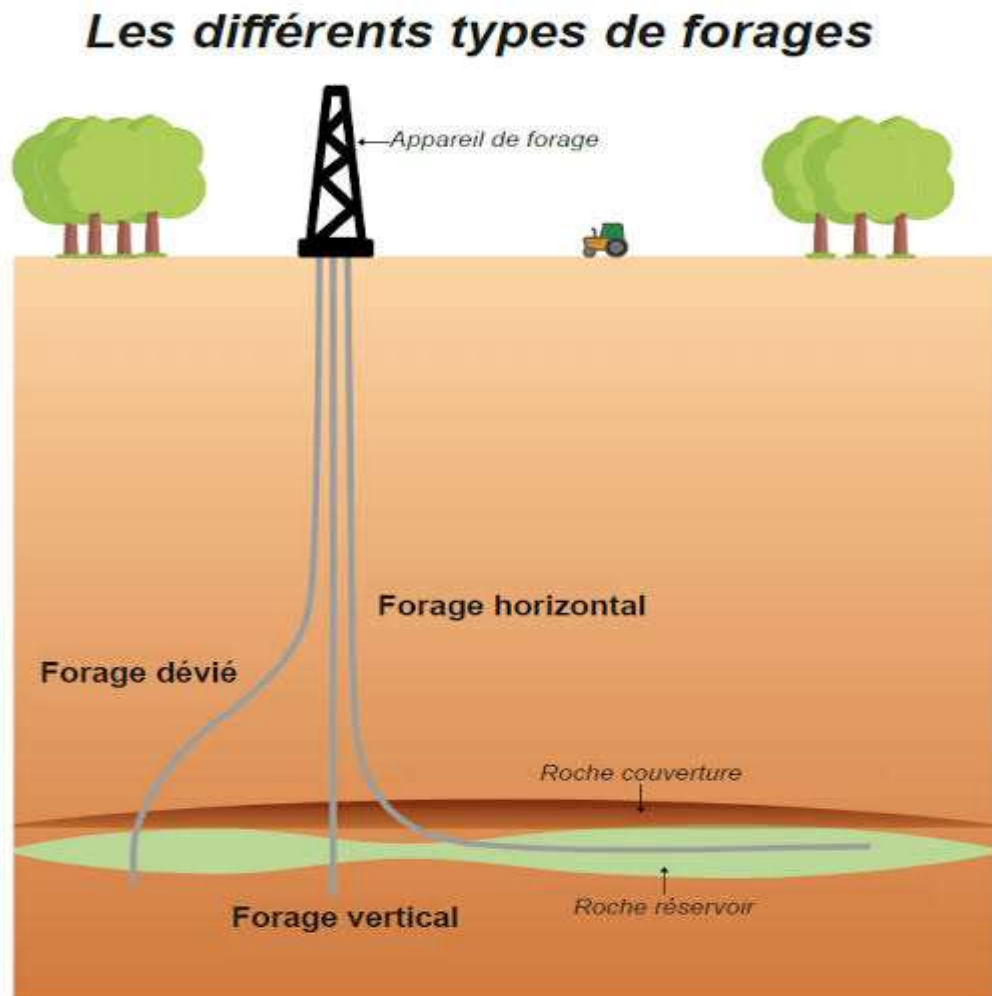


Figure8. Schéma du différent type de forage. [21]

- **Le forage vertical**

Le puits est foré verticalement depuis la surface jusqu'au gisement, ce type de forage traditionnel utilisé jusqu'aujourd'hui. [20]

- **Le forage dévié**

Le forage dévié est un forage effectué intentionnellement qui permet au puits de forage de s'incliner par rapport à la trajectoire verticale d'origine du puits de pétrole. Habituellement, des forages déviés sont effectués pour améliorer l'exposition du réservoir et accéder aux ressources de manière maximale. Un puits de forage peut être foré à un angle dévié en utilisant différentes machines telles que l'assemblage de fond de puits, le whip stocks, l'assemblage de moteur orientable et les moteurs rotatifs orientables pour n'en nommer que quelques-uns. En optant pour le forage dévié, une entreprise de fabrication de pétrole peut obtenir une exposition accrue à un réservoir de pétrole qui était moins accessible en position verticale. [22]

- **Le forage horizontal**

En utilisant des Technologies et à l'aide des outils de forage guidés par des moteurs, les foreurs sont capables d'exécuter un drain horizontal avec une inclinaison et une azimute bien déterminées le long d'une zone d'intérêt même si elle est mince. Les nouvelles procédures de forage peuvent exécuter plusieurs drains dans un même puits. [20]

5. Description et rôle d'un puits

Un puits est un trou foré dans le sous-sol à des fins de reconnaissance, d'évaluation ou d'exploitation d'une ressource.

Les rôles essentiels d'un puits sont :

- De permettre l'accès à la formation géologique visée ;
- D'assurer une communication hydraulique optimale avec cette formation ;
- De permettre aux effluents contenus dans cette formation de remonter efficacement et en sécurité vers la surface (pour un puits de production) ;
- De collecter un ensemble de données importantes pour la capitalisation de la connaissance du sous-sol.

Chapitre II : Généralités sur les forages pétroliers

Un puits est foré par intervalles ou phases successives de diamètres décroissants et concentriques. À la fin de chaque phase, le trou est revêtu d'une colonne de tubes en acier de diamètre légèrement inférieur au trou foré.

Cette colonne est appelée cuvelage (casing) lorsqu'elle remonte jusqu'en surface ou colonne partielle (liner) lorsqu'elle ne recouvre pas toute la hauteur du puits. [23]

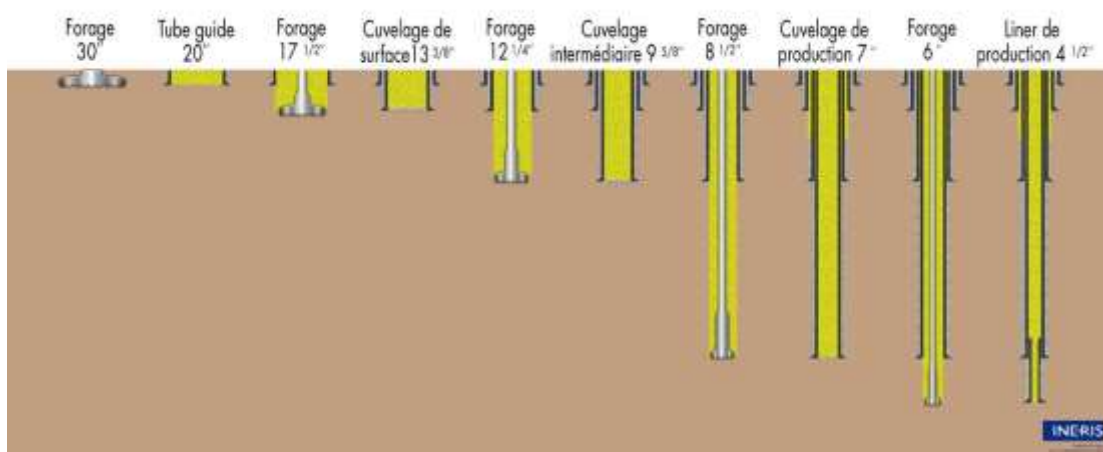


Figure9. Phases de forage d'un puits – exemple représentatif d'un forage à terre. [23]

Chaque colonne est scellée aux terrains à l'extrados par du ciment. Ce ciment est mis en place par circulation, c'est-à-dire qu'un laitier de ciment (phase liquide) est pompé à l'intérieur de la colonne, circule jusqu'au sabot (shoe), puis remonte dans l'espace annulaire entre la colonne et le terrain¹⁹

Selon leur profondeur dans le puits, les colonnes prennent une terminologie bien précise.

La première colonne descendue s'appelle le tube guide (ou tube conducteur). Cette colonne a pour fonction de :

- Soutenir les terrains non consolidés de surface (ou du fond de la mer)
- Guider la remontée du fluide de forage lors de la phase suivante ;
- Guider la remontée du ciment lors de la cimentation de la colonne suivante;

À terre, la profondeur du tube guide n'excède pas quelques dizaines de mètres.

En mer, où l'épaisseur des terrains non consolidés est plus importante, sa Profondeur peut aller jusqu'à plusieurs centaines de mètres. La colonne suivante s'appelle le cuvelage de surface. Cette colonne est cimentée

Chapitre II : Généralités sur les forages pétroliers

Jusqu'en surface. Ses fonctions principales sont de :

- Coffrer les formations peu profondes, souvent instables;
- Protéger les aquifères supérieurs et éviter leur pollution par les boues de forage ou par les effluents du puits ;
- Offrir une assise stable pour les équipements de tête de puits qui seront installés à son sommet.

Les colonnes suivantes sont les cuvelages (ou liners) intermédiaires. Elles ont pour rôle :

- D'isoler les formations qui seraient susceptibles d'entraîner des problèmes en cours de forage des formations sous-jacentes : éboulement des parois, Gonflement, coincement de la garniture, etc. ;
- D'isoler les formations contenant des fluides sous forte pression, dont le contrôle nécessite une boue lourde qui peut ne pas être adaptée au forage des formations sous-jacentes ;
- D'isoler les formations fragiles qui, si elles ne sont pas recouvertes, peuvent être sujettes à des pertes partielles ou totales pendant le forage des formations sous-jacentes ;
- D'isoler des formations vulnérables (sel massif par exemple), qui nécessitent d'être forées avec une boue particulière (par exemple une boue salée saturée de densité 1,3), que les formations sous-jacentes peuvent ne pas supporter ;
- D'éviter une fracturation des terrains sous le sabot du cuvelage précédent en cas de venue (kick), c'est-à-dire de remontée non souhaitée de fluides de formation dans le puits. [23]

6. Paramètres de forage

Les paramètres de forage sont les différents facteurs mécaniques et hydrauliques (les grandeurs physiques) agissant sur la vitesse de progression (Rate of Pénétration ROP) correspond à la profondeur forée par heure (mètres /heures).

L'optimisation de la vitesse de progression est un aspect très important dans l'analyse du processus de forage car c'est directement lié au temps passé sur une installation sur terre ou marine. [24]

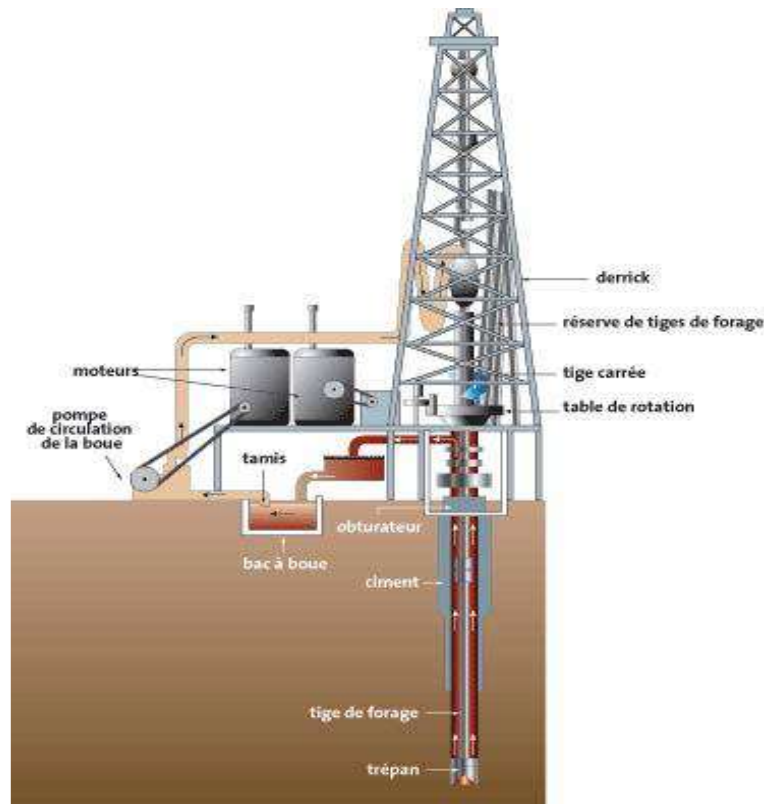


Figure10. Schéma d'une structure de forage. [25]

6.1. Facteurs mécaniques

« Les principaux paramètres mécaniques sont : la vitesse de rotation, le poids sur l'outil et le couple exercé sur l'outil ».

- ✓ **La vitesse de rotation:** la vitesse de rotation choisie selon le poids sur l'outil. En surface, elle peut être contrôlée mais elle peut être différente de la vitesse de rotation de l'outil (trépan).

Les vitesses de rotation usuelles s'étendent entre 60 et 250 (tours/min). [24]

- ✓ **Le poids sur l'outil WOB (Weight on Bit).** Cette force dépend du poids de la garniture de forage, et de la tension du câble de soutien de la garniture. donc Le WOB désigne la force appliquée Par la garniture de forage sur l'outil suivant son axe de rotation. Les grandeurs usuelles de WOB s'étendent entre 10kN et 103kN. Le couple exercé sur l'outil T_{TOB} (Torque On Bit). Le couple exercé sur l'outil Correspond au couple transmis par la garniture au trépan suivant la révolution de son axe de rotation. Compte tenu des frottements des trains de tiges contre la paroi du puits de gaz ou du pétrole, ce couple est nettement inférieur à celui mesuré en surface. Le couple T_{TOB} représente les effets combinés du

couple réactif et des forces des frottements non linéaires sur la longueur du BHA (BOTTOM HOLE ASSEMBLY). La valeur du couple en surface varie typiquement entre 200 et 3000 Kg .m. [24]

6.2. Facteurs hydrauliques:

L'opération de forage se réalise en présence d'un système de la lubrification se trouvant à la surface et géré par un système hydraulique.

Fluide de forage. Le type de boue de forage est choisi en fonction des performances recherchées et désigne les propriétés physico-chimiques du fluide de forage.

Pression et débit hydraulique. Représentent les variables physiques qui doivent favoriser une bonne évacuation des déblais et éviter des problèmes d'encrassement du trépan ou du puits.

La perte du fluide mène habituellement à une diminution de la pression, ce qui peut poser des problèmes majeurs au foreur. Nous nous intéressons au fluide en "circulation directe", celui qui descend par le train de tiges. Le fluide en "circulation inverse" est celui qui monte par l'espace annulaire.

La pression et le débit hydraulique Densité de la boue. L'obtention des informations relatives au puits et particulièrement le contrôle de la pression dans le puits s'effectue à travers la densité de la boue. [24]

6.3. Caractéristiques d'un outil de forage

«Le choix de l'outil de forage est dicté par les caractéristiques de la formation Rocheuse (dureté, nature) et par les conditions économiques de puits.

Une variété des outils (trépans) présentant des géométries spécifiques existent. Les trépans sont conçus pour forer une certaine gamme de roches et sont choisis en fonction des Puits à réaliser. Ils se catégorisent en deux grandes familles : les outils tricônes et les Outils monobloc de type PDC (Poly cristallin Damons Compact). Les outils tricônes sont Principalement composés d'acier ou de carbure de tungstène. Tandis que les monoblocs de Type PDC sont composés de diamants, ou de diamants synthétiques. La grande différence Entre ces deux familles de trépans réside dans leurs façons d'arracher la roche.

Outils tricônes. Les outils tricônes disposent de trois cônes rotatifs qui embarquent des plaquettes de coupe conçues en fonction de la roche à forer. Ils

peuvent être en carbure de tungstène, en acier ou en diamant. L'arrachage de la roche s'exécute lorsque les cônes exécutent des rotations autour de l'outil. Le principal mode de destruction de la roche, par le taillant fixé sur les molettes, est le poinçonnement. Il se déroule par la progression verticale du taillant dans la roche sous l'effet d'un effort normal créant un champ de contraintes au voisinage du taillant. Lorsque les limites à la rupture sont atteintes un déblai se produit.

Ce type d'outil est particulièrement adapté lorsque les roches à forer présentent une forte dureté».

«Outils monobloc ils sont connus sous le nom PDC. Ces outils se composent de diamant naturel ou synthétique brasé sur du carbure de tungstène. La rotation du train de tiges entraîne celle de l'outil (trépan).et se détruisent la roche par cisaillement. Le cisaillement Caractérise l'opération durant laquelle les taillants pénètrent la roche dans un mouvement Parallèle à la surface de la roche et un déblai est obtenu dès que les limites à la rupture Sont atteintes».

«L'emplacement des pastilles dans ce type d'outil est primordial pour son Optimisation et présente une influence considérable sur l'équilibre de l'outil, sur la vitesse de pénétration de la garniture ainsi que l'évacuation des déblais».[24]



Figure11. Trépan tricône et monobloc. [24]

7. Matériel de forage

« Le matériel de forage est conçu pour permettre la manœuvre de la garniture de forage pour le changement des trépan, la rotation de la garniture, l'injection du fluide de forage et pour mettre du poids sur l'outil au cours du forage ».

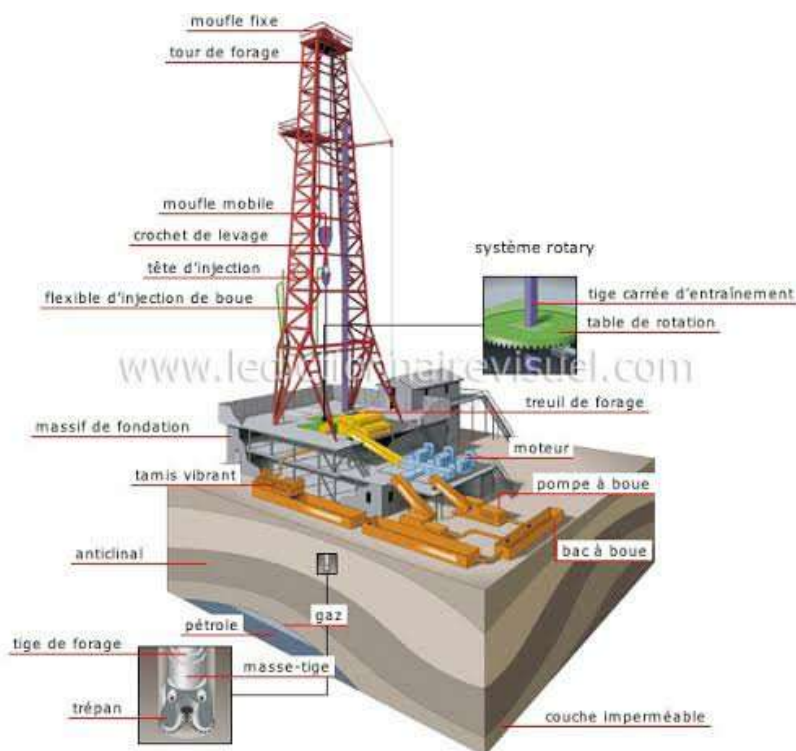


Figure12. Appareil de forage. [26]

7.1. Installation de forage (Équipement de surface)

«C'est la partie visible située à la surface du sol. Elle est composée d'une tour, appelée **derrick** ou **mat**, sur laquelle sont placés les équipements assurant la fonction de levage et permettent la manutention, le vissage et dévissage des tiges et le changement de l'outil, la fonction de rotation et la fonction de pompage».

Cette partie comprend :

A. Derrick (mât) : Le mât de forage sert aux manœuvres des garnitures de forage ou des tubages. Il peut être du type qui ne se démonte pas pour le déménagement [moving], ou de celui qui se démonte en un petit nombre d'éléments. Il est dressé tout monté sur la plate-forme de forage.

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

Une plate-forme installée au sommet, comportant des traverses de forte capacité, supporte le moufle fixe [Crown Block]. Le montage du mât se fait par le câble et le treuil. [27]

B. Bloc obturateur de puits (BOP) (Obturateur Anti-éruption) : Dispositif composé d'un ensemble de vannes et d'un équipement fixés à l'extrémité

supérieure du tubage lors de travaux de forage ou de reconditionnement d'un puits et permettant de contrôler la pression dans le puits et la mise en sécurité d'un puits lors de la remontée d'un effluent liquide ou gazeux. [38]

C. Câble : Le câble de forage représente la pièce d'usure de la fonction levage. [38]

D. Crochet : Il est en général intégré au moufle mobile. Le crochet comporte un amortisseur pour limiter les chocs à la reprise de la charge et faciliter le vissage des connexions.

E. Moufle fixe : Il est composé d'une série de poulies montées sur le même axe, elles sont montées folles (tournent librement autour de leur axe).

F. Moufle mobile : Il est également composé d'une série de poulies montées sur le même axe.

G. Plancher de forage : En ce qui concerne un appareil de forage ou une unité de forage, c'est la plateforme fixe entourant la table de rotation, qui sert de palier pour l'équipe de forage au cours des opérations.

H. Poste de contrôle : Tous les appareils de mesure sont regroupés sur un panel pressurisé et antidéflagrant.

I. Source d'énergie : Depuis longtemps, la machine à vapeur a été remplacée par le moteur diesel comme source initiale d'énergie, mais on peut rencontrer également sur des plateformes de production l'utilisation de puissance fournie par des turbines à gaz et même parfois le raccordement du chantier de forage au réseau de distribution électrique. Or les moteurs diesel offrent le maximum de flexibilité de distribution sur les appareils de forage, qu'ils soient lourds ou légers. [20]

J. Tamis vibrant ou vibreur : Il sépare et filtre les déblais issus du forage avant la réinjection du fluide dans le puits. Il se compose de deux parties : un fixe qui est le support, l'autre constituée d'un bâti qui supporte la toile. Le support mobile est équipé d'un moteur électrique qui lui procure des mouvements vibratoires circulaires, elliptiques ou linéaires.

K. Tête d'injection : la tête d'injection appartient au matériel de levage, pompage et rotation elle est suspendue d'un côté au crochet de levage et de l'autre côté vissé à la tige carrée, elle sert:[27]

- ✓ De palier de roulement à l'ensemble du train de tige pendant le forage ;

✓ Elle assure le passage de la boue de forage venant d'une conduite fixe.

L. Tige carrée d'entraînement: c'est la liaison en rotation entre la table de rotation et la garniture de forage. C'est aussi une tubulaire qui supporte la charge totale de garniture. Elle relie la tête d'injection et la dernière tige de forage, transmet le couple de rotation à la garniture de forage, permet le mouvement longitudinal de la garniture en forage tout en maintenant la rotation et conduit le fluide de forage de la tête d'injection à l'intérieur de la garniture. La tige d'entraînement est le tubulaire le plus long de la garniture: 40 à 54 pieds. En effet, il faut pouvoir forer un peu plus que la longueur d'une tige pour faire un ajout.

M. Treuil de forage: le treuil de forage est la source de puissance du système de levage. et généralement, il est le cœur de l'appareil de forage. [27]

N. Top drive: le top drive est une tête d'injection motorisée qui, en plus de l'injection, assure la rotation de la garniture de forage.

Ainsi, on n'a besoin ni de la tige d'entraînement ni de la table de rotation pour faire tourner la garniture, c'est le top drive qui s'en charge. En plus, pendant le forage, au lieu de faire les ajouts simple par simple, on peut les faire longueur par longueur.

Plusieurs autres options existent dans cet équipement articulé hydrauliquement pour faciliter le travail de l'accrocheur et il possède une clé automatique et même une coulisse intégrée. [27]

Des rails placés tout le long du mât le guident dans ses déplacements.

Il se compose de 3 parties principales:

- ✓ **Partie électrique:** moteur d'entraînement du train de sonde et le moteur auxiliaire.
- ✓ **Partie hydraulique:** circuit de boue.
- ✓ **Partie mécanique :** le mouvement de rotation.

O. Bac à boue de forage : Bassin contenant la boue (mélange d'eau, d'argile et de produits chimiques) qui sert notamment à refroidir et à lubrifier le trépan et à évacuer les déblais. La boue joue un rôle primordial dans l'opération de forage. Les débris qui remontent sont en permanence examinés par le géologue du chantier qui aura ainsi une indication sur la nature des terrains traversés et sur leur épaisseur. [27]

- ✓ **Les bacs de circulation:** Ce sont des bassins métalliques dans le agitation, aspirée par la pompe de forage et peut y revenir par la goulotte. Leurs volumes varient de 15 à 50 m³ selon l'installation ;
- ✓ **Les bacs de réserve:** Ils permettent soit de maintenir une boue n'utilisée. Leur volume est généralement supérieur à celui de bacs de circulation (50 à 60 m³ ;
- ✓ **Les bacs de décantation:** Leur volume est voisin de celui des bacs de circulation.

7.2. Garniture de forage (équipement de fond)

La garniture de forage est la partie active non visible utilisée à l'intérieur du trou de forage. Elle est constituée, de deux parties principales, La partie haute formée de tiges et la partie basse de garniture de fond.

- a) **Tiges de forage :** Ce sont des tubes d'acier (drill-pipes) d'environ 9 mètres de longueur et d'un diamètre extérieur (avec un filetage femelle en haut et filetage mâle en bas) pouvant aller de 60 à 160 millimètres. Leur épaisseur est de l'ordre du centimètre. Elles sont raccordées les unes aux autres par des joints filetés coniques (Tool-joint). L'ensemble du train de tiges est sollicité en traction et en torsion due à l'entraînement des tiges à partir de la table de rotation. La garniture de fond : de longueur entre 200 et 300 mètres, il est constitué de tubes d'acier appelés les masses-tiges (drill-collar), de stabilisateurs et de l'outil de fond.
- b) **Masses tiges ou drill-collars:** Les masses-tiges sont des tubes de fortes sections qui servent à appliquer du poids sur l'outil (Weight On Bit). Les masses-tiges sont sollicitées en compression et en torsion. Leur rôle est essentiel dans la garniture car elles conditionnent la bonne utilisation de l'outil de forage : c'est tout d'abord un lest en acier dont la masse fournira la force d'application de l'outil sur le front de taille.
- c) **Stabilisateurs :** Comme leur nom l'indique, ils sont incorporés à la garniture de forage au niveau DC afin de garder et contrôler la trajectoire de l'outil, qu'elle soit verticale ou inclinée. Leurs formes sont multiples en fonction des terrains. [27]
- d) **Outil de forage :** Il existe plusieurs types d'outils, et la différence entre ces outils réside surtout dans le design de cet outil lui-même et dans son domaine d'utilisation. Les outils à molettes : les molettes, de forme

conique, la pointe dirigée vers l'axe du trou, sont montées sur roulements à billes et sont garnies de dents. Ils sont en acier très résistant. La fraise à diamants : Elle est utilisée, non pas pour forer, mais pour carotter. Elle se présente sous la forme d'une couronne. Les diamants sont sertis dans la matrice.

e) **Tubing & Casing** : Le Tubage et la cimentation sont deux opérations qui se suivent chronologiquement lors de la réalisation d'un puits. Leur conduite est délicate, et nécessite une préparation minutieuse préalable. En cas d'incident, des répercussions importantes peuvent avoir lieu sur la suite des opérations.

8. Comment se déroule un forage

Après avoir mené différentes études géologiques et géophysiques, les experts déterminent l'emplacement théorique d'un piège à pétrole, le prospect. Afin de confirmer les théories, il faut à présent forer.

Le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures et pour définir :

- ✓ La qualité de l'effluent du puits (huile saturée de gaz ? Eau ?);
- ✓ La perméabilité du réservoir ;
- ✓ La production potentielle et la quantité de gaz;

8.1. Préparation du site de forage

Après la sélection du site, il faut déterminer les limites de la zone et étudier l'impact environnemental existentiel.

La préparation de site commence et se fait comme suit :

Le nivellement du terrain et la construction de routes pour faciliter l'accès au site, Parce que l'eau est utilisée dans le forage dont il faut rechercher une source proche à le site ou Creuser un puits.

« l'équipage creuse une fosse de réserve, qui sert à éliminer les déblais de roche et la boue de forage pendant le processus de forage, et la recouvre de plastique pour protéger l'environnement Si le site est une zone écologiquement sensible, comme un marais ou une nature sauvage, les déblais et la boue doivent être éliminés hors site - transportés par camion au lieu d'être placés dans une fosse ».

Après le nivellement de sol, l'équipage creusé une cave (Un trou rectangulaire autour du site du puits), afin de fournir un espace de travail pour les travailleurs et les accessoires de forage ; après cela le creusement de trou principal commencé souvent avec un petit machine de forage plutôt qu'avec Excavatrice principale

La première partie du trou est plus grande et moins profonde que la partie principale, et est bordée d'un tuyau conducteur de grand diamètre. L'équipage creuse des trous supplémentaires sur le côté pour stocker temporairement l'équipement - lorsque ces trous sont terminés, l'équipement de forage peut être amené et installé.

N.B : Il y a d'autres œuvres dans Le préparation du site comme fourniture les différentes structures abritant les bureaux / logements du personnel de supervision et les laboratoires et les magasins.[28]

8.2. Transport et assemblage de l'appareil de forage

Le transport et l'assemblage d'un appareil de forage appelé dans le jargon métier le DTM (Déménagement Transport et Montage) sont avant tout questions de logistique.

Une fois sur le site de forage, l'assemblage de la foreuse se fait rapidement, car bien que chaque pièce ait un emplacement précis par rapport au puits, les équipements sont conçus pour s'adapter les uns aux autres par des raccords flexibles.

Une fois l'appareil de forage assemblé et le derrick levé, il ne reste plus qu'à souder un tuyau de dérivation sur le conducteur de surface pour s'assurer le retour de la boue de forage et l'appareil de forage est prêt pour l'implantation du puits.

Une fois le site de forage préparé et les équipements mis en place et raccordés, il reste encore quelques étapes à franchir :

- ✓ Lever le derrick (mât) et effectuer les derniers ajustements de niveau pour que le derrick soit bien à la verticale du puits ;
- ✓ Assembler la tête rotative et la tige d'entraînement qui permettront d'injecter la boue dans les tiges de forage et de faire tourner les trépan au fond du puits ;
- ✓ Préparer la boue de forage qui servira entre autres choses à remonter à la surface les déblais du forage ;

Une fois ces étapes complétées, on peut alors débiter le forage proprement dit. Et une fois en marche, ces opérations se poursuivront en continu 24 h/jour et 7 jours/semaine, avec deux quarts de travail de 12 h.

8.3. Préparation pour la mise en place du coffrage de surface

"Une fois le trou de surface terminé, les ouvriers procèdent au démontage de l'obturateur annulaire et du manchon de dérivation afin de pouvoir procéder à la mise en place du coffrage de surface". Celui-ci consisté à:

- ✓ Introduire dans le puits un tuyau d'acier (le coffrage);
- ✓ Cimenter l'extérieur du coffrage sur la profondeur totale.

C'est sur ce coffrage que se fixeront les obturateurs hydrauliques qui permettraient de contrôler au besoin une venue soudaine d'hydrocarbures dans le puits.

8.4. Forage

L'outil traditionnel qui permet le forage d'un puits est le trépan à trois têtes rotatives coniques, munies de dents en acier ou en carbure de tungstène. Celui-ci broie la roche et permet le forage du puits.

La table de rotation tourne et entraîne l'outil de forage par l'intermédiaire de l'ensemble de la garniture de forage et de la tige d'entraînement. La commande principale est le levier de frein. Le contrôle de la descente du crochet de forage achevé par action sur ce frein, sachant que les trépans sont utilisés à poids constant. Le poids de tout ce qui est pendu au crochet est constant et connu du foreur par la lecture du poids suspendu au crochet avant de toucher le fond (off Bottom). Le poids appliqué sur l'outil est la différence entre le poids au crochet outil suspendu et outil posé.

Cette différence lue sur l'indicateur de poids et qu'il doit maintenir constante en laissant descendre la tige d'entraînement à la même vitesse que l'avancement de l'outil de forage. Les deux autres paramètres : rotation et débit de boue sont en général fixes, contrôlé et ajusté par les valeurs suivant le programme et surtout vérifie que la pression de refoulement aux pompes est et reste conforme.

Si les pompes à boue démarré, ces pompes aspirent la boue des bassins par l'intermédiaire d'un tuyau flexible placé à la tête d'injection, cette dernière reliant la tige carrée au moufle, on injecte la boue de forage à l'intérieur des tiges, et pour

éviter que le trou se rebouche au fur et à mesure du forage, il faut enlever les débris de roche et nettoyer le fond du puits. Pour cela, on utilise le fluide de forage aussi appelé boue de forage par son aspect.

Dans les forages pétroliers on utilise une boue de forage, à la propriété de garder sa fluidité, si elle est maintenue en mouvement, et de prendre l'allure d'un solide, si ce mouvement s'arrête. Ainsi, quand on arrête un forage, cette substance reste en place. Sans cette propriété essentielle il serait impossible d'effectuer des creusements. Quand le travail de forage reprend, la boue de forage retrouve sa fluidité.

Un circuit fermé permet de recycler la majeure partie de boue utilisée. Elle est mélangée et conservée dans un bassin, acheminée par la colonne d'injection de boue, vers la tête d'injection qui la propulse dans le train de tiges. Elle descend alors jusqu'au fond du puits et "traverse" le trépan grâce à des trous percés dans celui-ci et se retrouve dans les débris. Sous l'effet de la pression, la boue remonte entre les parois du puits et le train de tiges, emportant avec elle les débris arrachés. En arrivant à la surface, la boue est envoyée à l'aide d'une goulotte d'évacuation sur un tamis vibrant où sont retenus les déblais, source précieuse de renseignements sur la roche forée.

La boue une fois débarrassée des débris du puits est renvoyée de nouveau dans le bassin de décantation pour être réinjectée. Et ainsi de suite. Outre ses fonctions de nettoyage du fond du puits, la boue de forage sert à la fois à refroidir et lubrifier l'outil de forage, à consolider les parois du trou ainsi qu'à exercer une pression dans l'orifice, afin de contenir tout éventuel jaillissement de pétrole, de gaz ou d'eau provenant d'une couche traversée.

8.5. Ajout de tige

Lorsque l'outil a foré une longueur de tige (30 pieds), il faut rallonger la garniture de forage d'autant en vissant sous la tige d'entraînement une tige de forage. Pendant le forage les ouvriers de plancher placent une tige dans un fourreau appelé mouse-Hole (trou de rat) situé à proximité de la table de rotation. L'embrayeur de treuil se induire pour soulever la garniture jusqu'à la première tige de forage sous la tige d'entraînement. Les sondeurs mettent les cales, la tige d'entraînement peut être dévissée car la garniture est alors suspendue sur la table de rotation.

La circulation de boue est alors arrêtée. Les sondeurs présentent la tige d'entraînement sur le filetage femelle de la tige mise en place dans le mouse- Hole. Le vissage et blocage sont effectués sur le mouse-Hole.

- ✓ En actionnant le treuil, le chef de poste soulève l'ensemble tige d'entraînement et tige de forage. Le vissage et le blocage de la nouvelle tige sur la garniture étant faits, le chef de poste remet la circulation du fluide de forage ;
- ✓ Le foreur positionne le carré d'entraînement de la Kelly dans la table de rotation et le forage peut reprendre.

8.6. Changement de trépan « La manœuvre »

Lorsque l'outil de forage est usé (même s'il est fabriqué de matériaux de première qualité, il finit par s'user) ou lorsque l'on atteint la profondeur souhaitée, il faut remonter la totalité de la garniture soit pour changer l'outil de forage (trépan), soit pour descendre les tubes casing.

On suspend donc le forage proprement dit et l'équipe doit sortir le train de tiges du puits. La première opération consiste à décrocher la tête d'injection du crochet de forage et de ranger dans un fourreau appelé rat-Hole l'ensemble tige d'entraînement, tête d'injection toujours reliées aux pompes par flexible. Les sondeurs de plancher ferment l'élévateur sous le Tool-joint de la première tige et le chef de poste manœuvre le treuil pour soulever la garniture sur une hauteur correspondant à trois tiges. La quatrième tige est coincée dans la table par les cales et on dévisse cette connexion avec des clés. Un ensemble de trois tiges est alors suspendu à l'élévateur. Les sondeurs de plancher repoussent l'extrémité inférieure de cette longueur (stand) pour l'appuyer sur un sommier de gerbage (set back), dès que cela est fait, l'accrocheur qui se trouve sur une passerelle dans la tour, ouvre l'élévateur, maintient la longueur puis range l'extrémité supérieure de cette même longueur dans des râteliers.

On continue ainsi jusqu'aux masse-tiges que l'on stocke également verticalement par trois. Les tiges de forage mesurent environ 9 m chacune. Elles sont retirées du puits et entreposées à la verticale dans le mat de la foreuse par 1, 2 ou 3 longueurs (9m, 18m ou 27m), selon la taille du derrick. Une foreuse sera ainsi qualifiée de simple, double ou triple.

Chapitre II : Généralités sur les forages pétroliers

On peut aisément comprendre les avantages d'une foreuse de plus grande taille quand on considère que pour un puits de 2000 m l'équipe d'une foreuse simple devrait dévisser et revisser les tiges environ 400 fois pour changer un trépan, alors que sur une foreuse double, elle ne le ferait que 200 fois, et 133 fois sur un triple.

La manœuvre de descente (tripping in) se fait identiquement. Il faut remarquer que pendant cette opération, on ne peut ni tourner la garniture ni circuler. Pour ce faire, si besoin était, il faut reprendre la tige d'entraînement hors du rat Hole et revisser l'ensemble sur les tiges.

8.7. Tubage

Pendant le forage de puits, il est nécessaire de le cuveler, c'est-à-dire d'en consolider les parois à l'aide d'une colonne de tubes d'acier. Cette opération, dite « de tubage », doit être organisée avec soin puisque, le diamètre du forage s'en trouvant réduit, elle ne peut se renouveler qu'un nombre limité de fois. Généralement, le forage d'un puits profond se déroule suivant le cycle opératoire suivant :

- a) Le sol est attaqué au gros trépan, et il ne faut guère plus d'un jour pour atteindre la profondeur correspondant au premier tubage ;
- b) On retire le train de tiges et l'on descend à la place la hauteur équivalente de tubage ;
- c) Une « cimentation » permet de fixer solidement en place le tubage : du ciment introduit dans le circuit de circulation, puis refoulé par de la boue est forcé à remonter à l'extérieur du tubage, où il se solidifie en quelques heures ;
- d) Le forage est repris avec un trépan adapté de manière à passer aisément dans le premier tubage ;
- e) Suivant la roche rencontrée, l'usure du trépan est plus ou moins rapide: il arrive qu'il faille chaque jour effectuer une manœuvre « aller et retour » consistant à remonter tout le train de forage, tige après tige, pour remplacer l'outil. On en profite pour vérifier la verticalité du puits à l'aide d'un inclinomètre, appareil que l'on descend jusqu'au fond l'intérieur des tiges ;
- f) Vers 1 500 m arrive le moment de faire le second tubage, qui se réalise comme le premier, cimentée à son tour ;

- g) Le trépan suivant sera plus petit et permet d'atteindre 3 000 ou même 4 000 m, profondeur à laquelle on met en place le troisième tubage ;
- h) Avec un trépan encore plus petit, on prépare le tubage profond, le quatrième et dernier ;
- i) Le forage se termine jusqu'à la profondeur recherchée avec un trépan encore plus petit.

Le forage ayant été accompli à la profondeur prévue pour cette phase, il s'agit maintenant de descendre les derniers tubes casing dans le puits. Cette opération, périlleuse du fait du faible jeu entre casing et trou et de la quasi impossibilité de mettre en rotation la colonne, consiste en une manœuvre de descente mais par ajout unitaire de tube casing. À la fin de la descente, c'est par circulation directe (c'est-à-dire injection du fluide par l'intérieur du tube et retour par l'annulaire) que l'on mettra en place le ciment dans l'annulaire.

8.8. Cimentation

La cimentation permet de protéger la colonne de tubage contre la corrosion côté terrain. Elle ancre définitivement le tubage au terrain. Elle doit aboutir à l'extrados des tubages à une gaine continue, homogène, adhérente au tubage et aux parois du trou. Lorsque la hauteur de cimentation est importante, on procède en deux passes afin de compléter le niveau qui a tendance à s'affaisser en raison de la pénétration du laitier dans la formation. Le temps de prise nécessaire et souhaitable d'une cimentation est de 48 heures.

Pour Préparer et pomper le ciment en place dans un puits de forage. Des opérations de cimentation peuvent être entreprises pour sceller l'anneau après l'exécution d'un train de tubage, pour sceller une zone de circulation perdue, pour installer un bouchon dans un puits existant à partir duquel pousser avec des outils directionnels ou pour boucher un puits afin qu'il puisse être abandonné. Avant le début des opérations de cimentation, les ingénieurs déterminent le volume de ciment (généralement à l'aide d'une bille à coulisse) à placer dans le puits de forage et les propriétés physiques du coulis et du ciment durci nécessaires, y compris la densité et la viscosité. Une équipe de cimentation utilise des mélangeurs et des pompes spéciales pour déplacer les fluides de forage et placer le ciment dans le puits de forage. [29]

8.9. Montage de la tête de puits:

Lorsque le tubage est en place dans le puits et est cimenté, il est nécessaire de monter divers équipements de suspension, d'étanchéité sur son extrémité supérieure. Ces opérations sont manuelles en têtes de puits aériennes. Ces équipements de tête de puits permettent également la mise en place des obturateurs équipés de conduites haute pression appelées kill line et choke line. Une série de test en pression du casing, des suspensions, des BOP clôture ce montage. Si tout est conforme aux exigences de la sécurité, la phase de forage suivante peut alors commencer.

8.10. Carottage:

Le carottage est pratiqué en cas de suspicion d'accès à la réserve. Le train de tiges est alors remonté et l'outil de forage est remplacé par un carottier. Le dispositif est redescendu et on fore à nouveau, mais cette fois sans broyer la roche. Le carottier découpe un cylindre de roche qui est conservé dans l'outil. Dès que le carottier est plein, celui-ci est remonté à la surface. On en retire alors une carotte de plusieurs mètres, qui n'est autre que l'échantillon cylindrique de roche découpé. Cette carotte est très utile : elle fournit des informations indispensables sur la nature de la roche, l'inclinaison des couches, sa structure, sa perméabilité, porosité etc. Les géologues peuvent alors déterminer si elle contient des hydrocarbures.

8.11. Complétion

Cette opération finale qui succède à la mise en place de la dernière colonne de casing (casing de production) consiste à la descente dans le puits l'équipement de production: packer, tubing, vanne de sécurité, etc.il faut souvent parachever à la liaison couche/trou par forage, perforation, acidification, fracturation, etc.

Bien que ces opération soient souvent faites par les foreurs, leurs techniques rentrent dans le domaine de la production fond qui est objet d'un autre ouvrage.

9. Les problèmes de forage pétrolier

9.1. Les problèmes liés à l'équipement

Il peut y avoir des problèmes de forage provenant de l'équipement et du personnel. [30]

9.1.1. L'équipement

L'intégrité de l'équipement de forage et son entretien sont des facteurs majeurs pour minimiser les problèmes de forage. Les éléments suivants sont tous nécessaires pour réduire les problèmes de forage.[30]

- Système hydraulique approprié (puissance de la pompe) pour un nettoyage efficace du fond et des trous annulaires;
- Puissance de levage appropriée pour un déclenchement efficace;
- Charges de conception de derrick appropriées et charge de tension de la ligne de forage pour permettre un débordement sûr en cas de problème de collage;
- Systèmes de contrôle du puits qui permettent de contrôler le coup de pied dans n'importe quelle situation de coup de pied;
- Obturateurs annulaires;
- Obturateurs internes;

9.1.2. Le personnel

Dans des conditions d'égalité pendant les opérations de forage / achèvement, le personnel est la clé du succès ou de l'échec de ces opérations. Les coûts globaux des puits résultant de tout problème de forage / complétion peuvent être extrêmement élevés; l'éducation et la formation continues du personnel directement ou indirectement impliqué sont essentielles au succès des pratiques de forage / complétion. [30]

9.2. Collage de tuyaux

Le collage de tuyaux est l'un des problèmes les plus courants rencontrés pendant le forage, ce qui entraîne beaucoup de temps non productif (NPT). Le tuyau est considéré comme coincé s'il ne peut pas être libéré et tiré hors du trou sans endommager le tuyau ou dépasser la charge de crochet maximale autorisée. Fondamentalement, il existe deux types de collage de tuyaux. : Collage de tuyaux à pression différentielle ET collage mécanique de tuyaux. [31]

9.3. La déviation de trou

La déviation de trou est définie comme l'écart involontaire de la trajectoire du trépan de forage par rapport à celle présélectionnée (Robert F. Mitchell 2006). Plusieurs facteurs sont responsables de l'écart, notamment:

- Hétérogénéité de la formation;
- Caractéristiques de l'assemblage du fond;
- Stabilisateurs;
- Poids sur mèche;
- Angle d'inclinaison du trou;
- Type et conception de foret;
- Hydraulique du foret;
- Nettoyage incorrect des trous.

L'une des principales causes de déviation du trou est le flambement du BHA, car le flambage désaligne l'axe du foret avec celui de la trajectoire de trou prévue. Désormais l'écart.

Le BHA est une structure flexible et élastique qui peut se déformer sous les forces de compression. Ainsi, compte tenu de sa rigidité et de sa longueur, le comportement au flambage serait géré. En plus d'installer des stabilisateurs avec le bon nombre et le bon diamètre extérieur. [32]

9.4. Perte de circulation

La perte de circulation du fluide de forage (c'est-à-dire sa descente et sa remontée de façon continue) peut être provoquée par une filtration importante dans une formation fortement poreuse et perméable ou fissurée, que ce soit naturellement ou provoquée par des surpressions hydrauliques dans le puits.

Cette perte aura pour conséquence une baisse du niveau hydrostatique pouvant provoquer une venue. Dans un réservoir à gaz de hauteur importante, la densité de boue nécessaire pour contrôler la pression de pore dans la partie supérieure du réservoir peut être trop forte pour les couches inférieures où le gradient de pression de pore est inférieur au gradient hydrostatique. Le réservoir pourrait ainsi être fracturé lors de l'approfondissement du forage. [33]

9.5. Le panne de tiges de forage

Les pannes de tige forage sont un problème de forage répandu. Il peut être classé dans l'une des catégories suivantes: torsion provoquée par un couple excessif; séparation à cause d'une tension excessive; éclatement ou effondrement en raison d'une pression interne ou d'une pression externe excessive, respectivement; ou fatigue résultant de charges cycliques mécaniques avec ou sans corrosion. [34]

9.6. Contamination par la boue

On dit qu'une boue est contaminée lorsqu'un corps 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. La contamination par la boue peut résulter d'un traitement excessif du système de boue avec des additifs ou de la pénétration de matériaux dans la boue pendant le forage.[35]

9.7. Dommages à la formation

Les dommages à la formation sont définis comme la détérioration du réservoir (production réduite) causée par les fluides de puits de forage utilisés pendant les opérations de forage / complétion et de reconditionnement. Il s'agit d'une zone de perméabilité réduite à proximité du puits de forage (peau) en raison de l'invasion de fluides étrangers dans la roche réservoir..

En règle générale, toute impédance involontaire à l'écoulement de fluides dans ou hors d'un puits de forage est appelée endommagement de la formation. Cette définition large comprend les restrictions d'écoulement causées par une réduction de la perméabilité dans la région proche du puits de forage, les changements de perméabilité relative à la phase d'hydrocarbure et les restrictions d'écoulement involontaires dans l'achèvement lui-même. Les restrictions de débit dans la tubulure ou celles imposées par le puits pénétrant partiellement un réservoir ou d'autres aspects de la géométrie de complétion ne sont pas incluses dans cette définition car, bien qu'elles puissent entraver l'écoulement, elles ont été mises en place par conception pour servir un objectif spécifique ou n'apparaissent pas dans les mesures typiques des dommages de formation tels que la peau. [36]

9.8. Instabilité du trou de forage

Discuté de l'instabilité du forage et de ses paramètres indiquant qu'il s'agit d'un problème géo mécanique lié à des facteurs hydrauliques et chimiques. L'instabilité du forage dans le pétrole est bien définie comme la condition indésirable d'un intervalle de trou ouvert qui ne conserve pas sa taille, sa forme ou son intégrité structurelle, entraînant par conséquent l'opération de forage dans des problèmes et des difficultés majeurs qui entraîneront des coûts supplémentaires et un temps non productif qui augmentera. [37]

10. Conclusion

Après le forage et la confirmation de l'existence des hydrocarbures, la production commence; l'exploitation de gisement ne se déroule pas par un seul puits mais à partir des plusieurs Puits reliés à un ou plusieurs réservoirs. En cas de faible pression à l'intérieur d'un puits, le gaz est pompé à partir d'un autre puits (puits injecteur) pour balayer les fluides dans le réservoir et augmenter la pression à l'intérieur des puits adjacents .Et donc, l'enrichissement de la production en surface et à l'usine de traitements.de cette façon la majorité des hydrocarbures dans le réservoir est exploitée.

Chapitre III:

Stabilité des puits

Pétroliers

1. Introduction

Les instabilités des trous de forage pendant le forage causent des problèmes importants dans toutes les régions du monde. Un problème de stabilité de forage est un exemple de ce que les foreurs appellent un «trou étanche» ou Incident de «tuyau coincé». Il existe de nombreuses raisons possibles d'être coincé, mais dans une majorité des cas signalés sur le terrain, la raison fondamentale est l'effondrement mécanique du forage.

La plupart des instabilités d'importance pratique se produisent dans le schiste ou le mud stone; principalement dans les morts-terrains, mais parfois aussi le réservoir. Souvent, l'effondrement mécanique des trous est combiné à un manque de nettoyage des trous. Il est commun dans l'industrie que de tels problèmes de stabilité représentent généralement 5 à 10% des coûts de forage dans l'exploration et la production, y compris la perte de temps et parfois aussi de matériel. Ces chiffres impliquent un coût mondial pour l'industrie pétrolière de centaines de millions de dollars par an.

Les problèmes surviennent souvent dans les schistes riches en minéraux argileux gonflants, et sont souvent associés à une pression interstitielle élevée. Traditionnellement, dans l'industrie pétrolière les instabilités des trous de forage causées par le gonflement de l'argile, peuvent être traitées par des additifs (par exemple du sel) à la boue de forage. Le choix du poids de la boue est régi par la pression interstitielle.

Et les profils de gradient de fracture : afin d'empêcher l'afflux de fluides (en particulier le gaz), il a été jugé nécessaire de maintenir le poids de la boue au-dessus du gradient de pression interstitielle. Afin d'éviter la perte de boue en fractures (perte de circulation), il s'est avéré nécessaire de maintenir le poids de la boue en dessous du gradient de fracture. Nous allons montrer dans ce chapitre comment estimer le poids de boue minimum autorisé d'un point de vue mécanique de la roche. Nous verrons comment la chimie de la boue peut affecter l'intégrité de la formation à proximité du puits et donc la stabilité du forage.

2. Forages instables: symptômes, raisons et conséquences

Dans cette section, nous considérerons deux principaux types d'instabilités de forage; soi-disant «serré les incidents de «trou» ou de «tuyau coincé», qui sont longs

à résoudre et donc coûteux; et les problèmes de "perte de circulation" ou de "perte de boue", qui sont potentiellement dangereux, représentant un risque pour la sécurité à éviter. La figure 13 illustre de manière schématique différents problèmes d'instabilité qui pourrait survenir. [39]

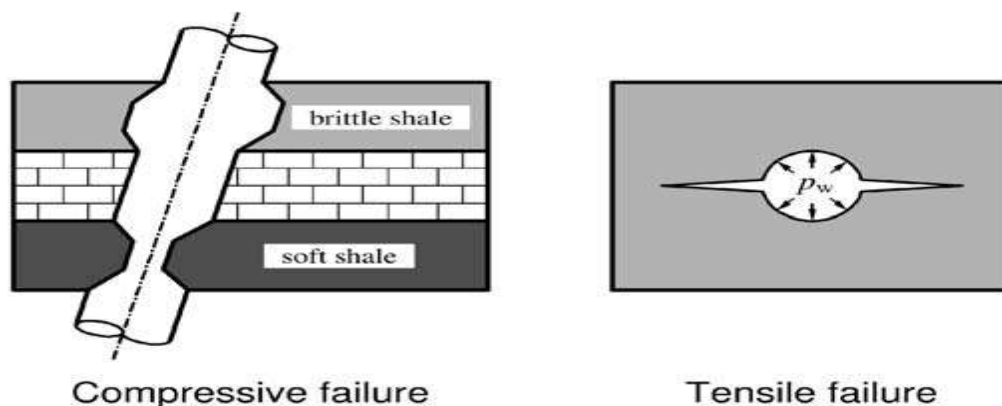


Figure13. Problème de stabilité pendant le forage. [39]

2.1. Trou serré / tuyau coincé

Les principales causes d'incidents de trous serrés / de tuyaux coincés sont:

- A. Effondrement du trou (défaillance mécanique de la roche).
- B. Nettoyage inapproprié des trous.
- C. Collage différentiel.
- D. Écart par rapport à la trajectoire idéale.

Cause 1 : l'effondrement du trou signifie que la formation près du trou de forage échoue mécaniquement, le plus souvent par rupture par cisaillement, mais parfois aussi par rupture en traction. Les résultats de ces échecs peuvent être divisés en deux types principaux :

- Augmentation de la taille du trou de forage en raison d'une rupture fragile et de l'effondrement de la paroi du puits de forage. Si les fragments de roches ne sont pas évacués, cela représente une source potentielle d'une situation de tuyau coincé. Cela se produit normalement dans les roches fragiles, mais la taille du forage peut également augmenter par érosion (hydraulique ou mécanique) dans une roche tendre. Dans le langage du foreur le «schiste sloughi» est souvent utilisé (mais pas très bien défini) pour décrire des fragments ou «éclats» générés par la paroi du forage. Bien que souvent pensé d'origine chimique, il s'agit tout d'abord d'un problème mécanique qui, pour certains, l'étendue peut être influencée par les interactions fluide/schiste.

L'agrandissement excessif des trous est parfois appelé « délavage ». Un délavage principalement causé par l'érosion est due à une forte intensité de coulée de boue près du trépan, ou elle peut être liée au ramollissement de la formation par défaillance mécanique. Alors qu'en mécanique, l'effondrement du trou entraîne l'ovalisation du trou (par formation d'une cassure; ce n'est pas nécessairement le cas avec un lavage).

- Un diamètre de forage réduit peut se produire dans les schistes faibles (plastique), les grès et le sel.

Certaines formations de craie peuvent également montrer un tel comportement. Ce phénomène nécessite un alésage répété, ou peut même entraîner une perte de tige de forage. Le schiste est parfois appelé « schiste gombo ». Un tel schiste est souvent collant, contient des quantités considérables de minéraux gonflants (montmorillonite), et peut provoquer des problèmes tels que le mordillage et l'accumulation de solides.

Cause 2 : Un nettoyage inapproprié des trous signifie que les déblais de forage, ou dans le cas d'un effondrement de trou, les fragments de roche produits par la rupture de la formation ne peuvent pas être entièrement enlevés par le fluide de forage. Les mécanismes 1 et 2 ne sont donc pas indépendants, mais agissent souvent ensemble. Le nettoyage des trous est moins problématique dans le sable que dans les formations de schiste, la boue de forage peut éliminer plus facilement les particules de sable que les grottes de schiste.

Cause 3 : Le collage différentiel est la seule raison probable du blocage du tuyau dans un réservoir de roches perméables. Lorsqu'il est bloqué de manière différentielle, l'outil de forage est serré contre le trou de forage par suite d'une pression différentielle entre le puits et la formation (Outmans, 1958). Cette pression différentielle est causée par une surpression dans le forage, et maintenue par un gâteau de boue.

Cause 4 : Un écart par rapport à la trajectoire idéale peut entraîner un blocage du tuyau. Ces écarts peuvent être causés par une forme de trou non idéale. Dans les puits déviés, le côté inférieur du l'outil de forage peut creuser dans le fond du trou et créer ce qu'on appelle un «siège de clé».

L'effondrement des trous se produit en général plus facilement dans les trous déviés comme le montre l'analyse de stabilité mécanique. Le nettoyage des trous est

également plus difficile dans les trous déviés, notamment à des angles intermédiaires compris entre 40 ° et 60 °.

Les principales conséquences des situations de trous serrés / de tuyaux coincés sont la perte du temps de forage, car les mesures correctives consistent généralement en un alésage ou un détournement. Les instabilités peuvent causer également des problèmes considérables aux opérations ultérieures dans le forage. La forme irrégulière de forage entraîne également une grande incertitude dans le volume de ciment requis. Mauvaise cimentation de l'enveloppe peut entraîner des problèmes de perforation, de contrôle du sable, de production et de stimulation.

Enfin, les instabilités peuvent déclencher de nouvelles instabilités.

Une bonne conception du puits est la clé d'un forage stable. Lorsqu'un puits est conçu, le poids de la boue et la composition, les profondeurs de réglage du tubage et la trajectoire du puits (y compris la déviation et l'azimutale orientation) sont sélectionnés. La conception du puits sert à plusieurs fins : tout d'abord, le réservoir cible doit être pénétré de manière à assurer un drainage optimal pendant la production.

De plus, la vitesse de forage doit être satisfaisante. Un élément central de la conception d'un puits est cependant d'assurer un forage sûr et stable. Si une instabilité inattendue se produit pendant forage, puis la boue est plus ou moins le seul facteur réglable. Il est important de souligner que la solution à un problème de stabilité de forage dépend de la cause, ce qui signifie qu'il est un fort besoin d'outils de diagnostic. Si, par exemple, la raison de l'instabilité est les trous effondrés, alors la solution standard est d'augmenter le poids de la boue.

Si, cependant, le collage différentiel est la cause du problème, la solution est généralement de diminuer le poids de la boue. Ainsi, si le diagnostic est erroné, la solution sélectionnée peut avoir un effet déstabilisateur sur le forage.

2.2. Perte de circulation

La perte de circulation signifie qu'une quantité importante de fluide de forage est perdue dans la formation. Cela implique qu'une fracture a été créée ou que de la boue est perdue dans une fracture existante. Il s'agit d'un problème opérationnel, en partie parce que la boue est chère, et en partie parce qu'il y a une limite à la quantité

Chapitre III : Stabilité des puits pétroliers

de boue disponible sur la plate-forme. La perte de boue peut également entraîner une chute de pression temporaire dans le puits, car une partie de la colonne de boue est disparu dans la formation. Par conséquent, du liquide interstitiel peut s'écouler dans le puits à partir des couches perméables plus haut. En présence de gaz, cela peut entraîner une augmentation rapide de la dépression et un risque élevé d'éruption. Il s'agit d'une situation potentiellement dangereuse qui peut entraîner pertes humaines et matériels.

La principale solution est de maintenir le poids de la boue suffisamment bas pour que la perte de fluide ne se produise pas ; c'est-à-dire en dessous de la limite d'amorçage et de croissance des fractures dans les formations non fracturées, et en dessous de la pression de réouverture de la fracture dans les formations naturellement fracturées. Si les marges sont suffisamment petites, alors la densité de circulation équivalente (ECD) peut être suffisante pour dépasser la pression de fracturation. Le DPE (ou poids de boue dynamique) est égal au poids de boue statique plus un terme proportionnel à la chute de pression dans l'espace annulaire.

C'est un argument pour maintenir le poids de la boue bien en dessous de la limite critique. Dans certains cas, des fractures peuvent se déclencher, mais les conditions de contrainte peuvent ne pas permettre la croissance des fractures. Mais nous garderons à l'esprit que dans une formation qui n'a pas encore été fracturée, la croissance des fractures est nécessaire pour perdre des quantités importantes de fluide de forage.

Dans les cas où le nettoyage des trous n'est pas effectué correctement, par exemple en ce qui concerne l'effondrement des trous, le ramassage lors du rétro-alésage peut entraîner une perte de circulation. Cela montre la nécessité de bons diagnostics : un problème de perte apparent peut avoir été initié par l'effondrement du trou et amélioré par un nettoyage insuffisant.

Les additifs de prévention de la perte de boue sont couramment utilisés pour remédier aux fractures créées lors de situations de perte. L'obligation de ne pas induire de situations de perte de fluide fixe une limite de densité de boue, avec un fort impact sur la conception du puits dans son ensemble.

Les particules peuvent également être utilisées à titre préventif, en incluant une concentration spécifique de particules (par exemple graphite et carbonate de calcium) dans le fluide de forage pendant le forage. Le but est d'arrêter les fractures induites

par le forage à un stade précoce, avant que des pertes importantes ne se produisent. Les particules sont censées combler l'ouverture de fracture et réduire la perte de fluide, dans la mesure où la pression de fracture chute et la croissance de la fracture s'arrête.[39]

3. Analyse de la stabilité pendant le forage

Les formations à une profondeur donnée de la Terre sont exposées aux contraintes de compression verticales et horizontales (généralement anisotropes), ainsi qu'une pression interstitielle. Lorsqu'un trou est foré, la roche environnante doit supporter la charge qui était auparavant portée par la roche enlevée. Dans la roche qui se comporte de façon linéaire élastique, cela conduit à une concentration de contraintes près du puits. Si la roche est suffisamment faible, cette concentration de contraintes peut conduire à l'endommagement du trou de forage.

Lors du forage d'un puits profond, comme dans les champs de pétrole, le puits est rempli de boue. La boue sert à deux objectifs principaux : l'un est d'empêcher l'écoulement de liquide interstitiel dans le puits. L'autre but de la boue est de transporter les déblais de forage du trou à la surface. La densité de boue ρ_w contrôle la pression dans le puits :

$$P_w = \rho_w g D \quad (3.1)$$

g est l'accélération due à la gravité et D est la profondeur verticale. En langage de forage de puits de pétrole, on se réfère généralement au poids de la boue (en unités de densité) et aux gradients de contrainte ou de pression (également mesurés en unités de densité équivalentes) au lieu de pressions. La circulation de la boue implique que la pression effective (dynamique) de boue dans le puits est supérieure à la pression statique exprimée par eq. (3.1). Comme mentionné ci-dessus, la pression dynamique du puits est souvent appelée densité de circulation équivalente (ECD). La différence peut être de l'ordre de 5 à 10%. En dessous d'opérations de forage normales, la pression variera entre les valeurs statiques et dynamiques. La boue transportera une partie de la concentration de la contrainte.

Pour commencer, nous supposons un comportement rocheux linéairement élastique et examinons la déformation du trou résultant du forage. Un forage vertical se contractera proportionnellement à la différence entre la contrainte horizontale

Chapitre III : Stabilité des puits pétroliers

totale et la pression du puits, Et inversement proportionnelle au module de cisaillement de la formation :

$$\Delta R_w/R_w = |\sigma_h - p_w| \quad (3.2)$$

Cette équation produit un changement relativement faible du rayon du trou de forage : avec un module de cisaillement G_{fr} de 1 GPa (représentatif des schistes très mous), une différence de 5 MPa entre la contrainte horizontale et la pression du puits entraînent un retrait de 0,5 mm d'un trou de forage de 10 cm de rayon.

Ceci est pratiquement insignifiant pour la stabilité du trou, car ces petits déplacements ne conduiront pas à un trou étanche. Un problème opérationnel ne se produirait que si le module de cisaillement de la formation atteint des ordres de grandeur inférieurs. Pour le schiste en profondeur, cela signifie que le schiste devra être amené au-delà de la limite d'élasticité, et dans un état de rupture fragile ou déformation plastique. Pour analyser la stabilité du forage, il est donc plus utile de se concentrer sur les critères de rupture des forages.

Comme nous l'avons vu précédemment, il existe deux types de base de rupture de forage rupture par cisaillement (ou compression) et rupture par traction. Dans le cas de l'élasticité linéaire,

La contrainte déviatorique maximale se produit à la paroi du trou de forage, c'est donc là que la rupture par cisaillement se produira. Nous utiliserons ce critère pour l'effondrement du forage, ce qui signifie que la rupture du forage est considérée comme parfaitement fragile (c'est-à-dire une perte complète de la capacité portante une fois la rupture se produit). Les ruptures de cisaillement les plus critiques pour la stabilité d'un forage sont des ruptures où la contrainte tangentielle ou la contrainte axiale le long de l'axe du trou de forage est maximale, et la contrainte radiale (= pression du puits) est minimale.

La pression limite du puits peut être plus grande ou plus petite que la pression interstitielle PFO, en fonction des contraintes in situ et des paramètres de résistance du rocher. Une seule des conditions (A) ou (B) représente une solution valable au problème de stabilité du trou, donc lorsque la pression limite du puits a été calculée, il faut vérifier que les contraintes de la paroi du trou de forage sont en accord avec les conditions supposées. Ce type de rupture entraîne la formation d'une évaison. Comme indiqué dans la situation précédente, cela peut entraîner une situation de

tuyau coincé. La raison est alors évidemment que le poids de la boue est trop faible. La valeur autorisée inférieure du poids de la boue est limitée non seulement par le critère de rupture par cisaillement, mais aussi par la condition de rupture radiale en traction.

En pratique, la limite inférieure de poids de boue est associée au maximum des pressions de puits calculées à partir des critères de cisaillement et de rupture en traction.

Si la pression du puits doit être en surpoids, alors le poids de boue minimum autorisé n'est contrôlé par l'effondrement du trou que si la limite de l'effondrement est supérieure au gradient de pression interstitielle.

Bien qu'une rupture par cisaillement puisse également se produire si la pression du puits est élevée, cette situation ne devrait pas poser de problèmes de forage importants. En plus, la limite pour ce mode de rupture par cisaillement est normalement très proche de la limite pour la fracturation hydraulique par rupture en traction, à condition que la contrainte horizontale minimale soit la contrainte minimale de la roche. Dans le cas où la contrainte verticale est la minimale, alors une fracture est initiée si $\sigma'_v = -T_0$.

Il convient de noter que pour qu'une fracture hydraulique crée un problème de forage (c.-à-d. Pour qu'une perte importante de boue se produise), la fracture doit non seulement être amorcée, mais se propagé au-delà de la région proche du puits. Une fracture hydraulique se propage si la pression dans la fracture dépasse la contrainte principale minimale.

Souvent, la perte de boue dans des fractures préexistantes peut être un problème. Cela se produira si la pression du puits est suffisamment élevée pour permettre la réouverture d'une telle fracture. Dans la pratique, la pression du puits ne doit pas dépasser la pression de fermeture de la fracture, plus une contribution supplémentaire Δp_{exp} à quantifier sur la base d'expérience opérationnelle.

La stabilité des trous forés le long des directions de contrainte principales horizontales peut facilement être analysée en utilisant le même cadre mathématique que ci-dessus. Il faut se rappeler quelles contraintes de champ lointain contrôlant la contrainte tangentielle (et donc le critère de rupture en cisaillement(A) au niveau de la paroi du trou de forage) sont les contraintes agissant dans le plan perpendiculaire au trou de forage, que le terme $(3\sigma'_H = -\sigma'_h)$ en équations. En général doit être

remplacé par $(3\sigma'_{\max\perp} - \sigma'_{\min\perp})$ où $\sigma'_{\max\perp}$ et $\sigma'_{\min\perp}$ sont les contraintes principales effectives maximale et minimale, respectivement, dans le plan perpendiculaire à l'axe du forage

σ' est la contrainte principale parallèle à la direction du trou.

De même, pour l'initiation de la fracture, le terme $(3\sigma'_h - \sigma'_H)$ est en général écrit $(3\sigma'_{\min\perp} - \sigma'_{\max\perp})$, pour être utilisé pour le calcul des pressions critiques de retrait et d'amorçage de fracture.

En résumé, la limite inférieure de poids de boue dans le cas d'une formation linéairement élastique subissant une fracture parfaitement fragile est trouvée à partir des équations. Et la possibilité supplémentaire de forage suréquilibré, et une limite prudente est obtenue en supposant $p_{\text{exp}}=0$. En outre inspection des équations on constate que le risque d'instabilité du forage par rapport l'effondrement mécanique du trou devient élevé (pression critique élevée du puits) si :

- La force de formation est faible. C'est comme on pourrait s'y attendre intuitivement ;
- L'angle de rupture est faible. C'est généralement le cas dans les schistes, où β est souvent de 50° à 55° , par rapport à 60° ou plus dans les grès ;
- La pression interstitielle est élevée. C'est souvent le cas dans les schistes au-dessus du réservoir, ainsi que dans certaines sections du réservoir avant l'épuisement ;

Ces résultats sont tous en bon accord avec l'expérience opérationnelle, indiquant la validité d'une approche de la mécanique des roches pour gérer la stabilité du forage.

De plus, d'après les équations, et la discussion ci-dessus, nous voyons que la boue inférieure à la limite de poids augmente avec $(3\sigma'_{\max\perp} - \sigma'_{\min\perp})$. Ainsi, l'effondrement du forage est déclenché par un niveau de contrainte élevé et anisotropie de contrainte élevée perpendiculaire au puits. Un niveau de stress élevé réduira cependant le risque de pertes de boue ; une anisotropie sous forte contrainte peut faciliter l'initiation de la fracturation.

Étant donné une roche élastique et isotrope, la direction la plus défavorable pour un forage par rapport à l'initiation de l'instabilité du trou sera parallèle à la contrainte principale intermédiaire.

La direction la plus favorable pour un forage sera normalement le long de la plus grande direction de la contrainte. Cela illustre l'importance de connaître les contraintes in situ et les principales directions de la contrainte.

Lorsqu'un forage dévié est foré le long d'une inclinaison générale (par rapport à la verticale) et dans une direction azimutale générale dans le plan horizontal, l'analyse de stabilité doit tenir compte des contraintes de cisaillement à la paroi du trou de forage ; puisque les contraintes tangentielles et axiales sont pas les contraintes principales en général. Les contraintes principales et leurs orientations doivent être calculées en premier, puis insérées dans les critères de rupture. Ces calculs sont plus facilement effectués comme boucles itératives dans un programme informatique, en raison de la complexité des équations. Les résultats dépendent du régime de contraintes et il est difficile de généraliser.

Le poids maximum autorisé de boue est considéré comme la contrainte horizontale minimale, dans ce cas 25 MPa correspondant à une densité de boue de $1,70 \text{ g/cm}^3$. Pour les contraintes horizontales isotropes, la plage stable est rétrécie en continu lorsque l'inclinaison augmente vers l'horizontale, notamment à partir de 30° jusqu'à 60° . Si les contraintes horizontales sont anisotropes, la stabilité d'un trou vertical se réduit significativement.

Le poids critique de la boue pour un puits dévié dépend à la fois de l'inclinaison et de la direction azimutale. Pour un puits horizontal parallèle à la contrainte horizontale minimale, la limite d'effondrement est améliorée par rapport au cas avec l'isotropie de contrainte horizontale, car la contrainte perpendiculaire au trou est réduite.

4. Rupture temporisée du forage

4.1. Établissement de l'équilibre de la pression interstitielle

Sur le terrain, on observe souvent que le forage initial peut être stable, mais que des situations de trou serré / coincé se produisent pendant le début de l'exploitation, généralement plusieurs jours après le forage.

Après le forage, la pression interstitielle proche de la paroi du forage s'approchera progressivement de la pression du puits. Finalement, si la formation est exposée à la pression de la boue suffisamment longtemps, l'état d'équilibre de la pression interstitielle est atteint. [39]

4.2. Effets de la température

La consolidation (ou établissement de l'équilibre de la pression interstitielle) comme décrit précédemment n'est pas la seule explication possible des ruptures temporisées des trous de forage. Le fluide de forage est généralement (à $t = 0$) plus froid que la formation à forer, car il a une température de surface au début de la circulation. Les températures du fluide et de la formation sont ajustées graduellement en fonction du débit de circulation. Après un arrêt de la circulation, la formation du puits va progressivement chauffer. Peu de temps après le forage est stable. Cependant, comme la température augmente, les contraintes tangentielle et axiales au niveau de la paroi du trou de forage augmenteront par la même quantité.

Le refroidissement délibéré de la boue peut donc être une approche pratique pour atténuer les problèmes de stabilité.

L'effet thermique est proportionnel à la rigidité de la roche, ce qui signifie qu'il est plus important dans les roches dures que molles. Il est également proportionnel au coefficient de dilatation thermique.

Il n'y a pas beaucoup de données sur l'expansion thermique des roches sédimentaires,

4.3. Le glissement

Lors de l'examen de la stabilité du forage en fonction du temps, il est évident que le fluage peut causer l'effondrement du forage avec le temps. Comme les tests de fluage étant compliqués et longs, il existe très peu de tests fiables de ce type dans la littérature. Il s'agit cependant de connaissances générales qu'un matériau qui est amené au-dessus de sa limite d'élasticité, peut glisser jusqu'à la rupture. Au forage, cela signifie que si le poids de la boue est maintenu légèrement au-dessus de la limite inférieure pendant assez longtemps, le trou de forage peut s'effondrer en raison du fluage. Le risque des taux de fluage élevés (accélérés) augmente avec l'augmentation de la température. Bien que vraiment des conditions de contrainte constante dans le temps ne se produisent jamais pendant le forage, le temps intrinsèque dépendant des propriétés de la formation peuvent encore avoir une influence sur la stabilité. En pratique, cela est difficile à distinguer des autres effets dépendants du temps, comme la consolidation, les effets chimiques.

5. Analyse de la stabilité des trous de forage pour la conception des puits : intégration des effets d'élasticité non linéaire, de plasticité et d'anisotropie de roche

Dans des situations pratiques, les forages se révèlent souvent plus stables que prévu par de simples théories de l'élasticité linéaire et analyse de la mécanique de rupture parfaitement fragile. Il peut y avoir un certain nombre de raisons à cela. Le foreur ne se préoccupe qu'aux problèmes de la stabilité qui interfèrent avec l'opération de forage. Des fragments de roche se détachent de la paroi du trou de forage, où une réduction mineure du diamètre du puits de forage en raison de l'écoulement plastique, n'est pas nécessairement équivalent à des problèmes de forage. Guenot (1990) a souligné la nécessité d'un nouveau «Critère de rupture» qui peut rendre compte de ces aspects pratiques.

Un tel critère doit faire le lien entre l'expérience sur le terrain et les connaissances fondamentales en mécanique des roches.

L'industrie tire des leçons des échecs précédents et pourrait utiliser son expérience à l'avenir aux opérations de forage. L'approche peut être purement empirique, mais afin d'avoir une prédiction puissante, elle doit à un certain stade s'aligner sur l'analyse de la mécanique des roches. Ce que nous pouvons faire avec la mécanique des roches comme outil principal, est d'affiner la théorie pour mieux gérer les lacunes identifiées sur le terrain.

Comme dit ci-dessus, l'amorçage d'une rupture ne va pas nécessairement conduire à une stabilité de forage problème. Pourtant; la théorie de la rupture fragile que nous avons utilisée, prédit l'instabilité comment dès que le critère Mohr – Coulomb est violé au niveau de la paroi du forage. Les calculs de la pression minimale du puits (poids minimal de la boue) suppose donc implicitement que la roche perd toute sa capacité portante une fois la limite Mohr – Coulomb atteinte. L'estimée le poids minimal de la boue est donc probablement trop faible. Un moyen simple d'essayer de compenser car cela consiste à augmenter la résistance de la roche avec un «facteur de fudge» > 1 qui est calibré sur la base de l'expérience sur le terrain, puis utiliser l'approche analytique présentée dans les sections précédentes.

Alternativement, ce qui est bien sûr plus satisfaisant du point de vue théorique, les modèles de mécanique des roches peuvent être amélioré pour décrire le

Chapitre III : Stabilité des puits pétroliers

comportement constitutif rock d'une manière plus correcte. Une modification évidente consiste à prendre en compte le post-échec comportement du rocher. Les roches fortes ont tendance à être plus cassantes, avec peu de capacité à se déformerait porter la charge après le passage de la contrainte maximale. La fragilité tend à diminuer avec les roches plus faibles sont normalement plus ductiles, c'est-à-dire qu'elles ont de plus grandes pouvoir déformer et porter la charge au-delà de sa limite élastique. La transition fragile-ductile dépend du niveau de stress. Atteindre la contrainte maximale est bien sûr plus critique si la roche est fragile. Si la roche est ductile, la limite de rupture peut être dépassée sans dramatique conséquences opérationnelles.

Pour prendre en compte les facteurs évoqués ci-dessus, les modèles intégrant la plasticité et / ou non linéaire l'élasticité doit être appliquée. Cela ne représente pas un problème fondamental, mais calculs plus lourds, surtout pour les trous déviés. Lorsque les effets de plasticité sont pris en considération, cela donne lieu à une zone dite plastique près de la paroi du forage. C'est une zone affaiblie, mais protège la roche au-delà et améliore dans une certaine mesure la stabilité. La limite de stabilité est définie soit comme une limite supérieure pour le plastique déformation, ou dans la mesure de la zone plastique. Cela donne des résultats qui sont numériquement plus réaliste pour la situation réelle de défaillance d'un puits que le modèle élastique simple. Tel quelle critère d'échec doit cependant être spécifié sur la base de l'expérience; que ce soit sur le terrain opérations ou tests contrôlés de défaillance des cylindres creux effectués en laboratoire. Saltarelle et Brown (1987) ont incorporé un module élastique dépendant de la pression dans le modèle analytique de rupture de forage. Les tests triaxiaux montrent que le module élastique tend augmenter avec la pression de confinement. Avec ce modèle, la plupart des un écart entre un modèle élastique linéaire et les résultats des essais sur cylindre creux pourrait être pris en compte. Cela peut également expliquer pourquoi une défaillance peut se produire à une certaine distance derrière le mur, et non à la surface de la paroi du puits de forage où la concentration de contrainte doit être maximale selon la théorie du module constant.

Nous avons basé notre analyse de stabilité de forage sur le critère de Mohr – Coulomb pour le cisaillement échec. Cela présente de nombreux avantages, notamment le fait que les calculs analytiques sont facilités.

Le critère de Mohr – Coulomb ne tient cependant pas compte d'effet observé de la contrainte principale intermédiaire sur la résistance des roches. L'état de stress dans le voisinage de la paroi du trou de forage est vraiment triaxial, et cela peut être expliqué en utilisant une défaillance des critères qui dépendent de la contrainte principale intermédiaire, comme le critère Drucker – Prager

6. Forage dans des réservoirs épuisés

Une situation particulièrement difficile est le forage intercalaire dans des réservoirs épuisés, où la pression peut encore être la pression initiale dans les zones de schiste ou dans le rocher de la couverture juste au-dessus. Cela est dû à la très faible perméabilité des schistes, ce qui signifie que le temps nécessaire pour établir l'équilibre de pression dans une zone de schiste de dizaines de mètres d'épaisseur peut être de plusieurs années, et peut facilement dépasser la durée de vie du réservoir. Dans les zones réservoirs perméables, la réduction de la pression s'établit presque instantanément (à l'exception d'éventuelles poches non épuisées).

Ainsi, la pression interstitielle élevée dans le schiste nécessite que le poids de la boue soit maintenu au-dessus de la limite d'effondrement initiale pour éviter les instabilités du schiste. Dans les zones de sable de réservoir voisines, le poids de la boue peut être trop élevé. [39]

7. Forage sous l'eau profonde

Lors du forage sous l'eau profonde, la profondeur de l'eau contribue à réduire l'effondrement du trou et les gradients de fracturation. La pression du puits est donnée par l'équation. (3.1), où le total la profondeur comprend la profondeur de l'eau à partir du haut de la colonne de boue. Cela signifie que la densité critique de boue ρ_{crit} pour l'effondrement du trou ainsi que pour la fracturation sera donnée par les densités critiques de boue correspondantes en absence d'eau et par la profondeur de l'eau (D_{water}) et la profondeur mesurée à partir du fond marin ($D_{\text{déformation}}$).

Une solution potentielle aux problèmes de forage est ce que l'on appelle le double gradient ou la double densité. L'idée de base est d'utiliser uniquement de l'eau de mer au-dessus du fond marin et de la boue plus lourde.

8. Effets de surtension et d'écouvillonnage

Lorsque le train de tiges est retiré ou coulé dans le trou, cela entraînera une charge cyclique de la roche près du forage.

Les effets de la charge cyclique sur les forages dans les schistes n'ont pas été étudiés en détail. On peut prévoir les effets suivants :

1. La contrainte de rupture est directement dépassée lors d'un cycle basse pression. La durée et l'ampleur du cycle de basse pression influencera la gravité de la fracture. Cela pourrait s'appliquer à la fois aux cycles de pression entraînant une rupture.

2. Même, lorsque la pression du puits oscille dans les limites de rupture, la pression retarde la réponse ce qui pourrait entraîner une tendance à la rupture qui accrue d'un cycle à l'autre. Bien qu'initialement dans ses limites de rupture, le forage peut échouer en raison de la pression interstitielle augmentée près de la paroi du forage.

3. Une contrainte cyclique peut également entraîner une fatigue des roches, selon l'amplitude et le nombre de cycles

9. Nettoyage des trous

Comme mentionné précédemment, les problèmes de nettoyage des trous et de stabilité des trous de forage peuvent souvent être difficiles à distinguer les uns des autres. Les problèmes de nettoyage des trous peuvent être causés par les instabilités du trou de forage, conduisant à la production de quantités notables de fragments. Les fragments (à la fois les déblais et les éclats) auront tendance à s'accumuler dans les élargissements dans de tels endroits. Ces fragments peuvent tomber ou migrer à nouveau dans le trou, surtout lorsque les pompes sont arrêtées. Cela entraînera des restrictions dans le flux de boue et peut coller également le train de tiges si les fragments sont suffisamment gros. La profondeur où la chaîne sera coincé peut donc être dans des sections en dessous de la zone instable, et non à la profondeur de la défaillance.

Nous avons vu ci-dessus que, bien que l'augmentation du poids de la boue semble être la solution la plus évidente, cela ne peut pas toujours être recommandé dans la pratique.

Les études expérimentales et l'expérience sur le terrain indiquent que les problèmes de nettoyage des trous sont les plus graves autour des angles d'inclinaison intermédiaires (40° à 60°). Il est important de minimiser la production de fragments en raison de l'instabilité du forage. Si ce problème peut être surmonté, le nettoyage des trous peut être obtenu de manière satisfaisante en utilisant des procédures opérationnelles.

10. Quantité et qualité des données d'entrée

Il existe un nombre croissant d'exemples rapportés d'application pratique de cas de prévisions de la stabilité sur le terrain. Presque tous les exemples montrent qu'en pratique il est difficile d'acquérir les données nécessaires pour effectuer une analyse avec des modèles. C'est probablement la raison pour laquelle la plupart des analyses sont toujours basées sur la théorie élastique linéaire.

L'utilisateur doit cependant être conscient des limites des données par l'analyse élastique et être capable d'évaluer leur importance par rapport au type de roche. Compte tenu des limites du modèle et des données disponibles, une approche possible est d'étalonner le modèle avec les résultats de terrain.

Les données d'entrée requises pour l'analyse de la stabilité du trou. Celles-ci comprennent les contraintes de la terre, la pression interstitielle et les propriétés des roches. Lorsqu'un puits est foré dans une zone non explorée, il n'y a pratiquement aucune information disponible qui puisse permettre d'estimer les paramètres requis. D'après les connaissances géologiques régionales, les données sismiques, l'expérience et les tendances de variation des paramètres et des contraintes de la roche avec la profondeur, il peut encore être possible d'établir une première estimation des limites de stabilité. Lorsque quelques puits sont forés, des sources supplémentaires d'informations deviennent également disponibles, et on peut essayer de concevoir un modèle mécanique à l'échelle du champ terrestre.

Si moins de données que nécessaire sont disponibles, l'analyse de la stabilité du forage doit être basée sur l'application d'une approche pour deviner les paramètres adéquats. À cette fin, une analyse systématique des principales données peut être utilisée pour établir des corrélations entre les propriétés mécaniques. Par exemple ; la résistance du schiste montre une bonne corrélation avec la porosité, la vitesse des ondes sonores et la dureté par indentation. Pour obtenir ces paramètres, on peut utiliser des déblais de forage ou des fragments pour réaliser des mesures plus rapides.

11. Conclusion

Les stabilités du puits de forage dépendent du comportement de la roche et les pressions mécaniques qui agissent autour du puits. Le plus grand problème des puits est la pression exercée sur les roches, car il existe de nombreuses situations où les roches sont moins résistantes et il existe des facteurs qui peuvent être contrôlés et d'autres qui ne peuvent pas être contrôlés.

L'évolution des conditions des roches in situ durant et après le forage conduit à une réduction de l'instabilité du puits de forage.

Chapitre IV:
Contexte
Géologique et
présentation du
puits HIRE209

1. Introduction

Hassi R'mel, porte du désert, daïra de la wilaya de Laghouat située à une distance de 120 km de cette dernière et de 550 km d'Alger, à une altitude de 750 m environ. Le paysage, vaste plateau rocailleux, le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (200 mm par an) et une humidité moyenne de 20% en été et de 34% en hiver, les températures varient entre -10 et $+50$ °c. La région est dominée par des vents violents, accompagnés souvent de tempêtes de sable.

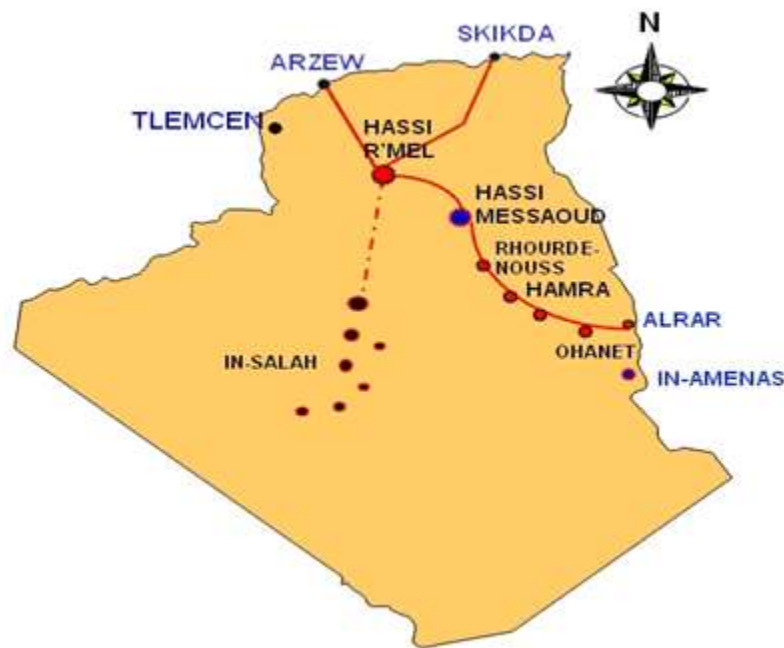


Figure14. Situation géographique de la région de Hassi R'mel. [41]

Le gisement d'Hassi R'mel, est le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie et du continent africain. Découvert en 1956 par la Compagnie française des pétroles Algérie, dans une formation triasique. Le gisement représente encore le quart de la production de gaz du pays. Plusieurs forages ont été réalisés depuis sa découverte en 1956 suite au forage du puits HR-1, Puis du pétrole a été découvert peu de temps après dans la région Est du champ après le forage du HR-38. [41]

2. Historique du champ de Hassi R'mel

Le premier puits, H-R1, a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal que constitue le gisement de Hassi R'mel. Ce puits avait mis en évidence la présence de gaz riche en condensat à une température de 90 °C et une pression de 310 kgf/cm².

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

Chapitre IV : Contexte Géologique et présentation du puits HRE209

- 1961-1969 : mise en exploitation de six (06) unités de traitement de gaz d'une capacité de quatre milliards de mètres cubes par an ;
- 1972-1974 : mise en exploitation de six (06) unités supplémentaires pour atteindre une capacité de quatorze milliards de mètres cubes par an;
- 1975-1980 : mise en œuvre et réalisation du plan directeur de développement visant les objectifs suivants :
 - ✓ Augmentation de la capacité de traitement de 14 à 94 milliards m³/an;
 - ✓ Maximisation de la récupération des hydrocarbures liquide, condensât et GPL, par recyclage partiel du gaz ;
- 1985 : réalisation et mise en service d'une unité pour la récupération des gaz torchés et la production de GPL des modules 0 et 1 ;
- 1987-2000 : réalisation et mise en service des centres de traitement du gaz de Djebel Bissa et de Hassi R'mel Sud ;
- 1981-1993 : mise en service de cinq (05) centres de traitement d'huile ;
- 1995-1999 : mise en service des unités d'hydratation de gaz à Sbaa (Adrar) près d'In Salah ;
- 1999 : réalisation et mise en service de l'usine de récupération des gaz associés provenant des centres de traitement d'huile ;
- 2001 : mise en œuvre de projet de BOOSTING. [41]

3. Situation Géographique du puits

Le puits HRE209 est situé au Nord de la plate-forme saharienne à l'extrémité orientale de la province triasique. À une altitude de 736.738 m du niveau de la mer, localisé à l'Est du périmètre exploitation de Hassi R'mel sur le bloc 435. Il se trouve à 420 Km au Sud d'Alger, à environ 100 Km au Sud EST de la ville de Laghouat (figure 15). Le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux et un climat caractérisé par une faible pluviométrie (130 m m/an) et une humidité moyenne de 18% en été et 30% en hiver. [42]

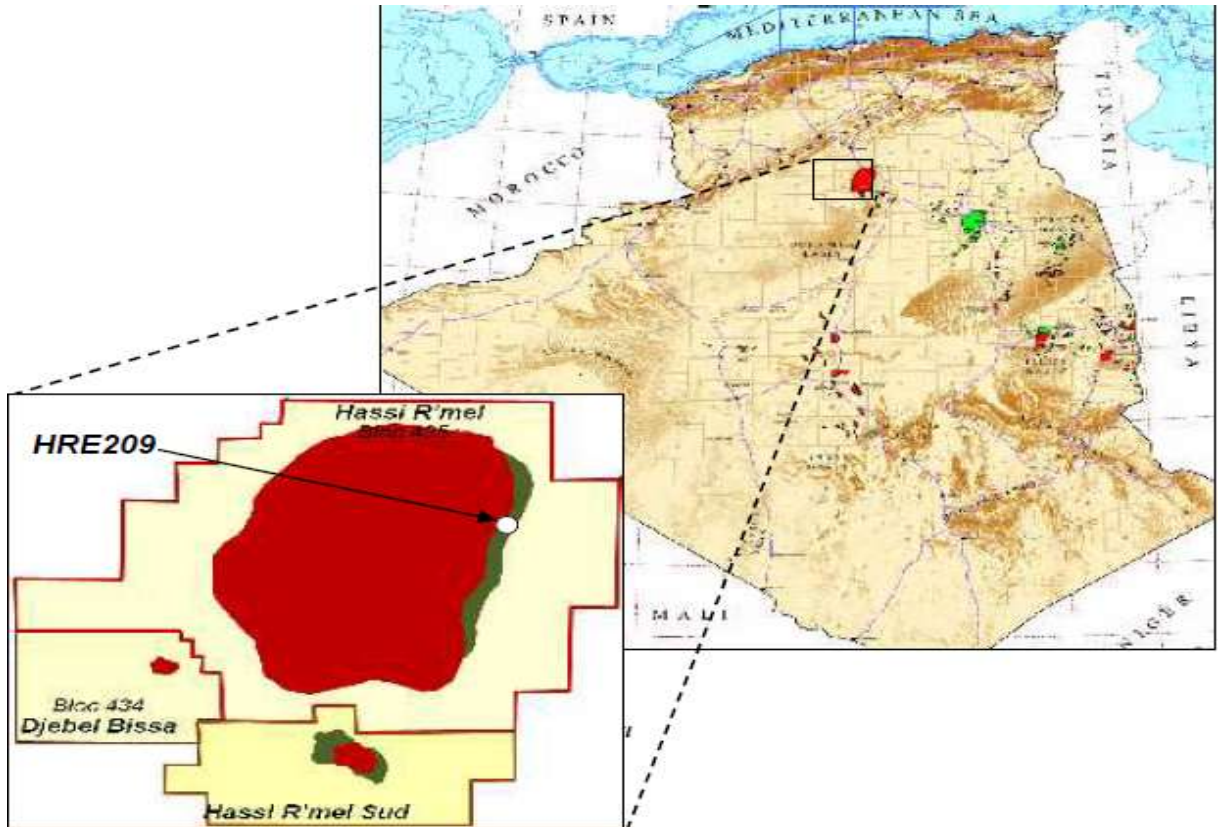


Figure15. Situation géographique et localisation du puits HRE209. [42]

Ce puits est situé dans l'anneau huile du champ de Hassi R'mel à :

- 837m au Nord-Est de HRE208.
- 538m au Nord-Est de HRZ007.
- 466m au Sud-Ouest de HRE207

Tableau4. Fiche technique du puits HRE209. [42]

Pays	Algérie (Région nord Sahara)	
Wilaya	Laghouat	
Région	Province Triasique	
Périmètre	Hassi R'mel	
Bloc	435	
Puits	Hassi R'mel Est 209	
Sigle	HRE209	
Opérateur	Sonatrach	
Appareil de forage	ENF-44	
Types de puits	Vertical	
Classification du forage	Développement	
Coordonnées	UTM 31	X: 549 082.056m Y: 3 653 278.980m
	Géographique	M : 03° 31' 31.83117" Est L : 33° 01' 09.63812" Nord
Altitude	Zs	736.738 m
	Zt	745.938m
Élévation RT	9.2m.	
Principaux objectifs	1 ^{er} : Trias Argileux gréseux « A ».	
Profondeur finale prévue	2290m.	
Formation d'arrêt du forage	Trias niveau argileux A-B	
Durée du sondage estimée	45 jours.	

4. Situation géologique

4.1. Géologie Structurale

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

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

Cette structure plonge en pente douce vers le Nord en direction de la flexure Sud –Atlasique, se prolonge vers le Sud-Ouest par la petite structure anticlinale de Djebel Bissa et vers le Sud par celle de Hassi R'mel Sud. Toutes les failles observées sont des failles normales. [42]

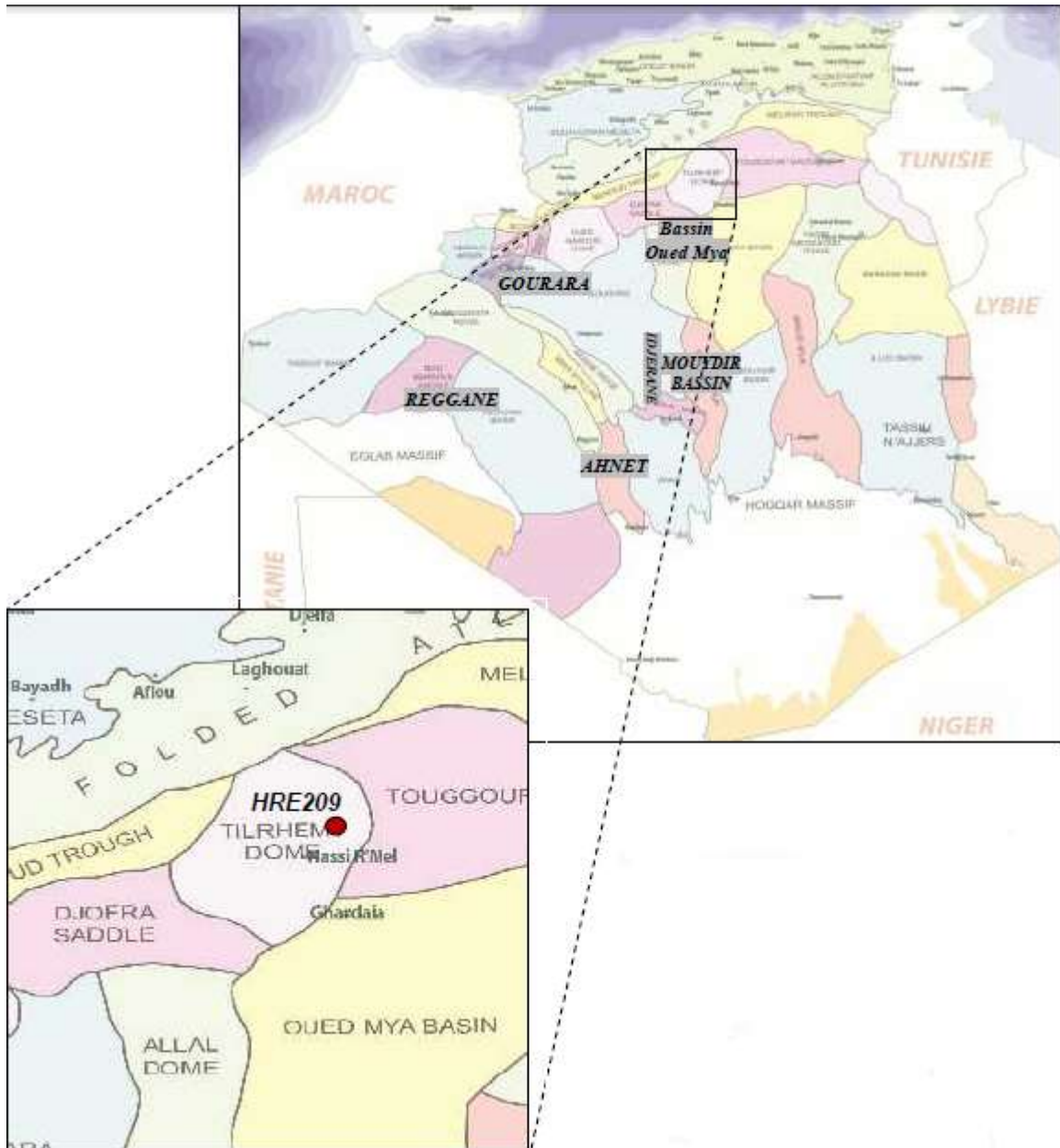


Figure16. Situation géologique de Hassi R'mel et du HRE209. [42]

4.2. Stratigraphie

Elle est composée de dépôts du Paléozoïque inférieur érodé par la discordance hercynienne ainsi que les dépôts du Mésozoïque constitué du Trias, le jurassique et le Crétacé qui reposent en discordance sur ceux du paléozoïque. Les dépôts du Cénozoïque sont aussi présents par endroit par le moi-pliocène. Les formations du Mésozoïque sont illustrées dans la figure suivante :

Tableau5. Colonne stratigraphique de Hassi R'mel. [42]

Age	Prof	Etages	Strat.	Lithologie			
C R E T A C E	SUPERIEUR	SENONIEN		Calcaire à silex			
		TURONIEN		Dolomie vacuolaire			
		CENOMANIEN		Calcaire et argile			
	INFÉRIEUR	CONTINENTAL-INTERC	ALBIEN		Grès fins, friable		
			APTIEN		Marnes et grès		
			BARREMIEN		Grès fins à grossiers à ciment carbonaté		
			NEOCOMIEN		Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite		
			MALM		Passées de calcaire, dolomie, grès et argile		
			J U R A S S I Q U E	DOGGER	ARGILEUX		Argile légèrement dolomitique, grès et carbonate
					LAGUNAIRE		Calcaire oolithique et argile
L I A S	MARNEUX			Mame et calcaire			
	CARBONATE			Calcaire et dolomie à passées d'argile et d'anhydrite			
	ANHYDRIT			Anhydrite massive, blanche, à passées d' argile			
	SALIFERE			Sel massif, rosâtre			
	ENSEMBLE-I (S1+S2)						
	REPERE "D1" SALIFERE						
	ENSEMBLE-II (S3)			Sel à passées d'argile			
	ARGILEUX SUPERIEUR			Argile plastique			
	REPERE "D2" SALIFERE (S4)			Calcaire dolomitique			
	ARGILEUX-INF			Sel massif, rosâtre, à passées d'argile			
	T R I A S	T. A. G. S		Zone silteuse		Argile brun chocolat Grès silteux, compact	
T2 A				Grès gris-clair, fin à moyen au sommet, devenant moyen à grossier à la base. Présence de congl. et de grains de quartz			
Zone argileuse				Argile brun -chocolat, silteuse			
SERIE INTERIEURE ANDESITE ET GRES				Roche d'épanchement (Andésite altérée), argile et grès			

4.3. Critères de choix du point d'implantation

Une couverture sismique 3D a été réalisée à Hassi R'mel.

Les critères qui ont motivés le choix du point d'implantation du forage HRE209 sont les suivants :

- Position structurale bonne ;
- Donnée de production des puits avoisinants ;
- Faible pendage des couches pour éviter les risques d'écart des forages des objectifs Fixés ;
- Loin des failles et contacts ;
- Bonne caractéristiques pétrophysiques ; [42]

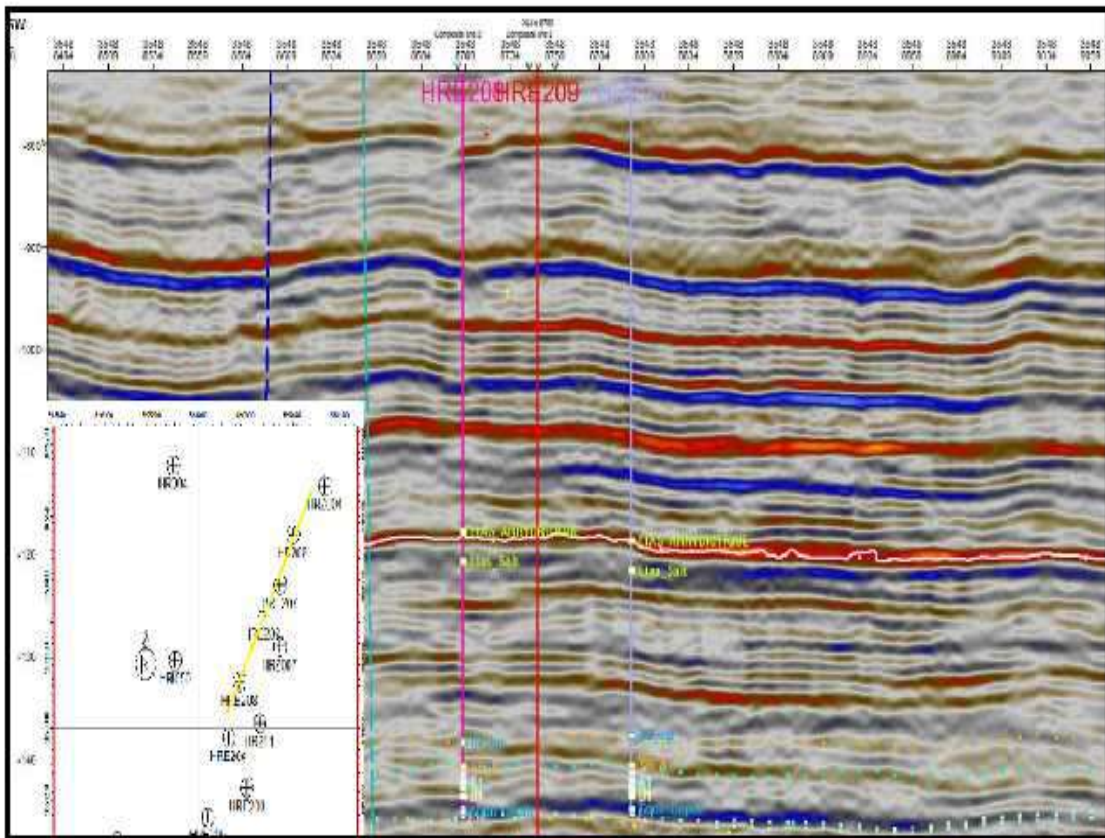


Figure17. Profile sismique (Xline8750) passant par le puits HRE209. [42]

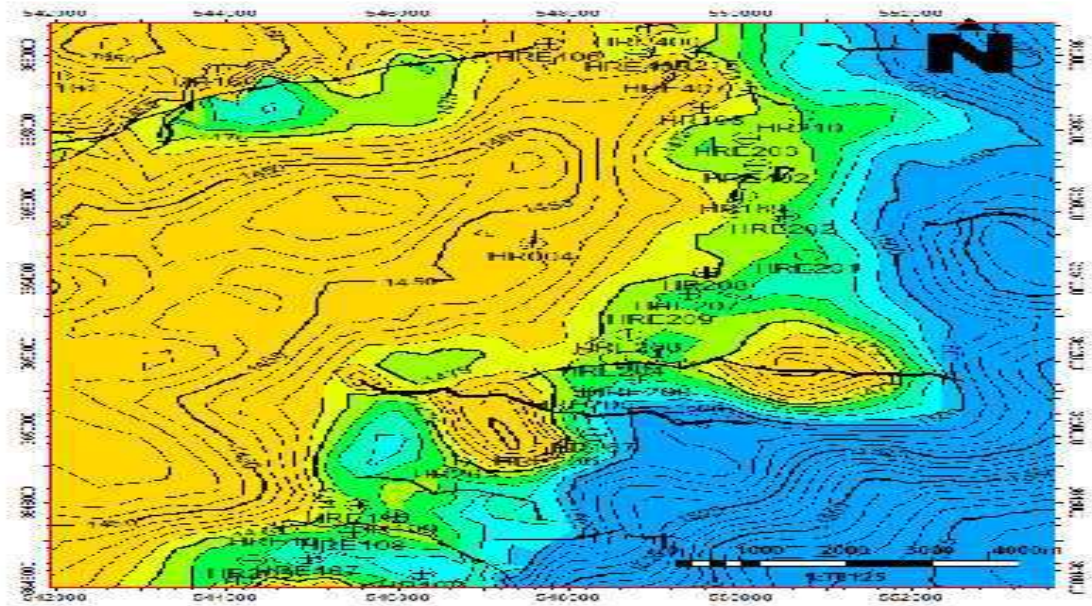


Figure18. Carte en isobathes au toit du niveau « A », Anneau d'huile Hassi R'mel.

[42]

5. Prévisions et programme

5.1. Prévisions litho-stratigraphiques

Le sondage HRE209 aura à traverser une coupe lithologique similaire au puits voisins HRE207 et HRE208.

Les prévisions stratigraphiques du puits HRE209 ont été établies sur la base des données géologiques fournies par les puits avoisinants HRZ-7, HRE-208, HRE--207. Ainsi que la carte en isobathe au toit du Trias gréseux Niveau "A"(Fig.4) La série sédimentaire est composé de formation de l'ère Mésozoïque qui reposent en discordance sur les dépôts paléozoïques il est représenté de haut en bas par :

- Trias :

Il comprend quatre ensembles lithologiques, le Trias salifère, le Trias argileux, le Trias argileux -gréseux supérieur (A), le Trias argileux -gréseux inférieur (série inférieure), ils reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien, cet ensemble est surmonté par une importante couverture salifère d'âge Lias.

- ✓ Série inférieure : Elle est composée d'une alternance de grès à passées argileuses, faiblement carbonatées, d'argiles brunes, rouges, parfois feuilletées et d'argiles siliceuses .La série renferme un épisode d'épanchement volcanique qui s'intègre dans la série inférieure.

Chapitre IV : Contexte Géologique et présentation du puits HRE209

- ✓ Trias Argilo- gréseux (T.A.G):
 - Niveau A : Il est représenté par des grés fins à très fins, localement argileux, à forte cimentation anhydritique.
- ✓ Trias Argileux : Trias argileux formé par des argiles brun chocolat.
- ✓ Trias Salifère (: Ensemble comprend une alternance de sel massif, rosâtre et d'argile brunâtre plastique.
- ✓ Jurassique :

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

- ✓ Reppert D2 : Composé de dolomie massif, il constitue un Reppert régionale.
- ✓ Lias Argileux : Composé d'argile a aspect plastique.
- ✓ Lias salifère (S3) : Sel massif avec passées d'argiles plastiques et un banc dolomitique au sommet qui est le repère D1.
- ✓ Lias salifère (S1+S2) : Argiles salifères brun –rouge,
- ✓ Lias anhydritique: Anhydrite massive avec des passés d'argiles et marnes
- ✓ Lias carbonaté : Marnes grises, brunes ou vertes, avec passé de calcaires blancs argileux et d'argile brun- rouge.
- ✓ Lias Marneux : Composé essentiellement de marne et de calcaire.
- ✓ Dogger lagunaire: Composé de calcaires oolithiques et d'argile.
- ✓ Dogger Argileux : argile dolomitique avec des passés de dolomie microcristalline.
- ✓ Malm : Composé de grés et d'argile versicolore à bancs de lignite et de calcaire cristallin.
 - Crétacé :

Composé d'une part d'un continental intercalaire (Albien –Aptien-Barrémien – Néocomien), et d'autre part, par un complexe Cénomaniens, Turonien, Sénonien représenté.

- ✓ Néocomien : Alternance d'argile plastique pyriteuse par endroits, dolomitique ;
- ✓ Barrémien : Grés fins à grossiers à ciment argileux ou carbonaté ;
- ✓ Aptien : Marnes gréseuses et des passées de grés argileux ;
- ✓ Albien : grés fin rouge ou beige à ciment argilo-dolomitique, et grés-sable rose mal cimenté ;

Chapitre IV : Contexte Géologique et présentation du puits HRE209

- ✓ Cénomaniens : Dolomie cristalline ou microcristalline blanche ou beige ;
- ✓ Turonien : Dolomie cristalline blanche à beige fissuré par endroits ;
- ✓ Sénonien : Calcaire ; [42]

Tableau 6. Prévisions et corrélation des tops des formations. [42]

Etages / Puits	HRE209 Zt=745.938m			HRE208 Zt=734m			HRE207 Zt=730m		
	Top (m)		Ep.	Top (m)		Ep.	Top (m)		Ep.
	(MD)	(Tvdss)	(m)	(MD)	(Tvdss)	(m)	(MD)	(Tvdss)	(m)
SENONIEN	0	746	31	-	-	-	0	730	35,5
TURONIEN	31	715	72	0	734	87,5	35,5	694,5	63,5
CENOMANIEN	103	643	65	87,5	646,5	64,5	99	631	64,5
ALBIEN	168	578	236	152	582	256	163,5	566,5	225,5
APTIEN	404	342	32	408	326	35	389	341	30
BARREMIEN	436	310	55	443	291	53	419	311	56
NEOCOMIEN	491	255	297	496	238	298,5	475	255	295,5
MALM	788	-42	475	794,5	-60,5	453	770,5	-40,5	486,5
DOGGER ARGILEUX	1263	-517	168	1247,5	-513,5	127,5	1257	-527	190
DOGGER LAGUNAIRE	1431	-685	106	1375	-641	143	1447	-717	85
LIAS MARNEUX	1537	-791	108	1518	-784	108,5	1532	-802	108
LIAS CARBONATE	1645	-899	109	1626,5	-892,5	108,5	1640	-910	109
LIAS ANHYDRITIQUE	1754	-1008	67	1735	-1001	67,5	1749	-1019	66
LIAS SALIFERE (S1+S2)	1821	-1075	196	1802,5	-1068,5	208,5	1815	-1085	189
REPERE "D1"	2017	-1271	4	2006	-1272	5	2004	-1274	3,5
LIAS SALIFERE (S3)	2021	-1275	122	2011	-1277	125,5	2007,5	-1277,5	120,5
LIAS ARGILEUX	2143	-1397	16	2136,5	-1402,5	21,5	2128	-1398	13,5
REPERE "D2"	2159	-1413	8	2150	-1416	8	2141,5	-1411,5	7,5
TRIAS SALIFERE	2167	-1421	12	2158	-1424	6	2149	-1419	20,5
TRIAS ARGILEUX	2179	-1433	38	2164	-1430	40	2169,5	-1439,5	36,5
TRIAS GRES A0	2217	-1471	5	2204	-1470	4,5	2206	-1476	5
ARGILE	2222	-1476	3	2208	-1474	3,5	2211	-1481	3
TRIAS GRES. NIV "A"	2225	-1479	28	2212	-1478	23	2214	-1484	31
ARGILE	2253	-1507		2235	-1501	23	2245	-1515	
TD	2290	-1544		2274,5	-1524		2283,5	-1553,5	

5.2. Programme de Surveillance Géologique

5.2.1. Échantillonnage des déblais

L'échantillonnage sera exécuté selon l'avis du géologue résidant. Toutefois, il se fera tous les mètres dans les zones de détermination des cotes de tubage et à l'approche des tops des formations. [42]

5.2.2. Carottage

Prévoir le carottage du réservoir A :

Les fragments prélevés et les carottes extraites du forage seront acheminées à la cartothèque de Hassi Messaoud (Mud Login DAOP) via Hassi R'mel pour une description lithologique. Leur acheminement doit être fait dans les meilleurs délais (72 heures) après extraction. [42]

Tableau7. Carotte prévue pour le puits HRE209. [42]

Phase de forage	Carotte n°=	Formation carottée	Longueur
8 "	1	Vers le Top du niveau « A » (TRIAS) (vers 2225 à 2253 m soit 28m).	28m

5.2.3. Conditions particulières de forage

- Des pertes partielles ou totales de boue sont possibles lors de la traversée du Crétacé (Turonien, Continental intercalaire) et du Jurassique (Malm) ;
- Des difficultés techniques pourraient survenir tel que des éboulements et des resserrements du trou lors du forage du Continental-Intercalaire, dû à la présence des grès friables, de sables et d'argiles plastiques, ainsi que dans le Jurassique(Malm, Dogger et le Lias carbonaté), dû à des niveaux poreux et fissurés qui sont représentés par des roches calcaires.
- Présence de couches de sel lors de la traversée du Lias salifère et du Trias salifère une boue à base d'huile devra être utilisée aux abords de ces formations :
 - ✓ Dans le Lias Salifère (S1+ S2) : 1821 à 2017 m ;
 - ✓ Dans le Lias Salifère (S3) : 2021 à 2143 m.

- Une attention est recommandée pour les paramètres de boue lors du forage et de carottage afin de traverser le réservoir sans incidents, notamment les pertes de boue et les risques de venues de gaz (Indices et/ou bouchons) en particulier lors du forage du niveau « A0 » (Phase 12''^{1/4}) ainsi que le niveau « A » (phase 8''^{1/2}).
- Il est souhaitable que ces paramètres soient ajustés durant ces phases dans les conditions qui avoisinent l'équilibre pression réservoir pression hydrostatique Afin de minimiser l'endommagement du réservoir. Les pressions de gisements qui sont de :
 - ✓ Repère «D2» (Phase 12''^{1/4}) : Peut atteindre 310 Kg/cm² ;
 - ✓ Niveau «A0» (Phase 12''^{1/4}) ;
 - ✓ Niveau «A » (Phase 8''^{1/2}) : De l'ordre de 150 Kg/cm² ;
- ✓ Cote finale d'arrêt du forage TD est prévue à 2290 m après la pénétration des Argiles du A de 37m. [42]

6. Programme de Forage

Le forage HRE209 sera réalisé par la sonde ENF 44. L'alimentation en eau douce du chantier se fera de Hassi R'mel ou des puits d'eau de la région. Ce puits sera foré de la manière suivante :

- Phase 26" (Forage de 0m à 501 m).
 - ✓ Forage en boue bentonitique (d=1.05 sg), jusqu'à pénétration du Néocomien de 10m ;
 - ✓ Tubage en 18 " ^{5/8} posé au fond cimenté jusqu'en surface.
- Phase 16" (Forage de 501 m à 1764m).
 - ✓ Forage en boue à base d'huile (d=1.01–1.03 sg), jusqu'au toit du Lias anhydritique qui sera pénétré de 10 mètres ;
 - ✓ Tubage en 13 " ^{3/8} posé au fond cimenté jusqu'en surface.
- Phase 12''^{1/4}: (Forage de 1764m à 2223m).
 - ✓ Forage en boue à base d'huile (d=1.54–1.56 sg), jusqu'à environs 2m au-dessus du toit du trias gréseux (niveau « A ») ;
 - ✓ Le Niveau gréseux A0 devra être couvert par le tubage 9''^{5/8} afin d'éviter les venues de gaz lors de la phase ultérieure.
 - ✓ Descente du tubage 9 " ^{5/8} posé au fond puis le cimenté jusqu'à 250m au-dessus du sabot 13 " ^{3/8}.

Chapitre IV : Contexte Géologique et présentation du puits HRE209

- Phase 8" ^{1/2}: (Forage de 2223m jusqu'au TD +/- 2290m).
 - ✓ Forage et carottage en boue à base d'huile (d=0.92- 0.95sg, dans le cas où A0 n'est pas couvert une densité requise doit être utilisée), jusqu'à la TD, après pénétration des argiles du niveau A de 37m.
 - ✓ À signaler que lors du forage du puits HRE113 en 2008 la densité utilisée était de l'ordre de 1,02 sg pour une pression de gisement qui avoisine les 175kg/cm².
 - ✓ Descente d'un liner 7" posé au fond cimenté jusqu'au top liner qui sera ancré à 150m au-dessus du sabot 9" ^{5/8}. [42]

Tableau8. Phases de forage pour le puits HRE209. [42]

<i>Phase</i>	<i>Forage</i>	<i>Type de boue</i>	<i>Tubages</i>	<i>Cimentation</i>
26 "	Surface à 501m	Bentonitique uè 1,05sg	18 " ^{5/8}	En surface
16 "	501m à 1764m	OBM 1.01- 1.03sg	13 " ^{3/8}	
12" ^{1/4}	1764m à 2223m	OBM 1.54- 1.56sg	9 " ^{5/8}	250m au-dessus sabot 9" ^{5/8} "
8" ^{1/2}	2223 m au TD	OBM 0.92- 0.95sg	7 "	LNR Top

6.1. Programme de diagraphies & VSP

6.1.1. Programme de diagraphies

- Phase 26"
 - ✓ Néant ;
- Phase 16"
 - ✓ GR – Sonique Dipôle (P & S) - Densité (GR jusqu'en surface) ;
 - ✓ Un log de cimentation approprié du 13" ^{3/8}.
- Phase 12" ^{1/4}
 - ✓ GR – Sonique Dipôle (P & S) – Densité.
 - ✓ Après la pose du 9" ^{5/8} : Un log de cimentation approprié du 9" ^{5/8}.
- Phase 8" ^{1/2}
 - ✓ GR spectrale, Résistivité, Sonique Dipôle (P & S) et Caliper ;
 - ✓ GR spectrale, Densité et Neutron ;
 - ✓ GR, mesure de pression ;
 - ✓ Contrôle de la cimentation du liner 7" ; [42]

6.1.2. Programme de VSP (Zéro Offset)

Outils à 5 géophones avec les paramètres suivants :

- ✓ Sweep de longueur 12 Sec. Durée d'enregistrement 16Sec
- ✓ Fourchette de fréquences: 8-80 Hz
- ✓ Sweep Zéro phase : Up Liner
- ✓ Échantillonnage: 2 msec
- ✓ Espacement entre les niveaux: 15m

Le VSP sera programmé en 2 runs :

- ✓ Run1: De la fin de la phase 12"1/4 jusqu'à la fin de la phase 26" ; De la fin de la phase 26" à la surface, utiliser un espacement de 100 m.
- ✓ Run2: du TD jusqu'à la fin de la phase 12"1/4. [42]

7. HSE

- Le forage du puits HRE209 sera réalisé dans le strict respect des règles et normes de sécurité en vigueur tracées par la politique HSE de l'entreprise et de l'industrie pétrolière, le but est que toutes les opérations soient exécutées sans accident, sans nuire aux personnes ni endommager l'environnement.
- Tous Les risques associés aux opérations de forage doivent être gérés en collaboration avec la structure HSE concernée, avec la mise en place des procédures relatives aux accidents, rapport des mesures de sécurité manquants ou non adéquat pour montrer l'importance des dangers, ce qui aidera à minimiser les accidents et permettre l'analyse statistique des aspects Hygiène, sécurité et environnement et leur performance.
- Il est recommandé de prendre toutes les dispositions afin de réduire les effets préjudiciables des forages sur l'environnement, les produits utilisés pour les fluides de forage doivent être conformes à la loi sur la protection de l'environnement, les huiles usagées aussi doivent être récupérées dans des fûts.
- L'appareil doit être équipé d'un système de rétention des divers fluides pour éviter les déversements sur la plate-forme.

- Le boubier doit être étanche protégé par un film plastique en polyéthylène haut Et viscosité.
- Ne pas laisser couler l'eau sans aucune raison, utiliser un karcher pour le nettoyage du planché.
- Utiliser les poubelles appropriées pour les déchets, utiliser une fosse pour l'incinération des déchets combustibles, maintenir le chantier propre, ne pas jeter les déchets partout, essentiellement les bouteilles en plastique.
- Ne recevoir que les produits bien emballés et bien les rangés ; Leurs manutention doit se faire par un conducteur qualifié, mettre aussi des plaques indicatrices des produit sa niveau de l'aire de stockage visibles et lisibles, cette aire doit être délimitée par un ruban de balisage.
- Ne pas encombrer les voies d'accès au chantier et au camp de vie, baliser le pourtour du chantier.
- Le personnel exerçant les activités sur chantier doivent avoir à leur disposition et utiliser, au besoin, les équipements de protection individuelle adaptés, à savoir, protection de la tête, protection des mains, protection des pieds et des jambes protection des yeux et du visage, protection des pieds et des jambes (bottes imperméables, bottes de sécurité imperméables à l'huile, avec embouts métalliques semelles antidérapantes), protection des yeux et du visage. [42]

8. conclusion

Dans les formations géologiques qui existent dans le site du forage du puits HRE209 ; il y a des couches qui vent probablement avoir des problèmes sont :

- ✓ La couche du Lias Salifère
- ✓ La couche du Lias Carbonaté
- ✓ La coche du Lias Marneux
- ✓ La couche du Malm
- ✓ La couche d'Aptien
- ✓ La couche du Sénonien
- ✓ La couche de l'Albien

Chapitre V:

Calcul de stabilité

du puits HIRJE209

1. Introduction

Il existe plusieurs méthodes différentes pour étudier la stabilité du puits (méthodes direct ; indirect ; kirsch ; inverse....). Et l'application de ces méthodes varie en fonction des données disponibles.

Pour étudier la stabilité de différents puits pétrolier il est nécessaire d'étudier les contraintes dans le sol, car l'état de contrainte est l'une des principales raisons pour effectuer l'analyse de stabilité du puits ou concevoir un modèle pour celui-ci. L'état de contrainte varie entre avant et après le forage car il change en raison de diverses activités d'ingénierie telles que le forage.

Dans ce chapitre les calculs seront menés pour l'état de contraintes après forage.

2. L'introduction des données

Les calculs vont être menés au moyen du logiciel Techlog 2015. Les données nécessaires sont comme suit :

- Données de diaggraphie de puits de HRE209, y compris compression sonique et cisaillement, densité, neutron, Caliper et gamma ray ;
- Fiches techniques sur le forage et la boue utilisée ;
- Les données géologiques et stratigraphiques.

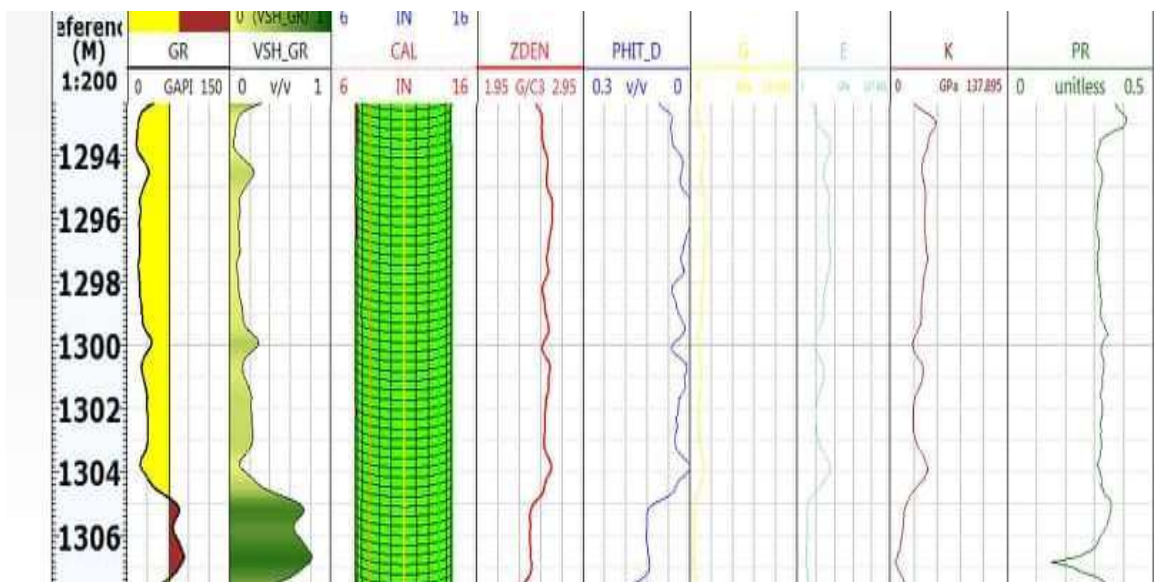


Figure19. L'entrée de donnée dans le logiciel Techlog

3. Les déformations subis par le puits

3.1. L'effondrement de puits

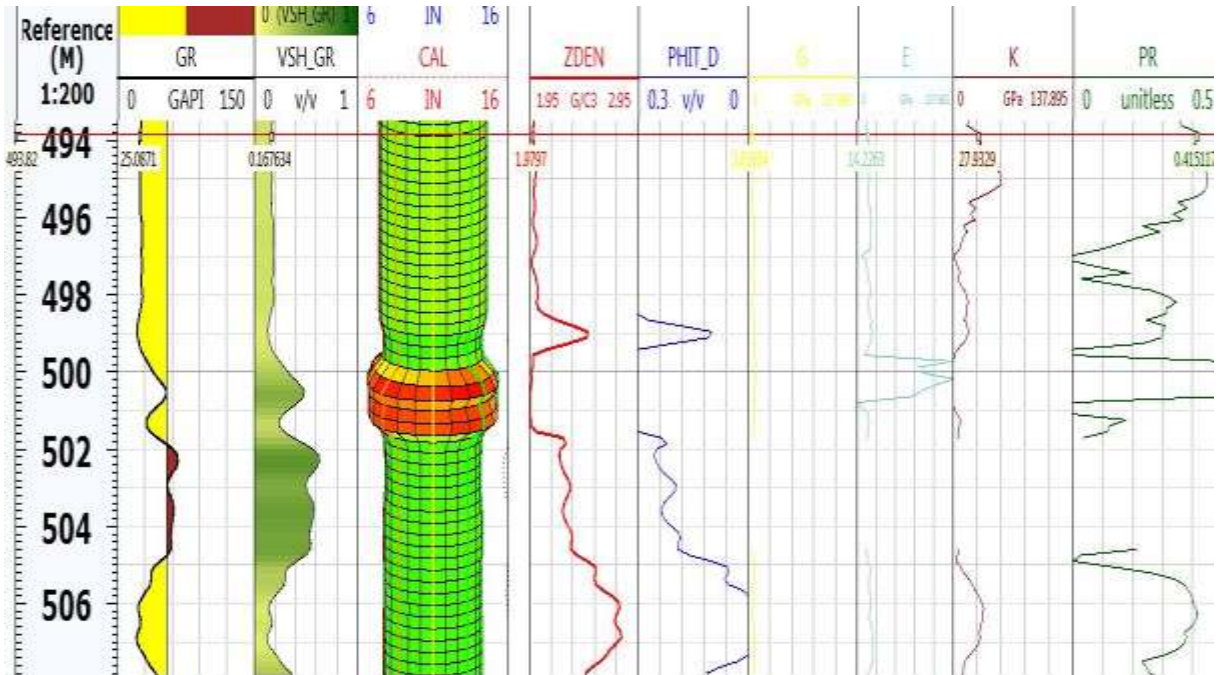


Figure20. Effondrements des parois au niveau de l'étage Néocomien (499.3m ; 502.3m) .

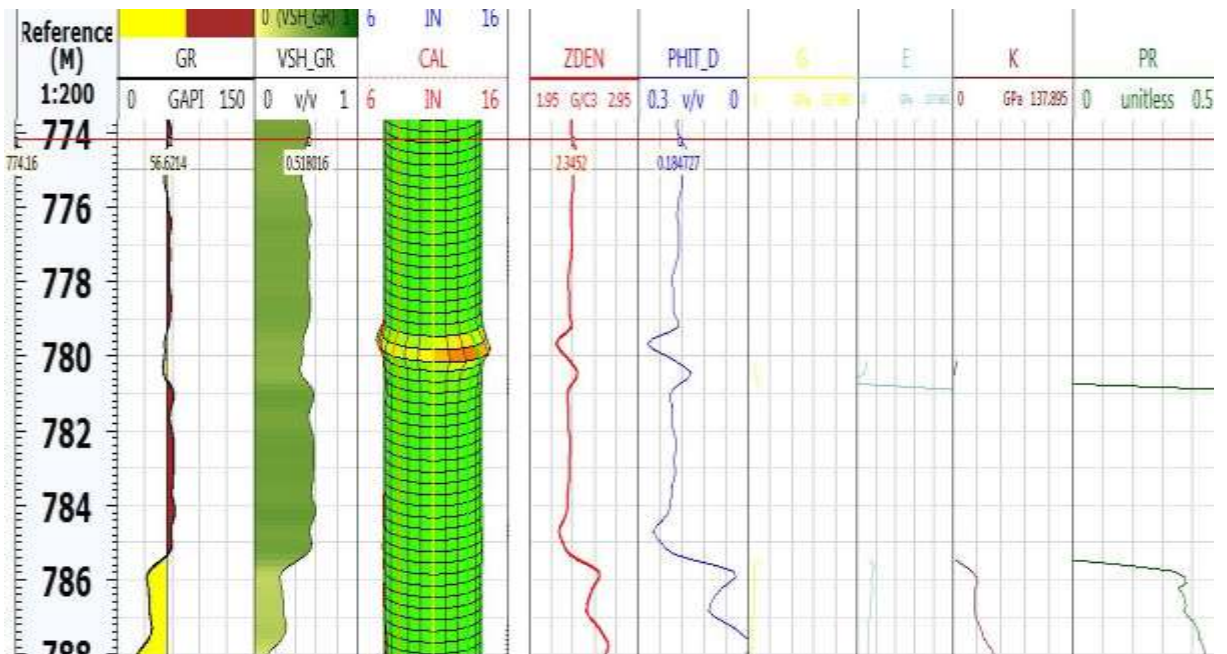


Figure21. Effondrements des parois au niveau de l'étage Malm (779 ; 780m).

Chapitre V : calcul de stabilité du puits HRE209

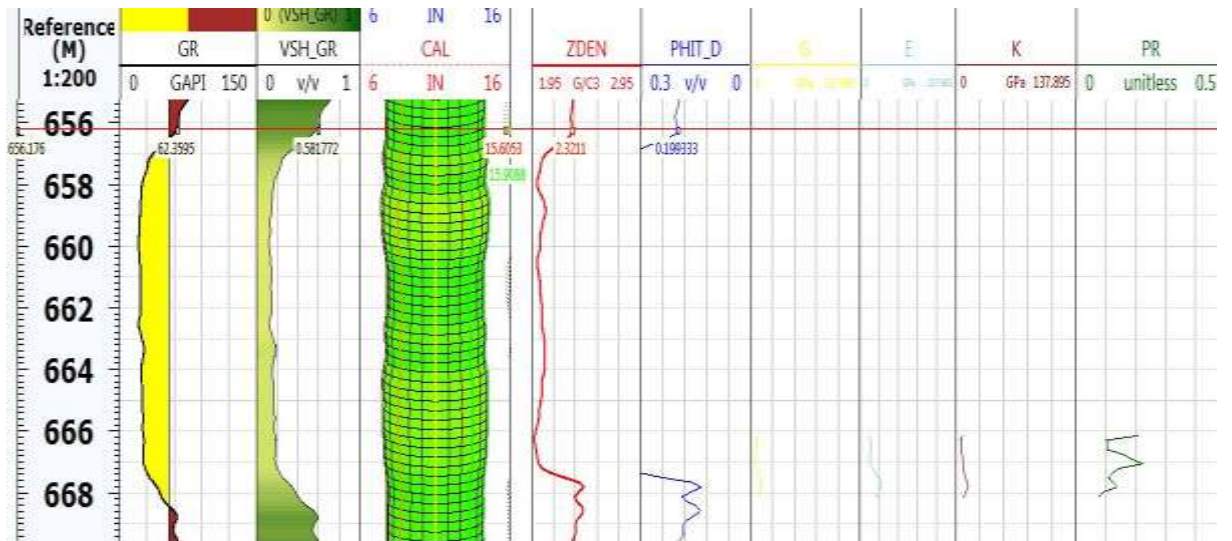


Figure22. Série d’effondrements au niveau de l’étage Néocomien (656.996-662.178m ; 663.9 ; 667.1m) .



Figure23. Coupe transversale de l’effondrement de trou

L’effondrement de puits entraîne une perte de temps et une augmentation des dépenses en raison de l’augmentation de la quantité de ciment, la quantité de boue, donc le volume d’argile V_{shale} et augmente et provoquer une augmentation de densité de boue, comme dans d’autres cas de gros morceaux de déblais peuvent se former, et ça tombe propice à l’occurrence de coincements (chapitre3).

La raison de ce problème se divise en deux types principaux mentionnés dans le chapitre 3.

Comme solution on ajoute une quantité de boue proportionnelle au volume de vide créé avant la cimentation, et après la cimentation ce vide sera rempli de ciment.

3.2. Rétrécissement dans le puits

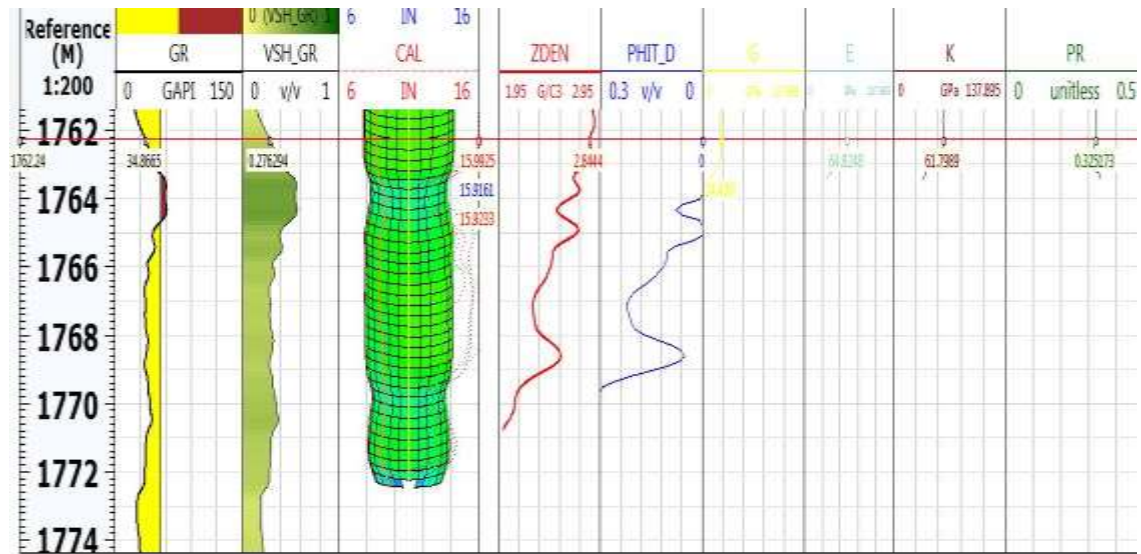


Figure24. Rétrécissement au niveau de l'étage lias salifère (1762.96;1768.14m ; 1769.36 ; 1774.39m)

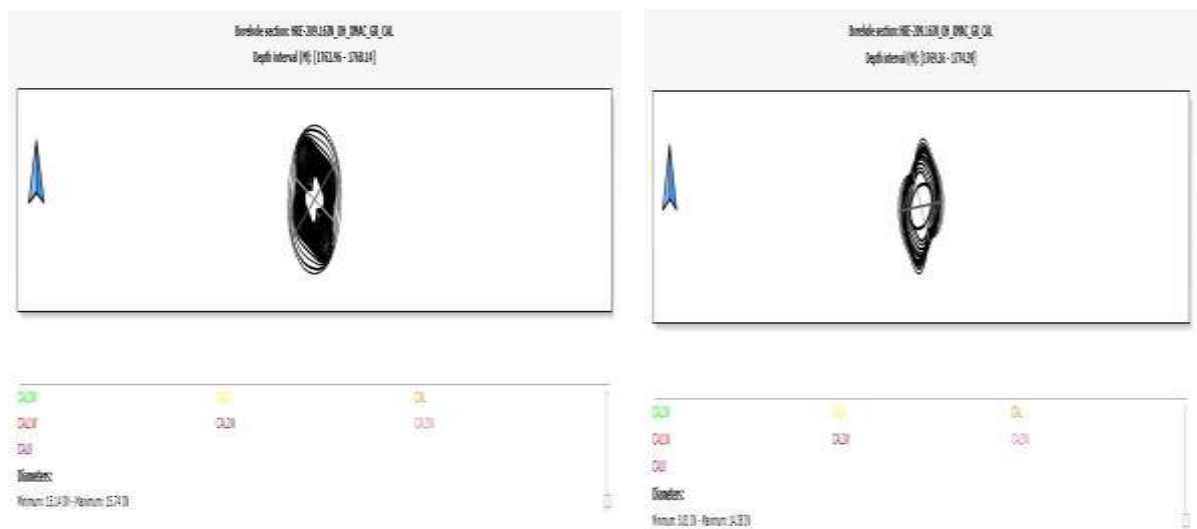


Figure25. Coupe transversale du Rétrécissement

Le rétrécissement généralement se produit dans le schiste faible, le grès, le sel et certaines formations de craie. Le problème ici c'est le coincement donc la tige doit être retirée et la section doit être recreusée ; et ça c'est une perte de temps et des efforts. Dans les cas où il n'est pas possible de retirer la tige, la section considérée doit être bourrée et une déviation de la trajectoire doit être imposée ce qui conduit à une perte de temps et d'effort sans parler des surcoûts.

4. Calcul des contraintes et des déformations

4.1. La phase 16'' (501 ; 1764m) :

Les données existantes sont comme suit (la moyenne de chaque phase) :

Tableau9. Les données de la phase 16''

Contrainte verticale (MPa)	Contrainte horizontale maximale (MPa)	Contrainte horizontale minimale (MPa)	Pression de pores (PPRS)	Angle de frottement (Φ)	Cohésion (C)	Onde de compression (Vp) (m/s)
23,514	42,399	16,465	12,174	26,812	30,793	3811,933

Contrainte de compression	Contrainte de cisaillement	porosité	Masse volumique (u) (g/cm ³)	DTC	DTS	Onde de cisaillement (Vs)(m/s)
24,315	2,432	0,203	2,366	99,252	203,235	1971,622

Calculs :

- **Module de Young**

$$E = (V_p^2) * u = ((3811,933)^2 * 2366) / 10^6$$

$$E = 34375,045 \text{ MPa}$$

- **Module de cisaillement**

$$G = (V_s^2) * u = [(1971,622)^2 * 2366] / 10^6$$

$$G = 9197,336 \text{ MPa}$$

- **Coefficient de poisson μ**

$$\mu = (E/G - 2) / 2 = [(34375,045 / 9197,336) - 2] / 2$$

$$\mu = 0,87$$

- **Coordonnées cartésiennes attaché au puits**

Dans le cas du puits HRE209 qui est un puits vertical, donc l'inclinaison du puits par rapport à la verticale $\gamma' = 0^\circ$, l'azimut géographique, $\phi = 0^\circ$ et la position du puits par rapport à l'axe des abscisses $\theta' = 90^\circ$.

$$\sigma_x = (42,399.\cos^2\theta + 16,465.\sin^2\theta).\cos^2\theta + (23,514.\sin^2\theta)$$

$$\sigma_x = 42,399 \text{ MPa}$$

$$\sigma_y = 42,399.\sin^2\theta + 16,465.\cos^2\theta$$

$$\sigma_y = 16,465 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{zz} = (16,465 - 42,399).\sin^2\theta + (23,514.\cos^2\theta)$$

$$\sigma_{zz} = 23,514 \text{ MPa}$$

$$\tau_{xy} = 0 \text{ MPa}$$

$$\tau_{xz} = 0 \text{ MPa}$$

$$\tau_{yz} = 0 \text{ MPa}$$

- **Les déformations**

$$\begin{matrix} \epsilon_x \\ \epsilon_y \\ \epsilon_z \end{matrix} = 1/E \begin{bmatrix} 1 & -\mu & -\mu \\ -\mu & 1 & -\mu \\ -\mu & -\mu & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} (\sigma_x) \\ (\sigma_y) \\ (\sigma_z) \end{matrix}$$

$$\epsilon_x = 0,000912734$$

$$\epsilon_y = 0,000354446$$

$$\epsilon_z = 0,000506192$$

- **Contrainte σ_r , et σ_θ , σ_z ; par rapport au système de coordonnées cylindriques attaché au puits :**

Nous avons : $\mathbf{a}=\mathbf{r}$ et $\theta=90^\circ$

$$\sigma_r = \text{PPRS donc :}$$

$$\sigma_r = 12,174 \text{ MPa}$$

$$\sigma_\theta = 42,399 + 16,465 - 12,174 - 2(42,399 - 16,465) \cos 180$$

$$\sigma_\theta = 98,558 \text{ MPa}$$

$$\sigma_z = 23,514 - 2.0,87.(42,399 - 16,465).\cos 2.90$$

$$\sigma_z = 68,639 \text{ MPa (Déformation plane)}$$

$$\sigma_z = 23,514 \text{ MPa (Contrainte plane)}$$

$$\tau_{r\theta} = 0 \text{ MPa}$$

$$\tau_{rz} = 0 \text{ MPa}$$

$$\tau_{\theta z}=0 \text{ MPa}$$

- **Contraintes principales σ_1 , σ_2 et σ_3**

$$\sigma_1=1/2(98,558 +68,639) +1/2\sqrt{(98,558 - 68,639)(98,558 - 68,639) + 4.0}$$

$$\sigma_1=98,558 \text{ MPa}$$

$$\sigma_2=1/2(98,558 + 68,639)-1/2\sqrt{(98,558 - 68,639)(98,558 - 68,639) + 4.0}$$

$$\sigma_2=54,797 \text{ MPa}$$

$$\sigma_3=\sigma_r=\text{PPRS} \text{ donc :}$$

$$\sigma_3=12,174 \text{ MPa}$$

- **Contrainte principale effectif : σ_1' , σ_2' et σ_3'**

✓ L'équation générale : $\sigma' = \sigma - \text{PPRS}$

$$\sigma_1' = \sigma_1 - \text{PPRS} = 98,558 - 12,174$$

$$\sigma_1' = 86,384 \text{ MPa}$$

$$\sigma_2' = \sigma_2 - \text{PPRS} = 54,797 - 12,174$$

$$\sigma_2' = 42,623 \text{ MPa}$$

$$\sigma_3' = \sigma_3 - \text{PPRS} = 12,174 - 12,174$$

$$\sigma_3' = 0 \text{ MPa}$$

- **Calculs de la pression qui cause la fracture P_{wf}**

$$P_{wf} = \frac{1}{m-k} [(1+m) \sigma_x - k\sigma_y - P_0]$$

Ou : P_0 est la pression de pores.

$$k \text{ (paramètre de test de fracture)} = 2(1-\mu^2)/\pi = 0,155$$

$$m \text{ (critère de rupture de matériel)} = \sqrt{2 + 2k} = 1,520$$

$$P_{wf} = \frac{1}{1,520 - 0,155} (1 + 1,520) 42,399 - 0,155(16,465) - 12,174$$

$$P_{wf} = 46,347 \text{ MPa}$$

- **Calculs de la pression interne du puits P_w**

On a : $TVD = 501 \text{ m}$; $R_{boue} = 1.03 \text{sg}$

$$P_w = [R_{boue} * TVD . 10] / 10,2$$

Chapitre V : calcul de stabilité du puits HRE209

$P_w=5,05$ MPa

4.2. La phase 12''^{1/4} (1764; 2223m)

Tableau10. Les données de la phase 12''^{1/4}

Contrainte verticale (SV)	Contrainte horizontale maximale	Contrainte horizontale minimale	Pression de pores (PPRS)	Angle de frottement (Φ)	Cohésion (C)	Onde de compression (Vp)
44,180	84,346	32,854	27,924	33,590	21,386	4374,20

Contrainte de compression	Contrainte de cisaillement	porosité	Masse volumique (u)	DTC	DTS	Onde de cisaillement (Vs)
44,150	4,415	0,109	2,352	71,684	136,471	2309,92

- **Module de Young**

$E=45002,287$ MPa

- **Module de cisaillement**

$G=12549,637$

- **Coefficient de poisson**

$\mu =0,79$

- **Coordonnées cartésiennes attaché au puits :**

$\gamma'=0^\circ, \varphi=0^\circ ; \theta'=90^\circ$

σ_x (MPa)	σ_y (MPa)	σ_{zz} (MPa)	τ_{xy} (MPa)	τ_{xz} (MPa)	τ_{yz} (MPa)
84,346	32,854	44,180	0	0	0

- **Les déformations**

$\epsilon_x=-0,001087071$

$\epsilon_y=-0,00042343$

$\epsilon_z=-0,000569402$

- **Contrainte σ_r, σ_z et σ_θ , par rapport au système de coordonnées cylindriques attaché au puits :**

$a=r ; \theta=90$

σ_r	σ_z	σ_θ	$\tau_{r\theta}$	τ_{rz}	$\tau_{\theta z}$
27,924	125,537	192,26	0	0	0

Chapitre V : calcul de stabilité du puits HRE209

- Contraintes principales σ_1 , σ_2 et σ_3

σ_1	σ_2	σ_3
243,438	74,360	27,924

- Contrainte principale effective σ_1' , σ_2' et σ_3'

σ_1'	σ_2'	σ_3'
215,514	46,436	0

- Calculs de la pression qui cause la fracture P_{wf}

On a: $k=0,239$; $m=1,574$

$P_{wf}=71,765$ MPa

- Calculs de Pression interne du puits P_w

On a: $TVD = 1764$ m; $R_{boue} = 1.56$ sg

$P_w=26,978$ MPa

4.3. La Phase 8^{''1/2}(2223 ; TD)

Tableau11. Les données de la Phase 8^{''1/2}

Contrainte verticale (SV)	Contrainte horizontale maximale	Contrainte horizontale minimale	Pression de pores (PPRS)	Angle de frottement (Φ)	Cohésion (C)	Onde de compression (Vp)
50,325	90,744	35,275	25,279	25,878	15,149	3920,490

Contrainte de compression	Contrainte de cisaillement	porosité	Masse volumique (u)	DTC	DTS	Onde de cisaillement (Vs)
35,423	3,542	0,145	2,321	77,663	138,073	2210,295

- Module de Young

$E=35674,331$ MPa

- Module de cisaillement

$G=11339,022$ MPa

- Coefficient de poisson

$\mu= 0,57$

Chapitre V : calcul de stabilité du puits HRE209

- Coordonnées cartésiennes attaché au puits

$$\gamma'=0^\circ, \varphi=0^\circ ; \theta'=90$$

$\sigma_x(\text{MPa})$	$\sigma_y(\text{MPa})$	$\sigma_{zz}(\text{MPa})$	$\tau_{xy}(\text{MPa})$	$\tau_{xz}(\text{MPa})$	$\tau_{yz}(\text{MPa})$
90,744	35,275	50,325	0	0	0

- Les déformations

$$\epsilon_x=0,000356115$$

$$\epsilon_y=0,000138433$$

$$\epsilon_z=0,000197495$$

- Contrainte σ_r , σ_z et σ_θ , par rapport au système de coordonnées cylindriques attaché au puits

$$A=r ; \theta=90$$

σ_r	σ_z	σ_θ	$\tau_{r\theta}$	τ_{rz}	$\tau_{\theta z}$
25,279	113,560	209,033	0	0	0

- Contraintes principales σ_1 , σ_2 et σ_3

σ_1	σ_2	σ_3
209,033	113,56	25,279

- Contrainte principale effectif σ_1' , σ_2' et σ_3'

σ_1'	σ_2'	σ_3'
183,754	88,281	0

- Calculs de pression qui cause la fracture P_{wf}

$$\text{On a: } k=0,430; m=1,691$$

$$P_{wf}=32,869\text{MPa}$$

- Calculs de Pression interne du puits P_w

$$\text{On a: } \text{TVD} = 2223 \text{ m; } R_{boue} = 0,95\text{sg}$$

$$P_w=20,704 \text{ MPa}$$

5. Interprétation des résultats

5.1. Effondrement du forage

Selon fig.6 ; en a classé l'état de contrainte de puits en deux cas [Aadnøy et al]

- Cas1 : Si $\sigma_x < \sigma_y$, le forage échoue à la position cas A ;

- Cas2 : Si $\sigma_y < \sigma_x$, le forage échoue à la position cas B.

Pour le cas A, le plan de faiblesse n'est pas exposé et un forage stable existe. Pour le cas B, le plan de faiblesse est exposé pour certaines inclinaisons de puits de forage / plan d'assise, conduisant à un forage instable [43]

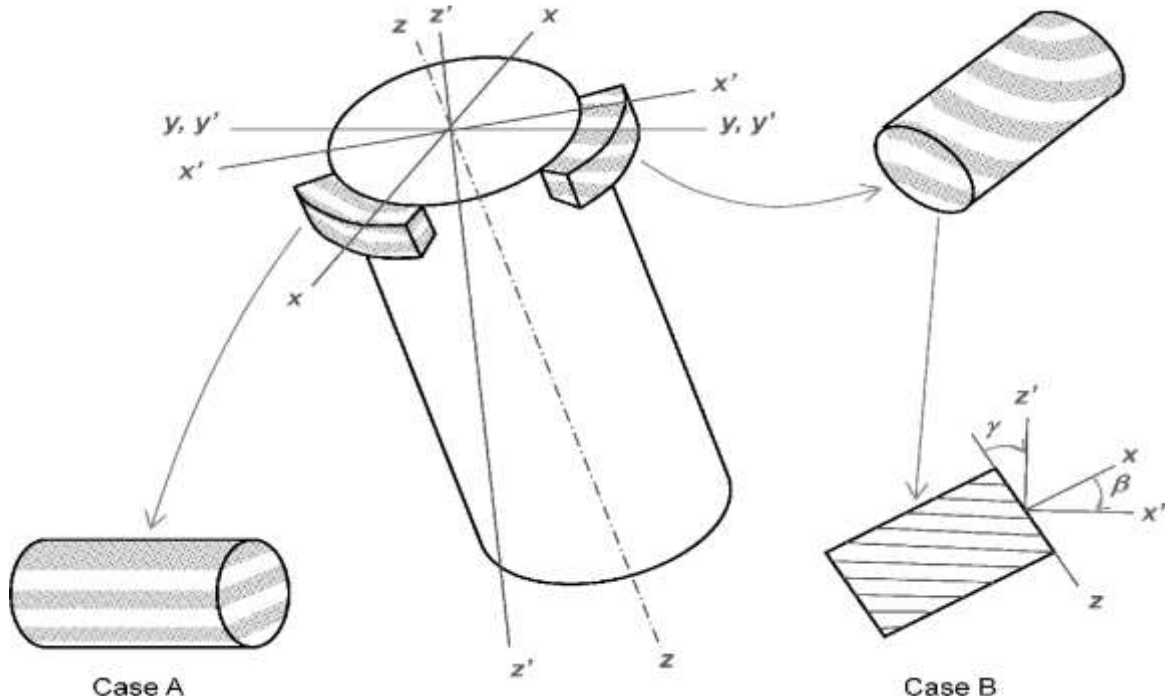


Figure 26. Conditions de contrainte qui provoquent la rupture. [43]

Selon les calculs précédents dans le puits HRE209 et dans les différentes phases on a : $\sigma_x < \sigma_y$ donc le forage en générale est un stable.

5.2. Fracturation du forage

La comparaison entre la pression critique dans le puits provoquant une fracture P_{wf} et la pression interne du puits P_w

- ✓ Dans la phase 16'' : $P_{wf} > P_w$
- ✓ Dans la phase 12''^{1/4} : $P_{wf} > P_w$
- ✓ Dans la phase 8''^{1/2} : $P_{wf} > P_w$

Donc : dans les 3 phases la pression dans le puits n'a pas atteint le seuil de fracturation donc le puits est stable. Mais cela n'empêche la détection de quelques problèmes réelles tel que l'effondrement et le rétrécissement des parois mais d'une manière générale le puits est stable.

6. Conclusion

On ce chapitre nous avons effectué une modélisation de l'état de contrainte et analyse de la stabilité du puits en fonction des données obtenues et la définition des problèmes existants et des solutions possibles.

Il peut parfois avoir une différence entre les calculs et ce qui est réel, et cela est dû au fait que vous ne pouvez pas physiquement entourer tout ce qui est sous terre, et aussi parfois des erreurs de mesures.

Les formations le plus accéder un problème dans le forage pétrolier c'est : les argiles, les marnes ; le sel....ex.

Conclusion

générale

Conclusion générale

Dans tout le domaine pétrolier. Où est le lien entre l'exploration et l'exploitation et c'est la seule méthode pour transporter le gisement du réservoir au surface.

La plupart des puits dépassent mille mètres de long et passent à travers de diverses formations rocheuses solides ou fragiles, pour cela, étudier la stabilité du puits est nécessaire pour éviter le plus grand nombre de pertes.

La boue de forage est le plus important facteur pour stabiliser le puits durant le forage et remplir le vide créé en cas de l'occurrence d'un effondrement.

Les contraintes et la pression dans le sous-sol augmentent avec la profondeur et elles sont un élément déclencheur des différentes instabilités lors de la création d'un vide (le puits). De ce fait, elles doivent apparaître dans toute méthode de calcul de stabilité des puits.

Les formations qui représentent une zone probable de problème d'instabilité pendant le forage sont : le schiste faible, le sel et certaines formations de craie, le calcaire, les marnes et les argiles

Après la réalisation de l'étude de stabilité du puits HRE209, les résultats montrent que le puits est généralement stable à part quelques problèmes potentiels d'effondrement et de rétrécissement.

Références

bibliographiques

Références bibliographiques

- [1] <https://fr.wikipedia.org/wiki/P%C3%A9trole>(20/02/2020)
- [2]<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole> (20/02/2020).
- [3]Mendeleeff D. L'origine du pétrole. *La RevSci.* 1877;18:409-416
- [4]<https://www.connaissancedesenergies.org/quelle-est-la-difference-entre-une-roche-mere-et-une-roche-reservoir>
- [5]Favennec J. L'avenir du pétrole. *Production.* 2010.
- [6]https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_pays_par_production_de_p%C3%A9trole date 2020/09/19
- [7]https://fr.wikipedia.org/wiki/Liste_des_pays_par_consommation_de_p%C3%A9trole date 2020/09/19
- [8]<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/prospection-exploration-gaziere-et-petroliere> date d'accéder:20/02/2020
- [9]<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/petrole> date d'accéder:20/02/2020
- [10]<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/raffinage-petrolier> date d'accéder:20/02/2020
- [11]<https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/transport-du-petrole> date d'accéder:20/02/2020
- [12]http://tpepetrole09.free.fr/TPE/transport_stockage.html date d'accéder date 20 /02/2020
- [13]http://www.nouvelle-aquitaine.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/guide_fermeture_definitive_des_puits_d_hydrocarbures_-_dec_2007_cle097e6c.pdf 2020/09/19
- [14] <https://www.connaissancedesenergies.org/en-dehors-du-transport-quels-sont-les-autres-usages-du-petrole> date d'accéder:20/02/2020
- [15]https://www.memoireonline.com/02/12/5405/m_Problematique-de-l-exploitation-petrolier-sur-la-destruction-de-l-environnement-dans-le-territoire12.html date d'accéder :20/02/2020

Références bibliographiques

- [16]<http://www.onhym.com/protection-de-l-environnement.html> date d'accéder(20/02/2020)
- [17]<http://tpepetrolesmp.e-monsite.com/pages/tpe-petrole/page-1.html> (20/02/2020)
- [18]<http://energiespropres.e-monsite.com/pages/partie-a/ii-avantages-et-inconvenients.htm>
date d'accéder:20/02/2020
- [19]<http://fr.scribd.com/doc/45761234/Le-Forage-Nguyen>
- [20]Thèse en vue de l'obtention du diplôme de doctorat en sciences
- [21]<https://www.google.com/search?ei=10xQXoSSD63nsAfn1LHYBQ&q=image+les+differ+ent+type+de+forage#imgrc=RbJfdl40YxIm4M>: 25/2/2020
- [22]<https://www.petropedia.com/definition/1127/deviated-drilling> (05/03/2020)
- [23] Puits forages-aspects-généraux-unique Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbures digérer Direction des Risques du Sol et du Sous-sol
- [24] Contribution à la suppression du phénomène stick slip et à la construction d'un observateur de dimension in nie en forage pétrolier digérer M. Samir TOUMI
- [25]<http://sigescen.brgm.fr/methodes-de-forage.html> date(7/3/2020)
- [26]<https://www.researchat.net/figure/les-composats-dun-appareil-de-forage-rotary-au-cours-de-forage-rotary-dun-puits-fig23-333172998/amp> date (7/3/2020)
- [27] rapport de SONATRACH dirigé par K.SARHANNE
- [28]<https://science.howstuffworks.com/environmental/energy/oil-drilling3.htm> (05/03/2020)
- [29]<https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/c/cementing.aspx> (05/03/2020)
- [30]https://petrowiki.org/Equipment_related_drilling_problems (05/03/2020)
- [31]https://petrowiki.org/Stuck_pipe (05/03/2020)
- [32]https://www.researchgate.net/publication/324686063_Common_Drilling_well_problems_Reasons_indications_mitigation_and_prevention (05/03/2020)
- [33]Recherche et production du pétrole et du gaz, réserves, coûts, contrats/
http://books.google.dz/books?id=1Z90Lix9rfkC&hl=fr&redir_esc=y
- [34]https://petrowiki.org/Drillpipe_failures (05/03/2020)
- [35]https://www.researchgate.net/publication/324686063_Common_Drilling_well_problems_Reasons_indications_mitigation_and_prevention (05/03/2020)

Références bibliographiques

[36]https://petrowiki.org/Formation_damage (05/03/2020)

[37]https://www.researchgate.net/publication/324686063_Common_Drilling_well_problems_Reasons_indications_mitigation_and_prevention (05/03/2020)

[38]<http://fr.scribd.com/doc/45761234/Le-Forage-Nguyen> (05/03/2020)

[40] E. FJÆR, R.M. HOLT, P. HORSRUD, A.M. RAAEN & R. RISNES; (1992).Petroleum related rock mechanics .

[41] http://bibfac.univ-tlemcen.dz/bibfs/opac_css/doc_num.php?explnum_id=1325

[42] Department Pole Hassi R'mel; (2017) .Rapport implantation du puits HRE209.
SONATRACH

[43] BERNT S. AADNØY ET LOOYEH.R (2010). Petroleum rock mechanics: drilling operations and well design. Department of Petroleum Engineering, University of Stavanger, Stavanger, Norway; Chevron Limited, Pembroke Refinery, Pembroke, UK

Annexe

Annexe

Donnes d'un puits HMD :

		Zon	Puits	Date-fors	Fond	X	Y	Ztabl	Zso	EOC	SEN_s	TU	CENO	APTIEN	MALM
90		23	MD 40	21-déc-60	3 478	802 983,00	117 043,00	177	173,69	234		826	945,00	1 490,00	1 991,00
103		23	MD 56	05-mai-61	3 459	803 733,19	121 254,24	177	173,96	230		821	940,00	1 459,00	1 957,00
125		23	MD 64	12-mars-62	3 480	801 347,00	118 722,00	170	166,40	244		812	938,00	1 465,00	1 972,00
158		23	MD 83	30-oct-64	3 505	798 741,00	121 256,00	175	171,00	227		830	945,00	1 470,00	1 972,00
292		23	MD153	03-juil-71	3 553	799 992,00	120 024,00	184	179,10	238	690,0	838	959,00	1 475,00	1 975,00
312		23	MD171	06-déc-71	3 487	801 468,00	122 494,00	179	171,70	242	680,0	839	955,00	1 468,00	1 962,00
324		23	MD181	01-mai-72	3 507	801 252,00	120 001,00	156	150,10	210	655,0	803	930,00	1 442,00	1 950,00
329		23	MD191	19-juin-72	3 511	799 990,08	122 576,06	173	165,64	239	678,0	824	942,00	1 462,00	1 957,00
404		23	MD216	18-mai-74	3 472	800 022,07	123 718,02	157	152,25	230	620,0	804	912,00	1 448,00	1 923,00
427		23	MD232	15-mai-75	3 508	801 249,79	117 498,98	179	174,82	246	701,0	836	955,00	1 487,00	1 986,00
429		23	MD229	26-mai-75	3 463	802 500,87	119 999,47	163	158,64	214	664,0	804	931,00	1 454,00	1 952,00
479		23	MD251	15-sept-76	3 497	799 999,55	118 750,35	185	177,64	224	697,0	834	959,00	1 490,00	1 988,00
519		23	MD264	22-juil-77	3 503	799 374,63	117 498,80	181	176,10	226	701,0	832	950,00	1 491,00	1 990,00
566		23	MD295	26-août-78	3 514	800 551,66	117 847,87	190	181,78	264	702,0	843	962,00	1 495,00	1 996,00
583		23	MD305	09-févr-79	3 479	800 149,09	116 851,01	182	174,89	245	693,0	839	948,00	1 500,00	2 016,00
610		23	MD320	02-nov-79	3 475	800 399,07	121 019,66	155	147,15	210	660,0	816	925,00	1 454,00	1 961,00
628		23	MD329	12-mars-80	3 469	802 050,00	122 099,55	180	171,24	247	682,0	835	948,00	1 465,00	1 963,00
632		23	MD328	25-avr-80	3 490	798 998,93	120 249,33	170	163,03	223	680,0	821	941,00	1 474,00	1 978,00
639		23	MD333	05-juil-80	3 490	800 698,61	119 650,66	178	170,65	225	687,0	834	952,00	1 457,00	1 986,00
653		23	MD339	09-janv-81	3 464	802 250,40	121 250,26	181	173,57	262	682,0	833	946,00	1 466,00	1 974,00
655		23	MD344	05-févr-81	3 474	799 832,01	121 853,68	169	161,14	245	679,0	828	944,00	1 461,00	1 961,00
668		23	MD340	27-juil-81	3 496	801 600,00	116 249,35	178	171,18	249	690,0	836	943,00	1 484,00	2 004,00
724	198	23	MD378	22-févr-84	3 463	800 699,50	121 789,49	150	143,49	200	656,0	804	918,00	1 444,00	1 941,00
726	198	23	MD376	31-mars-84	3 519	801 000,12	115 699,51	180	172,42	250	685,0	824	948,00	1 494,00	2 004,00
758	198	23	MD389	04-sept-85	3 492	799 499,95	121 050,56	178	169,71	232	685,0	833	947,00	1 478,00	1 982,00
759	198	23	MD395	04-oct-85	3 498	802 398,95	115 848,74	178	170,16	250	687,0	831	947,00	1 490,00	2 006,00

LS	LD	TS1	TS2	TS3	G10	G20	G31	G32	G51	G	ANI	Re	DISCOF	Q	Gl	A	Z AI
2700		2791	2839	3025	3232	3276	3294	3305					3320				
2715		2801	2843	3036	3243	3284	3303	3315	3324		3328		3350				
2740		2814	2852	3046	3238	3277	3303	3313			3328		3348				3348
2730	2776	2809	2847	3034	3236	3277		3312	3322		3329		3347				3347
2714	2764	2792	2828	3019	3231			3305	3312				3327				
2703	2749	2783	sup	3002	3226	3255		3297	3306		3313		3332				
2716	2766	2791	2828	3029	3240	3275		3303	3321				3340				3340
2686	2738	2772	2815	2998	3212	3244		3282	3297				3310				3310
2686	2731	2767	2810	3006	3246	3289		3318	3325				3338				3338
2698	2750	2781	2827	3026	3233	3270		3299	3313				3325				3325
2730	2793	2820	2871	3025	3256	3295		3328	3335		3342		3381				3381
2731	2790	2816	2854	3043	3246			3319			3336		3360			3360	3367
2730	2774	2809	2856	3047	3250			3335			3340		3353				3353
2709	2762	2793	2850	3047	3242			3324	3329		3337		3368				3368
2699	2755	2787	2822	3017	3214	3262		3292	3304		3312		3343				
2713	2766	2793	2834	3028	3227			3303	3310				3318				
2726	2770	2803	2840	3038	3244			3319	3331		3335		3358				3358
2722	2760	2809	2853	3007	3236	3280		3311	3318		3329		3341				3341
2711	2760	2783	2830	3025	3236	3277		3304	3317				3329				
2724	2769	2793	2832	3023	3230			3304	3315		3337		3342				
2742	2798	2822	2868	3066	3262	3301		3331	3342				3359			3359	3366
2688	2750	2786	2820	3003	3202			3279	3289		3298		3308				
2748	2801	2823	2871	3065	3265			3337			3345		3372			3372	3378
2720	2773	2804	2844	3035	3248			3323	3336		3345		3378				
2741	2797	2825	2870	3069	3281			3352	3359		3358		3376				3376

Annexe

D5	D4	D3	D2	ID	D1	Z_Ps	R2	R25	R2	R3	INFRA_C	Erup_1	Erup
3342	3391	3424	3449	3471	3499	3522	3527	3552e					
3355	3402	3433	3455	3479e	3508e	3533e	3538e						
				3320?	3335?	sup f	3360f	3389	3408	3438			
3350	3395	3428	3453	3478	3507e	3532e	3537e					3444	3447
3364	3415	3447	3473	3496	3525e	3550e	3555e						
3365	3413	3448	3475	3497	3523	3544	3549					3465	3466
3327	3370	3409	3427	3453	3481	3506e	3511e						
3332	3374	3407	3431	3451	3481	3505	3510e					3423	3424
3351	3400	3439	3461	3486	3515e	3540e	3545e					3411	3411
3317	3364	3401	3426	3449	3478e	3503e	3508e						
3358	3404	3437	3460	3485	3514e	3539e	3544e					3497	3502
3331	3375	3408	3441	3464e	3494e	3518e	3523e					3428	3435
3387	3431	3465	3492	3516e	3545e	3570e	3575e					3484	3486
3386	3434	3468	3490	3514e	3543e	3568e	3573e						
3372	3423	3455	3478	3499	3528e	3553e	3558e						
3382	3431	3464	3489e	3513e	3542e	3567e	3572e						
3343	3375	3412	3435	3459	3488e	3513e	3518e						
3318	3368	3408	3429	3453	3482e	3507e	3512e						
3376	3424	3455	3482	3506e	3535e	3560e	3565e					3477	3479
3349	3396	3431	3458	3480	3509e	3534e	3539e					3447	3450
	3329	3357	3455	3477e	3506e	3531e	3536e					3369	3436
3342	3384	3420	3445	3470	3499e	3524e	3529e						
3382	3433	3459	3484	3508e	3537e	3562e	3567e						
3308	3355	3392	3420	3444	3473e	3498e	3503e						
3396	3444	3470	3496	3520e	3549e	3574e	3579e						
3378	3409	3446	3472	3496e	3525e	3550e	3555e						
3389	3430	3465	3486	3510e	3539e	3564e	3569e						

remarque
Excellent, non tectonisé
Brèche avec sel, argile... (3457-3464), faible producteur 1.5m3/h, médiocre en Phi-K (pas d'argument pour rejet)
Très mauve. productifs. mais persiste! très mauve. en PHI/K (4.5%, 0.3 md), brèche tecto. à 3353m (S) = 3360 (E) (RA/R2 par faille), R2ab et Z PSG réduits de 10m= rejet mini (OMN22, MD280). (Ra? D1 prob. à 3342 cf MD82, soit 7m de rejet de plus ?)
puits de base pour corrélations dans le secteur (pb de l'éruptif) (complètement différent pour Mc Cord (cf MD21) coupe EE'), dégradé, fissuration assez importante, producteur moyen
Presque sec, réservoir très dégradé, peu fracturé mais 1 importante fracture (3477-3495m) avec pyrite, barytine ... (pas d'évidence pour rejet), puits à abandonner (CaCl2)
Presque sec(?) mais production initiale de l'ordre de 300m3/j, très peu fracturé, dégradé notamment vers sill éruptif dans RA
Producteur médiocre, inj. gaz (23/01/93), réservoir moyen à médiocre vers la base (D2-ID)
Producteur très médiocre, réservoir dégradé, médiocre, localement moyen (D1), Brèches et 1 sill d'éruptif en base D3 de 3416.4 à 3417.1m (carottes)
Presque sec, réservoir dégradé, médiocre à moyen en D2, 1 filon de 10cm d'éruptif en D4 avec brèche à pyrite, peu fracturé d'après carottes, nombreuses anomalies sur log GR
Très mauvais puits, foré
Au-dessus de l'éruptif : Brèches en ID et D2, très compact, presque sec (dyke ?)
Dégradé, mauvais producteur. Plus de 15 niveaux d'éruptif intra cambrien, les niveaux de silts sont inclinés à 10-20° au D5 (microfaille vers 3350 (-4m) éruptif en fond de trou... Estimation du R2 sans tenir compte d'intrusif possible au-dessous?
Producteur moyen, réservoir moyen en D4, dégradé en relation avec éruptif en D3-D2, 1 niveau d'ERUPTIF dans le réservoir (base D3) (et 2ème niveau possible ?)
Bon producteur, réservoir moyen en D4-D2, médiocre en D3, pas d'anomalie sur carottes, pas de sill

Annexe

Bon producteur, inj. de gaz (21/03/93), foré en Ra, absence du sill présent dans puits voisins
Producteur très médiocre, réservoir très dégradé, médiocre à nul, pas d'anomalie sur carottes
Bon producteur, réservoir moyen
Producteur moyen, réservoir dégradé médiocre (D3 et ID), bon en D2 et D4, pas de fiche carottes (D3 et ID certainement plus hauts cf MD171)
producteur très médiocre, réservoir dégradé médiocre mais D4 moyen (20m dégradés au-dessus de l'éruptif), pas d'anomalie sur carottes
Producteur médiocre, Inj. de gaz (12/10/92), sill éruptif de 3m en D3, réservoir légèrement dégradé
PUITS SEC, Ep. éruptif (67m) (tigillites sur carottes au-dessous = D3), pendages de 45° et réservoir quartzifié au-dessus du laccolite et plus sain au-dessous (uniquement qqs m compact), silt à la base éruptif.
producteur médiocre, réservoir médiocre à moyen, légèrement dégradé, pas d'anomalie notable sur carottes (zone fracturée 3378-3382)
Très tectonisé, très silicifié, nombreuses fractures ouvertes (vu à HMD en juin 94), FRAC hydraulique
Une brèche tectonique au D4 (3453-3460) rejet probable de 8m (cf MD395)
Tectonisé et silicifié (vu à HMD en juin 94), brèches, 2 niveaux
Sec, brèche, fracture avec sel, manque 10m de Ri (faille de 13m de rejet), faille à 3400 et Faille (majeure) vers 3288 (-3110) en Trias (G10/G20), rejet 20m env.
SEC, réservoir très dégradé nul, repris en SR dans le D5, venues d'eau salée malgré garde à eau impr.