

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de  
l'univers

Département de forage et MCP

# MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option:Forage

Présenté Par:

**BOUTERAA MASSINISSA  
KHOURI ABEDERRAHMANE  
REZIG MOHAMED BILAL**

-THEME-

---

**Test en Rigless, facteur de choix, procédure et  
programme.**

---

Jury:

**Président:**

MAA Univ.KM Ouargla

**Examineurs:**

MAA Univ.KM. Ouargla

Année universitaire :2022/2023

## Résumé :

Les tests Rigless sont des tests effectués sans utiliser les outils de forage traditionnels tels que les foreuses, les sondes et les tubes, et sont effectués en utilisant des techniques spéciales pour mesurer et analyser les données relatives aux formations géologiques et aux ressources naturelles sous la surface de la terre. Les tests Rigless ont plusieurs avantages, notamment la réduction des coûts et du temps nécessaires pour le forage, où les informations requises peuvent être obtenues plus rapidement et avec une plus grande précision. Ils réduisent également les risques de pollution environnementale et de problèmes de santé liés aux opérations de forage. Les tests Rigless sont utilisés dans de nombreuses industries, notamment le pétrole, le gaz, l'exploitation minière, la géologie et l'environnement, et incluent des techniques telles que la géophysique, la magnétométrie, l'électromagnétisme, les rayons X, la thermographie, les capteurs thermiques, les rayons ultraviolets, les rayons infrarouges et autres. Bien que les tests Rigless soient considérés comme une technologie moderne et avancée, ils ne peuvent pas remplacer les opérations de forage traditionnelles dans certains cas où le forage est nécessaire pour atteindre les couches inférieures qui ne peuvent pas être atteintes par d'autres moyens.

## Abstract :

Rigless tests are tests conducted without using traditional drilling tools such as drills, probes, and tubes, and are performed using special techniques to measure and analyze data related to geological formations and natural resources beneath the earth's surface. Rigless tests have several advantages, including reduced costs and time needed for drilling, where required information can be obtained more quickly and with greater accuracy. They also reduce the risks of environmental pollution and health problems associated with drilling operations. Rigless tests are used in many industries, including oil, gas, mining, geology, and the environment, and include techniques such as geophysics, magnetometry, electromagnetism, X-rays, thermography, thermal sensors, ultraviolet rays, infrared rays, and others. Although Rigless tests are considered to be modern and advanced technology, they cannot replace traditional drilling operations in some cases where drilling is necessary to reach lower layers that cannot be reached by other means.

## ملخص :

يتعلق الاختبار Rigless بدون أدوات الحفر التقليدية مثل الحفارات والأنابيب والمستكشفات، ويتم تنفيذه باستخدام تقنيات خاصة لقياس وتحليل البيانات المتعلقة بالتكوينات الجيولوجية والموارد الطبيعية تحت سطح الأرض. يتميز الاختبار Rigless بالعديد من المزايا، ومنها تقليل التكاليف والوقت اللازم لعمليات الحفر، حيث يمكن الحصول على المعلومات المطلوبة بشكل أسرع وبدقة أكبر. كما أنه يقلل من مخاطر التلوث البيئي ومشاكل الصحة المرتبطة بعمليات الحفر. يستخدم اختبار Rigless في العديد من الصناعات، بما في ذلك صناعة النفط والغاز والتعدين والجيولوجيا والبيئة، ويشمل تقنيات مثل الجيوفيزياء والمغناطيسية والكهرومغناطيسية وأشعة الأشعة السينية والتصوير الحراري والحساسات الحرارية وأشعة الأشعة فوق البنفسجية والأشعة تحت الحمراء وغيرها. وعلى الرغم من أن اختبار Rigless يعتبر تقنية حديثة ومتطورة، إلا أنه لا يمكن أن يحل محل العمليات الحفر التقليدية في بعض الحالات التي يكون فيها الحفر ضروريا للوصول إلى الطبقات الأسفل التي لا يمكن الوصول إليها بوسائل أخرى.



# Remerciements



*Nous remercions dieu tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

*Nous remercions notre promoteur Elhadi Atlili et Chrif Khelifa pour l'aide et les conseils qu'il nous a prodigués.*

*Nous adressons le grand remerciement à tous les profs de département du forage et mécanique des chantiers pétroliers.*

*Nous voulons également remercier tous les étudiants de notre promotion et nous souhaitons bon courage à tous les étudiants dans leurs études.*

*Nous remercions toutes les personnes qui nous ont aidés de près ou de loin.*

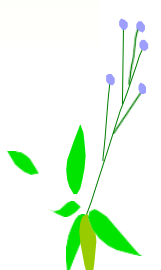




# Dédicaces

*Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à:*

- *L'être le plus cher de ma vie; ma mère.*
  - *Celui qui a fait de moi un homme; mon père.*
  - *Mes chers frères.*
  - *Ma chère sœur.*
  - *Toute ma famille.*
  - *Mes meilleurs amis; Younsi Roumaïssa*
- 

## SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE .....	- 1 -
CHAPITRE I : DESIGN ET DEROULEMENT D'UN DST .....	- 2 -
I.1. INTRODUCTION.....	- 3 -
I.2. DEFINITION DST.....	- 3 -
I.3. LES TYPES DE TEST.....	- 3 -
I.4. LES OBJECTIFS PRINCIPAUX DU DST .....	- 3 -
I.5. LES EQUIPEMENTS NECESSAIRES POUR LE DST .....	- 4 -
I.5.1. Les équipements du train de DST (équipement de fond) .....	- 4 -
I.5.2. Les équipements de surface .....	- 6 -
I.6. PROGRAMME DU TEST DST .....	- 13 -
I.6.1. Données sur le puits .....	- 13 -
I.6.2. Les données des puits voisins .....	- 13 -
I.6.3. Données sur la zone à tester .....	- 13 -
I.6.4. Calcule de tampon .....	- 14 -
I.6.5. Le choix de la cote d'ancrage.....	- 16 -
I.6.6. Données sur les équipements de test .....	- 16 -
I.6.7. Déroulement des opérations .....	- 16 -
I.6.7.1. Préparation du puits .....	- 16 -
I.6.7.2. Supervision et suivi de l'opération .....	- 17 -
I.6.7.3. Evaluation du puits .....	- 18 -
CHAPITRE II : TEST DE PUIITS EN RIGLESS .....	- 26 -
II.1. INTRODUCTION .....	- 24 -
II.2. DEFINITION ET OBJECTIF.....	- 24 -
II.3. FACTEURS DE CHOIX D'UN TEST EN RIGLESS.....	- 24 -
II.4. COMPLETION.....	- 26 -

II.4.1. Types de complétion : .....	- 26 -
II.4.1.1. La complétion simple .....	- 26 -
II.4.1.2. La complétion sélective : .....	- 27 -
II.4.1.3. La complétion double .....	- 27 -
II.4.2. Les équipements d'une complétion.....	- 27 -
II.4.2.1. La tête de production .....	- 28 -
II.4.2.2. La colonne de production « tubing » .....	- 30 -
II.4.2.3. l'étanchéité annulaire ou packer de production.....	- 30 -
II.4.2.4. Les accessoires de fond (Sièges pour outils) .....	- 33 -
II.5. EQUIPEMENTS DE TEST RIGLESS : .....	- 34 -
II.5.1. Équipements de fond.....	- 34 -
II.5.2. Équipements de surface: .....	- 35 -
II.6. PROCEDURE DE TEST RIGLESS.....	- 38 -
II.6.1. Programme de test .....	- 38 -
II.6.2. Préparation et Déroulement des opérations de test en Rigless .....	- 38 -
II.6.2.1. Visite de site. ....	- 39 -
II.6.2.2. Mise en place de la ligne de torche.....	- 39 -
II.6.2.3. Nettoyage et Remplissage de puits .....	- 39 -
II.6.2.4. Contrôle de complétion. ....	- 40 -
II.6.2.5. Perforation .....	- 41 -
II.6.2.6. Démarrage puits .....	- 41 -
II.6.2.7. Test d'évaluation .....	- 42 -
II.6.2.8. Neutralisation.....	- 43 -
II.6.2.9. Rapport de test .....	- 44 -
II.7. HSE .....	- 44 -
CHAPITRE III : TEST DE PUITES REJ-1 EN RIGLESS .....	- 45 -
III.1. PROGRAMME DE TESTS EN RIGLESS DU PUITES REJ-1 .....	- 46 -

III.1.1. Introduction.....	- 46 -
III.1.1.1. Données sur le puits RHOURE EL DJALI -1 REJ-1.....	- 46 -
III.1.1.2. Itinéraire d'accès .....	- 46 -
III.1.2. Objectifs de l'évaluation.....	- 47 -
III.1.2.1. Programme des tests.....	- 48 -
III.1.2.2. Données sur l'état du puits.....	- 48 -
III.1.2.3. Donnés sur la formation à testé.....	- 49 -
III.1.2.4. Logistique à mettre en œuvre.....	- 49 -
III.1.2.5. Chronologie des opérations .....	- 49 -
Test n°1 .....	- 50 -
Scénario N°1 .....	- 50 -
Scénario N°2 .....	- 51 -
Test n°2.....	- 51 -
Scénario N°1 .....	- 51 -
Scénario N°2 .....	- 52 -
III.1.2.5.1. Safety meeting .....	- 52 -
III.2. RAPPORT FINAL D'EVALUATIONS DU PUITES REJ-1 .....	- 56 -
III.2.1. Introduction :.....	- 56 -
III.2.2. Généralités .....	- 56 -
III.2.2.1. Données sur le puits .....	- 56 -
III.2.2.2. Situation géographique.....	- 56 -
III.2.2.3. Données géologiques.....	- 57 -
III.2.3. Operations rigless .....	- 59 -
TEST N°1.....	- 60 -
TEST N°2.....	- 63 -
RESULTATS DES TESTS .....	- 65 -
III.2.4. ÉTATS ACTUEL DU PUITES .....	- 66 -

III.2.5. PROGRAMME D'ABANDON DÉFINITIF .....	- 67 -
III.2.6. Comparer Test en Rigless et DST.....	- 69 -
CONCLUSION ET RECOMMANDATION .....	- 69 -
BIBLIOGRAPHIE .....	71

### **LISTE DES TABLEAUX :**

Tableau 3: Exemples des tube piping et leurs figures .....	- 10 -
Tableau 4: exemple gradient de pression .....	- 20 -
Tableau 5:Gradient de pression de test N°1 de puits REJ-1 .....	- 61 -
Tableau 6:Gradient de pression de test N°2 de puits REJ-1 .....	- 64 -



**LISTE DES FIGURES :**

Figure I.1: Train de DST. ....	- 5 -
Figure I.2: L'installation de surface. ....	- 7 -
Figure I.3: La tête de puits.....	- 7 -
Figure I.4: coflexip .....	- 8 -
Figure I.5: Data header .....	- 8 -
Figure I.6: Chock manifold (manifold des duses) .....	- 9 -
Figure I.7: Manifold de gaz (Gas manifold).....	- 9 -
Figure I.8: Pipings. ....	- 10 -
Figure I.9: Manifold d'huile (Oil Manifold) .....	- 10 -
Figure I.10: Séparateur .....	- 11 -
Figure I.11: Bac de jaugeage .....	- 11 -
Figure I.12: Un surge tank.....	- 12 -
Figure I.13: Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down) .....	- 12 -
Figure I.14: Une pompe de transfert.....	- 12 -
Figure I.15: Pression de fond de l'azote - gradient géothermique de 1,0 °F par 100ft... -	15 -
Figure I.16: Diagramme typique des pressions de fond. ....	- 22 -
Figure II.1: Schéma de choix de la hauteur de bouchon de ciment.....	- 25 -
Figure II.2: La complétion simple. ....	- 26 -
Figure II.3: La complétion sélective.....	- 27 -
Figure II.4: La complétion double.....	- 27 -
Figure II.5: La Tête de production.....	- 29 -
Figure II.6: Olive de suspension.....	- 29 -
Figure II.7: La tête de suspension de tubing (tubing head spool). ....	- 29 -
Figure II.8: Tubing de production .....	- 30 -
Figure II.9:L'étanchéité d'Annulaire « packer ». ....	- 31 -
Figure II.10:Connexion tubing-packer (anchor et locator seal) .....	- 32 -
Figure II.11: Les sièges pour outils (Sièges R et RN).....	- 33 -
Figure II.12: memory gauge bundle carrier.....	- 34 -
Figure II.13: Downhole shut-in tool.....	- 34 -
Figure II.14: Vanne de sécurité de surface (SSV).....	- 35 -
Figure II.15: séparateur surge tank .....	- 35 -
Figure III.1: Itinéraire d'accès puits REJ-1 .....	- 47 -
Figure III.2: Schéma de complétion de puit REJ-1. ....	- 54 -
Figure III.3:Profil final du puits REJ-1. ....	- 55 -
Figure III.4:Fiche technique du puits. ....	- 58 -
Figure III.5: Graphes gradient de pression test n°1 .....	- 62 -
Figure III.6: Graphes gradient de pression test n°2.....	- 64 -

Figure III.7: Etats actuel du puits ..... - 66 -  
 Figure III.8: Schema d'abandon après work over ..... - 68 -

### Liste des abbreviations

**DST** : Drill system test  
**BOP** : Blow out preventer  
**ESD** : emergency shutdown system  
**HSE**: Hygiène, transport, montage  
**PVT**: pressure ,volume,temperature  
**BHA**: bottom hole assembly  
**HP**: hout pression  
**MDT**: Modular Dynamic Test  
**SSV**: subsurface safety valve  
**BPV**: back pressure valve  
**BHS**: bore hole stability  
**Pg**: pression de gisement  
**Pfond**: pression de fond  
**BSW**: basic sediment and water  
**PLT**: production logging tool  
**CT**: coiled tubing  
**TD** : total depth  
**PCE**: pressure control equipement  
**CTU**: coild tubing unit  
**NPS**: national petroleum services  
**DTM**: démontage, transport, montage  
**CCL** : casing coller loctor  
**D**: densité  
**WHP**: wellhead pressure  
**S**: salinitè

## **INTRODUCTION GENERALE**

L'évaluation des réservoirs des puits pétroliers est une phase très importante au cours de leur réalisation et exploitation. De ce fait, le test de formation est très indispensable pour l'évaluation des réservoirs. Par l'intermédiaire de ce test, on peut déterminer la capacité de réservoir et la manière de son exploitation. La bonne manière de test, le désigne et le programme de test amène à la meilleure évaluation des réservoirs. Dans cette exposé on a abordé le test en Rigless, qu'elles sont les facteurs qui nous permettent de tester en Rigless ou DST, comment préparer, établir un programme et exécuter un test en Rigless, on a abouti aux avantages et contraintes de ce type de test.

Pour accomplir les objectifs cités plus haut, on a abordé un plan de travail comme suit :

Le premier chapitre est consacré pour le désigne et déroulement d'un test DST, ce dernier a pour but de nous montrer les types de test, les objectifs, les équipements et le programme de test DST.

Dans Le deuxième chapitre, on a abordé la définition et les objectifs de test en Rigless, les facteurs de choix, la complétion du puits et la procédure de test.

Dans le troisième chapitre, on a développé le programme de test et le rapport final de l'évaluation de puits REJ-1.

Comme conclusion, on a parlé sur les avantages, les inconvénients et recommandation pour le test en Rigless.

**CHAPITRE I**

**DESIGN ET DEROULEMENT**

**D'UN DST**

## I.1. INTRODUCTION

Drill Stem Test (DST) est l'opération qui permet de mettre en évidence la présence des hydrocarbures, déterminer la capacité de production et la pression du réservoir. C'est aussi l'opération la plus sûre pour déterminer la nature des fluides contenus dans le réservoir. Il constitue donc le complément indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique, et grâce aux résultats, on peut déterminer les paramètres du réservoir (perméabilité, skin...).

## I.2. DEFINITION DST

On peut définir le DST comme une mise en production provisoire d'un puits en utilisant des complétions temporaires qui permettent d'acheminer les fluides contenus dans les roches réservoirs vers la surface, de mesurer leur débit et leur pression.

Le principe de base d'un DST est d'isoler la zone à tester de la pression hydrostatique de la boue en utilisant une garniture de test ; de soumettre cette zone à une pression réduite, la mettant donc en condition de produire ( $P_{\text{fond}} < P_g$ ).[1]

## I.3. LES TYPES DE TEST

On peut établir une classification en fonction de la complétion des puits ; dans notre direction (DOE) on utilise deux types qui sont :

- **Test en Barefoot** : La zone testée est en découvert et le Packer de la garniture de test est ancré dans la section couverte par le casing qui se trouve au-dessus.
- **Test en Casing** : la zone testée (perforée ou crépinée) est située dans la partie couverte par le casing ainsi que l'ensemble de la garniture de test.[1,2]

## I.4. LES OBJECTIFS PRINCIPAUX DU DST

- Mise en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir.
- Détermination de la capacité de production.
- Détermination de la pression du réservoir.
- Prise d'échantillons pour étude PVT.
- Détermination des paramètres pétro physiques du réservoir (k, Skin).
- Détermination éventuelle du modèle du réservoir.
- Prévoir la stimulation du réservoir si nécessaire.
- Identification et mesure de contaminants CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S.
- Evaluer les caractéristiques du réservoir,

Un test de formation étant une opération délicate et parfois risquée, il doit y avoir une raison suffisante pour le justifier. Les points suivants peuvent être considérés comme critères de déclenchement d'un test de formation :

- Cuttings imprégnés d'huile.
- Cuttings révélant une formation poreuse et perméable.
- Carotte imprégnée d'huile.
- Présence de gaz de formation dans la boue de forage.
- Présence de taches de fluorescence dans la boue de forage.
- Présence de fluorescence sur la carotte ou sur les Cuttings.
- Perte de boue de forage.
- Identification d'un réservoir sur les logs électriques.
- Résultats positifs de l' MDT (Modular Dynamic Test).[1.3]

## **I.5. LES EQUIPEMENTS NECESSAIRES POUR LE DST**

### **I.5.1. Les équipements du train de DST (équipement de fond)**

Les équipements de base qui compose le train de test sont la vanne et le packer, et les autres équipements sont ajoutés pour augmenter son efficacité et sa souplesse [4]

Description de bas vers le haut des équipements de test :

- **Mule Shoe :**

C'est la partie extrême du train d'outil, il sert de guide du train de test lors de la descente et protège les outils qui sont situés au-dessus.

- **Le packer :**

Le packer : c'est la pièce maîtresse du train de test, il permet d'établir une étanchéité et d'isoler la formation testée de l'espace annulaire. L'isolement est réalisé par l'écrasement sous le poids d'une partie de la garniture (la partie située au-dessous du slip joint) d'un caoutchouc qui vient s'appuyer contre les parois du casing ou du trou. Il est équipé d'un by-pass qu'on peut considérer comme une deuxième solution pour faire la circulation inverse (permettra de circuler sous le packer afin d'homogénéiser la boue et neutraliser le puits), aussi de l'égalisation de pression.

- **Safety joint (joint de sécurité) :**

Les risques de coincement de packer sont importants, dans ce cas, cet outil permet par manœuvre des tiges (le dévissage du safety joint) de récupérer la partie supérieure du train d'outils située au-dessus du packer.

- **Hydraulique jar (coulisse de battage hydraulique) :**

Lors du coincement du packer et avant de dévisser le safety joint, on essaye de décoincer le Packer en exerçant des forces de traction par battage grâce à la coulisse hydraulique située au-dessus du joint de sécurité.

- **Porte-enregistreurs (Gauge carrier) :**

Ils reçoivent les enregistreurs de pression et de température. Les enregistreurs de pressions permettent d'enregistrer la pression de fond dans le tubing et donc, en particulier, l'évolution de la pression de fond lors des phases de débit et de fermeture. Suivant leur position les enregistreurs de pression permettent aussi d'enregistrer la pression de l'annulaire.

- **Les vannes de test (tester) :**

Elles peuvent être ouvertes ou fermées à volonté. Descendues fermées, pour éviter la pénétration de boue à l'intérieur des tiges durant la descente du train de test dans le puits afin de créer une différence de pression entre l'intérieur des tiges et le fond du puits pour permettre aux fluides de réservoir de s'écouler vers la surface.

Elles sont les éléments les plus essentiels pour créer des perturbations dans le réservoir et de contrôler la venue des effluents à l'intérieur des tiges par leur manipulation (ouverture et fermeture).

On distingue trois catégories de vannes, Vannes mécaniques, Vannes hydrauliques et Vannes électro - hydro - mécaniques

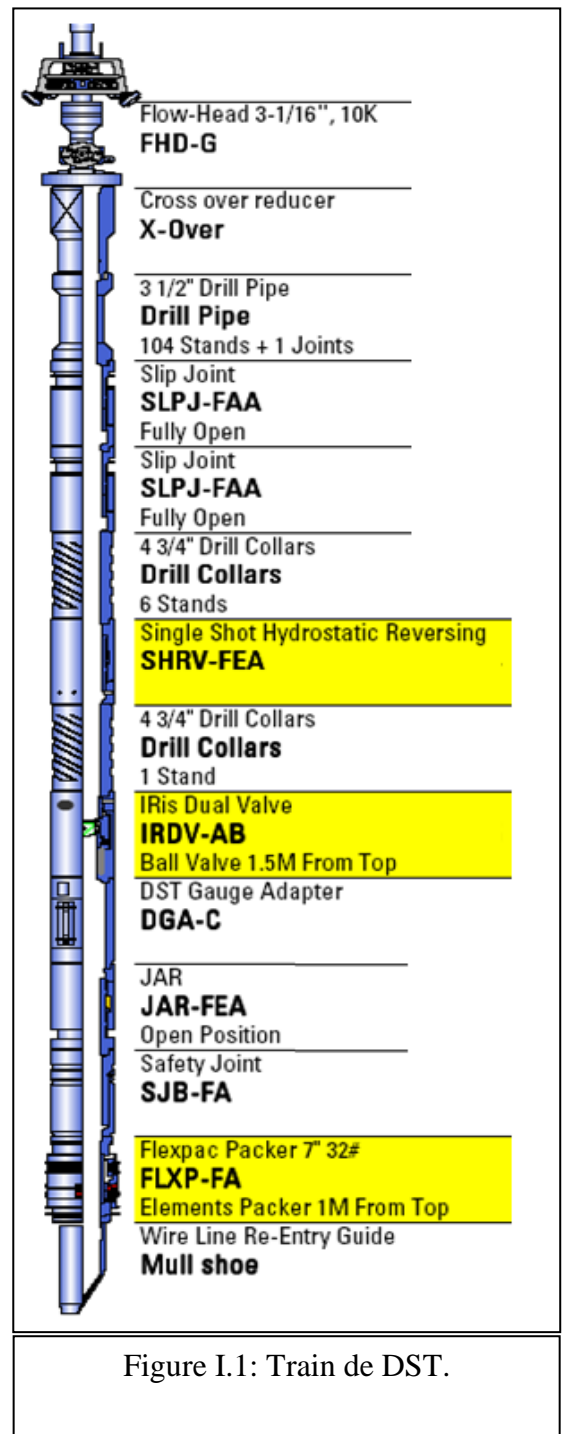


Figure I.1: Train de DST.

- **Les Drill collar** : Ils apportent le poids pour l'ancrage du packer.
- **Les vannes de circulation inverse** :

C'est un raccord de circulation inverse, donc c'est un moyen pour retourner le puits à leur état initial (puits neutraliser) par une circulation de boue avant de remonter le train de test. Il est actionné par un disque de rupture. Ce dernier est calculé en fonction de la pression hydrostatique à la cote de cette pièce avec prise en considération de la pression de fonctionnement de la vanne du fond.

Dès qu'on applique la pression maximale de ce disque dans l'annulaire, la partie mobile se shift et libère les orifices pour la circulation.

- **Les slips joints (les joints coulissants)** :

Son rôle est d'absorber la dilatation des tiges (élongation du string) pendant l'opération ou la diminution à cause de la variation de température, et donc pour éviter le glissement ou le désancrage de packer. Le nombre de présence de celui-ci dans la composition du string dépend de la profondeur et de la température de fond.

Pendant l'ancrage, le poids total des masses tige est posé sur le packer et le poids des tiges est libre et suspendu à la table de rotation (grâce à la course de cet équipement).

- **Les tiges de forage** : Complèteront alors le train de test jusqu'en surface.

### **I.5.2. Les équipements de surface**

L'équipement de surface doit permettre en particulier :

- De supporter les pressions en tête et d'assurer la sécurité en surface.
- De maintenir un (ou des) débit(s) compatible(s) avec la capacité des installations et le programme de test.
- De récupérer des échantillons.
- Le cas échéant, de mesurer le débit de l'air contenu dans la garniture au début du test. et poussé par le débit de l'effluent venant du fond du trou.
- De séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau.
- De connaître les conditions de débit, de séparation, de comptage et d'échantillonnage.
- De stocker ou brûler l'effluent.



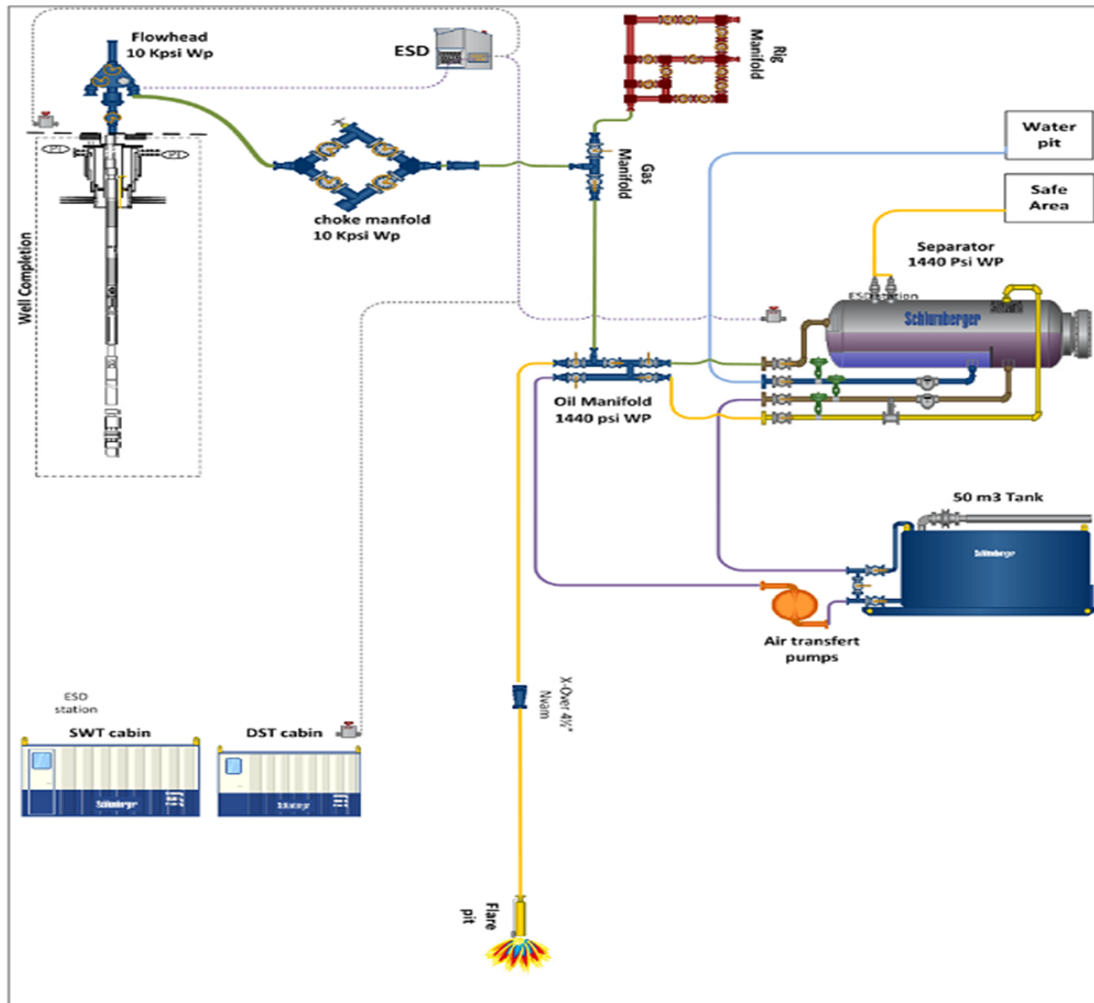


Figure I.2: L'installation de surface.

✓ **La flow head**

Elle est équipée d'une vanne de sécurité, elle permet en particulier d'orienter l'effluent vers les installations de surface et de fermer le puits en tête en cas de nécessité.

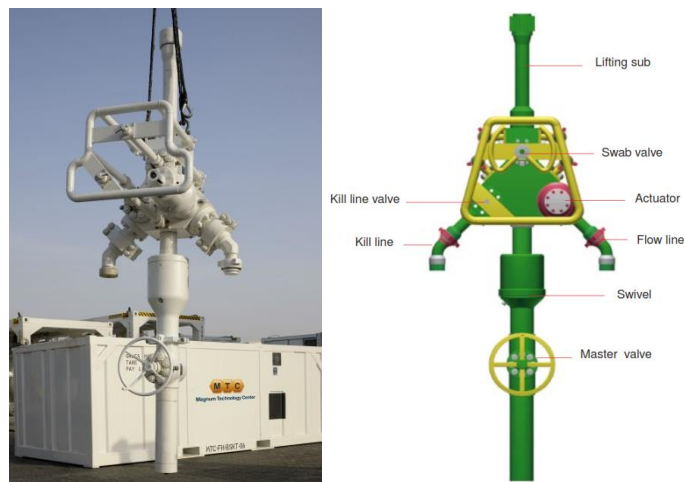


Figure I.3: La tête de puits

**Rôle de chaque éléments de celle ce :**

- **master valve** : pour la fermeture totale de l'intérieur des tiges.
- **Swivel** : pour la rotation de la partie inferieure autant que la partie supérieure restera fixe.
- **Flow line valve** : c'est une vanne hydraulique à fermeture rapide. Elle sécurise la circulation débit.
- **Flow line** : sortie du débit
- **Kill line valve** : c'est une vanne manuelle, durant toute l'opération de test reste fermée. Elle ne s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface, le nettoyage des équipements de surface après la fin de test et pour circuler à travers l'intérieur des tiges.
- **Swab valve** : c'est une vanne de curage. Elle s'ouvre pour laisser le passage d'un outil spécial.

✓ **Coflexip**

- Permet la connexion entre la flow Head et le Chock manifold.
- Minimiser les pertes de charge en réduisant le nombre de leak points par contre lors de l'utilisation de Chicksan (c'est une conduite flexible).

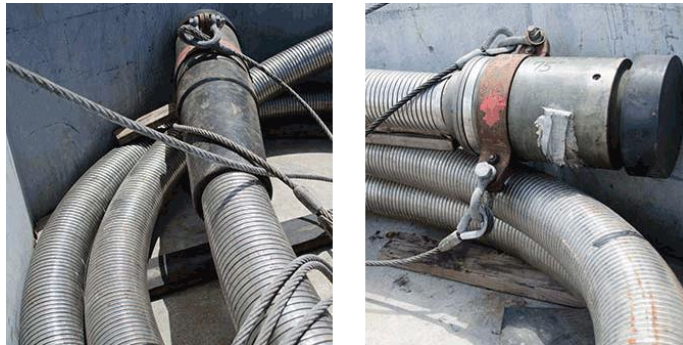


Figure I.4: coflexip

✓ **Data Header**

Permet d'accéder au fluide de procédé en amont du Chock manifold pour permettre :

- La mesure des pressions
- La mesure des températures
- La collecte des échantillons
- L'injection des produits chimiques



Figure I.5: Data header

**✓ Chock manifold (manifold des Duses)**

- Il permet de régler le débit du puits et d'abaisser la pression de l'effluent de manière à être en-dessous de la pression de service des équipements en aval.
- La duse Fixe : pour changer l'ajustable lors de son érosion ou pour faire le comptage après la stabilisation de pression et la diminution du BSW.
- La duse ajustable : pour ajuster l'écoulement du fluide produit, pour éviter le bouchage lorsque le BSW est important et pendant le changement de la duse fixe en cas d'érosion.
- Tapping points : pour raccorder des manomètres ou/et thermomètres
- Sampling points : pour prendre des échantillons



Figure I.5: Chock manifold (manifold des duses)

**✓ Manifold de gaz (Gas manifold)**

Il est placé après le Chock manifold de DST pour faire branchement d'un côté avec le rig manifold (pour le retour de la boue pendant la circulation inverse) et de l'autre côté avec le séparateur.



Figure I.6: Manifold de gaz (Gas manifold)

### ✓ Pipings

Tout tube de piping porte un matricule d'identification qui contient le diamètre nominal, la pression de service et la figure.

Tableau 1: Exemples des tube piping et leurs figures

Diamètre nominal	Figure	Pression de service	Couleur de la bande	Emplacement
6"	206	1500 psi	Bleu clair	Aval du manifold de duses
3", 4"	602	2500 psi	Jaune	
3", 4"6"	1002	5 000 psi	Rouge	Amont du manifold de duses
2",3", 4"	1502	10 000 psi	Noir	
2",3"	2202	15 000 psi	Blanc	



Figure I.7: Pipings.

### ✓ Manifold d'huile (Oil Manifold)

C'est l'équipement essentiel pour connecter entre le gaz manifold, séparateur, bac de stockage et la torche

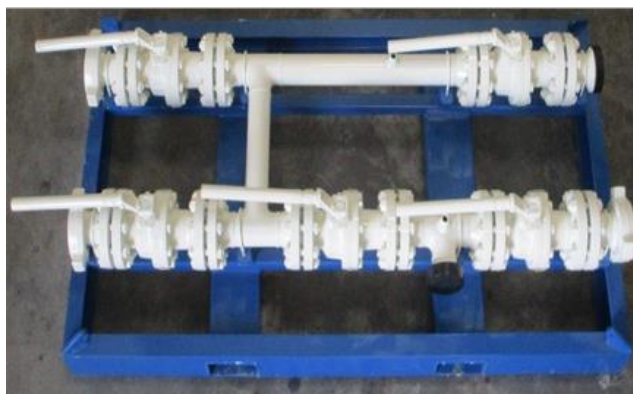


Figure I.8: Manifold d'huile (Oil Manifold)

✓ **Le séparateur :**

Le séparateur a pour objectif de séparer les différents fluides sortant du puits, ainsi qu'il permet le comptage et l'échantillonnage de chacun de ces fluides séparément.

Généralement, il y a plusieurs types de séparateur et on utilise souvent le séparateur horizontal triphasique dans les opérations de DST.

✓



Figure I.9: Séparateur

✓ **Un bac de stockage**

A certains moments du test, on y envoie l'huile sortant du séparateur. Cela permet d'étalonner le ou les compteurs huile, de prendre en compte certains phénomènes tels que le dégazage de l'huile en aval du séparateur ou la décantation supplémentaire d'eau qui est encore dispersée (en émulsion) dans l'huile à la sortie huile du séparateur

Donc, il est utilisé pour stocker et estimer le débit du fluide produit avec une grande précision.

On a deux types de bac qui souvent sont utilisés :

❖ **Le bac de jaugeage :** pour la production sans la présence de la H<sub>2</sub>S



Figure 10: Bac de jaugeage

- ❖ **Un surge tank** : dans le cas où l'huile contient en particulier de l'hydrogène sulfuré ( $H_2S$ ), le bac de stockage doit être remplacé par un bac fermé maintenu à très faible pression, c'est le surge tank.



Figure I.11: Un surge tank

- ✓ **Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down)**

Il permet de fermer le puits et mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin. Les stations ESD peuvent être installées en différents endroits sur le chantier (Rig Floor, séparateur, manifold de duses...).



Figure I.12: Un système d'arrêt d'urgence (ESD : Emergency Shut Down)

- ✓ **Une pompe de transfert**

Elle permet de reprendre l'huile contenue dans le bac de stockage (ou le surge tank) pour l'envoyer vers la torche.



Figure I.13: Une pompe de transfert

### ✓ Équipements complémentaires

En fonction des opérations à réaliser, d'autres équipements peuvent être requis tels que :

#### a- Un équipement de travail au câble

Dans le cas où des opérations de travail au câble sont prévues ou envisagées permettant le test, le matériel correspondant doit être en place. Le sas de travail au câble est monté sur la tête de puits au niveau d'un raccord adéquat situé au-dessus de la croix de la tête et d'une vanne d'isolation.

#### b- Une cabine laboratoire

On y regroupe en particulier toutes les mesures et enregistrements fait en surface. Elle peut être équipée d'un mini-laboratoire PVT.

## I.6. PROGRAMME DU TEST DST :

Après la décision de faire un test de DST et avant de commencer l'opération, il faut élaborer un programme de déroulement de toutes les opérations qui doivent être réalisées pendant le test.[5]

Ce programme peut contenu les points suivantes :

### I.6.1. Données sur le puits :

Avant de commencer le test, il faut connaître plusieurs paramètres sur le puits à tester, parmi elles :

Le schéma du puits, profondeur atteinte, L'étage d'arrêt de forage, l'état de complétion (open hole, casing perforé ou liner crépiné), Boue de forage.

### I.6.2. Les données des puits voisins :

S'il y a des puits déjà foré dans cette zone, on peut estimer quelques informations (la pression de gisement, la nature des fluides...)

### I.6.3. Données sur la zone à tester :

Il faut connaître la formation et l'intervalle à tester, ainsi que le comportement de la roche réservoir (friable ou consolidée).

**I.6.4. Calcule de tampon :**

- **Le tampon :** Le tampon est utilisé pour réduire la pression différentielle qui se produira à l'ouverture de la vanne. Il est indispensable dans les cas suivants :
  - Test d'une formation friable et mal consolidée, pour éviter l'éboulement de la formation pendant la première ouverture.
  - Test de formation à pression élevée, pour éviter l'écrasement du packer et des tiges.
  - Pour obtenir un démarrage lent de la production.
  - Pour éviter l'effondrement du tubage en cas de test de casing.

La hauteur du tampon dépend de la pression différentielle nécessaire pour permettre un décolmatage de la formation à tester (on prend en considération la pression de gisement) et pour assurer les conditions d'ouverture de la vanne.

- **Le calcule :** Pour estimer la valeur de la pression de tampon, il faut prendre en considération les étapes suivantes :
  - a- Il faut que la différence de pression entre les deux faces de la vanne soit inférieure à la  $\Delta P$  de fonctionnement de celle-ci ( $P_h - P_{\text{Tamp}} \leq \Delta P$  de la vanne).
  - b- Il faut prendre en considération la nature de la formation et la pression de gisement :

Généralement le tampon est un tampon d'eau ou d'eau avec l'azote. Si on opte pour l'utilisation d'un tampon d'azote pour atteindre la pression de tampon voulu à exercer sur la formation ; il faut remplir la BHA avec de l'eau (pour faire le test de BHA) sachant que :

$$P_{\text{tamp, tot}} = P_{\text{tamp, d'eau}} + P_{\text{tamp, d'azote au fond}}$$

Donc :

$$P_{\text{tamp, d'azote au fond}} = P_{\text{tamp, tot}} - P_{\text{tamp, d'eau}}$$

- **Calcule de la valeur de tampon d'azote qu'il faut exercer à la surface**

Pour les pressions des gaz, on n'a pas des gradients de pression fixe à cause de leur facteur de compressibilité et le gradient de température de la terre. Pour cette raison, il faut suivre les étapes ci-dessous pour obtenir la valeur exacte du tampon d'azote à exercer en surface :

- a- Calcule de la pression d'azote exercée au fond des puits (juste où dessus du tampon d'eau).



$$P_{\text{tamp, d'azote au fond}} = P_{\text{tamp, tot}} - P_{\text{tamp, d'eau}}$$

b- Calcule de gradient de température :

$$\text{Grad } T^{\circ} = (T_f - T_s)/h \text{ sachant que :}$$

**Grad T°** : gradient de température.

**T<sub>f</sub>** : température au fond de puits.

**T<sub>s</sub>** : température en surface.

**H** : la profondeur de puits.

- À partir de la pression d'azote au fond du puits et le gradient de température de la terre on utilise les abaques suivants pour obtenir la valeur approximative d'azote exercé à la surface.

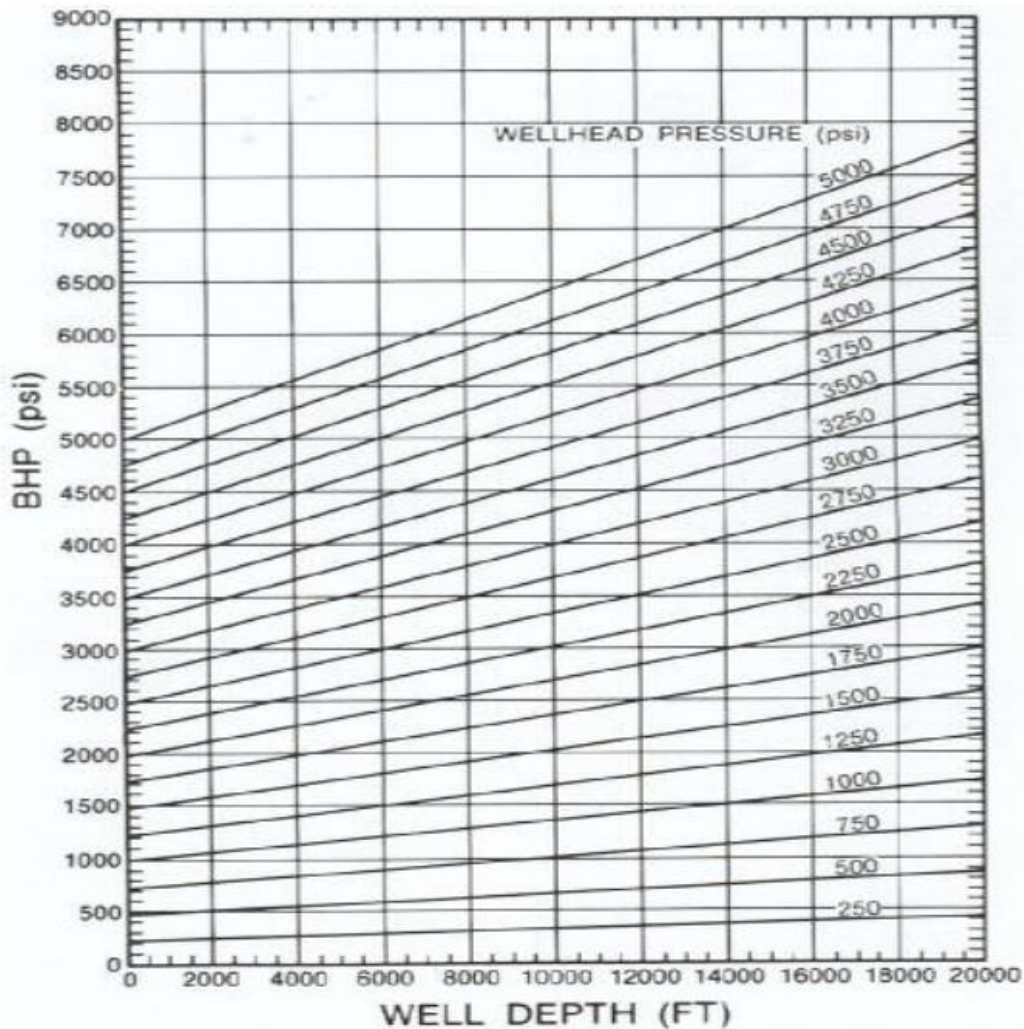


Figure I.14: colonne de l'azote gazeux- pression de fond- gradient géothermique de 1,0 °F par 100ft

### **I.6.5. Le choix de la cote d'ancrage**

- Si on a un open hole, la cote d'ancrage est entre 30 et 50 m au-dessus du sabot.
- Mais si on a un casing perforé la cote est éloignée de 50 m et plus au-dessus du top perfos.

Il faut prendre en considération les points suivants :

- L'état de ciment en face de la cote d'ancrage est bien cimenté.
- Il faut éviter l'ancrage en face d'une connexion entre deux joints (de préférence au milieu d'un joint).
- Pour atteindre la cote exacte d'ancrage, il faut faire la corrélation de la profondeur (entre la cote logger et la cote driller ; et après entre les cotes logger de l'ancien et le nouveau enregistrement).

### **I.6.6. Données sur les équipements de test :**

On choisit les équipements en tenant compte de la pression de gisement, la température de fond, la nature du fluide, la présence de l'H<sub>2</sub>S et les données du puits...

### **I.6.7. Déroulement des opérations :**

#### **I.6.7.1. Préparation du puits :**

Avant de commencer l'opération il faut s'assurer que :

- S'assurer que la zone prévue pour l'ancrage ait été scrapée.
- Faire une bonne circulation de boue avant la descente du DST (pour l'homogénéisation de la boue).
- Gérbage des tiges qui sont nécessaires pour la descente du train de DST jusqu'à la cote désirée.
- Test BOP'S.

À la fin du test BOP's tout le matériel et le superviseur de test sont sur site.

### I.6.7.2. Supervision et suivi de l'opération

✓ **Descente du train de test et ancrage du packer :**

- Pendant la descente, on contrôle que la vanne est descendue en position fermée, pour créer une différence de pression favorable pour le démarrage de puits.
- Assemblage et descente du train de test lentement en remplissant la garniture par de l'eau de la vanne jusqu'au slip joint (soit tous les drills collar + la première longueur de drill pipe) et tester la BHA en pression.
- Continuer la descente du train de test avec une vitesse réduite jusqu'au fond, sans oublier le calibrage de la garniture.
- Montage de l'équipement de surface (flow Head, coflexip, choke manifold) et test en pression.
- Ancrage et test du packer.
- Montage Slickline, descente et topé la vanne en position fermée (la cote enregistrée sera prise comme référence pour la suite du DST).

● **Test du matériel de surface :**

- ligne de débit (tête de contrôle - choke manifold)
- ligne aval duse - choke manifold
- ligne aval duse - entrée séparateur
- Contrôle matériel de comptage
- Vérification visuelle des duses.

● **Safety meeting :**

Avant l'ouverture de puits. Il faut faire un safety meeting pour contrôlée et définir les points qui ne sont pas clairs et les taches de l'opération, ainsi que la méthode de communication qui est la plus appropriée pour faire un bon travail. Cette réunion concerne tout le personnel requis pour l'opération de DST.

Le Safety meeting est préparé en collaboration entre le superviseur Exploration, le superviseur forage, le chef de chantier, le tester man et le superviseur HSE).

Dans cette petite réunion, il faut discuter des taches suivantes :

- Description des opérations
- Système d'urgence : BOP's, fermeture à distance de la vanne ESD de production.
- Description de la vanne de fond.

- Délimitation des zones à risque et restriction (accès, mouvement engins et personnel, etc...)
- Dangers d'incendies (vérifier et localiser les extincteurs)
- Dangers de la pression
- Restrictions des mouvements d'engins et du personnel
- Interdiction d'utiliser les téléphones mobiles à l'intérieur du périmètre de sécurité.
- Précautions générales (défense de fumer, de souder, de manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité).

### **I.6.7.3. Evaluation du puits :**

- **Pré-débit (débit initial)**

Cette première ouverture de la vanne de fond a pour but de :

- Décompresser les abords du puits, la pression hydrostatique due à la boue de forage ayant eu tendance à surcompresser cette zone à une valeur supérieure à celle de la pression de gisement.
- D'établir une bonne communication entre le réservoir et le puits, un effet de décolmatage étant espéré du différentiel de pression important.
- Cette ouverture doit normalement être effectuée de jour.
- La durée de cette période de pré-débit est généralement de l'ordre de quelques minutes (environ 15 mn).

- **Fermeture initiale (pression vierge) :**

La vanne de fond est refermée afin de mesurer la pression initiale (pression vierge). Le temps de fermeture dure en général environ 60 mn afin d'obtenir par récompression du fond de puits une pression qui soit la plus proche possible de la pression de gisement.

La pression vierge est un renseignement fondamental en soi : les études réservoirs effectuées durant les premiers temps de production reposent toutes sur ce paramètre initial. La valeur de la pression vierge est prise en considération lors du calcul des réserves.

- **Débit principal (Dégorgement) :**

Le but recherché par cette opération est le nettoyage convenable des puits, pour avoir une production propre avec des paramètres de pression de puits stables et de pouvoir

quantifier les effluents produits à travers l'appareil de séparation (séparateur).

Là encore cette ouverture doit normalement être effectuée de jour.

**Cas-1. Si le puits est productif d'hydrocarbures :**

Dès que le puits sera propre, production de gaz ou d'huile en surface, prendre une mesure immédiate du pourcentage de CO<sub>2</sub>, pourcentage de BSW et pourcentage de H<sub>2</sub>S.

Si le pourcentage de H<sub>2</sub>S dépasse 10 ppm, fermer le puits en surface et informer immédiatement la hiérarchie.

Il faut garder une pression dans les tiges durant les Buildup pour servir de contre pression à l'ouverture du puits.

Après stabilisation de la pression en tête, lorsqu'on constate que le BSW  $\leq$  1% ou trace, on balance le passage à travers la duse fixe sur séparateur après la stabilisation de (DSP) pour à l'effet de comptage du débit convenable à chaque duse proposée (le plus souvent sont les duses 24/64" et 32/64").

**Cas-2. Si le puits est productif d'eau salée (densité = 1.20) :** on fait la circulation inverse.

**Cas-3. Si le puits est non productif :**

Un puits sec pas de bullage, ou cheminement de gaz. On maintient l'ouverture du puits toute la journée, il faut confirmer les ouvertures et fermetures avec l'unité slickline.

En cas d'un souffle sans aucune venue en surface, on fait une mesure du gradient de pression.

- **Le gradient de pression :**

S'il n'y n'a pas de production en surface, on fait un gradient de pression en vue localiser le niveau statique du liquide à l'intérieur des tiges, estimer leur vitesse d'avancement et éventuellement identifier les fluides produits, ce qui aide à la décision pour la suite de programme de test.

Le principe d'une opération gradient de pression est de descendre deux enregistreurs de pression (un enregistreur back up) avec le Slickline pour effectuer des lectures de pression à des paliers déterminés. On peut calculer les gradients de pression et les densités moyennes entre les paliers. Voir l'exemple suivant :

Tableau 2: exemple gradient de pression

N° de palier	Profondeur (m)	Pression (psi)	Gradient (Psi/m)	Densité moyenne (sg)
1	4000	2178	-	-
2	3980	2155	1.15	0.810
3	3960	2138	0.85	0.599
4	3900	2084	0.90	0.634
5	3850	2040	0.88	0.620
6	3800	1997	0.86	0.606
7	3750	1951	0.92	0.648
8	3700	1905	0.92	0.648
9	3600	1808	0.97	0.683
10	3500	1707	1.01	0.711
11	3400	1597	1.10	0.775
12	3300	1477	1.20	0.845
13	3000	1034	1.47	1.040
14	2500	217	1.63	1.151
15	2200	31	0.62	0.437
16	2100	31	-	-
17	2000	31	-	-
18	1900	31	-	-

Observation : Le niveau statique initial était à 3 151.5 m, il est remonté à 2 316.5m (Soit 835 m).

**Remarque :**

- Les paliers doivent être décidés de façon à situer le niveau statique et à déterminer la nature des fluides produits ;
- L'enregistrement des paliers se fait pendant en remontant ;
- Le Pas de lecture des gauges est de 5 second, le temps d'arrêt au premier palier est de 20 minutes et de 5 minutes pour les autres paliers.

- **Fermeture pour Build up**

Cette phase est très importante en ce qui concerne la collecte des données relatives au gisement et au puits.

De l'interprétation de la remontée de pression (build-up) on cherche à déduire :

- **P\*** : la pression de gisement (on note généralement cette pression de gisement tirée de la remontée de pression) .
- **S** : skin effect ou effet d'endommagement du réservoir.
- **K** : La perméabilité du réservoir.

- **Les limites et les hétérogénéités du réservoir :** Pour arriver à la stabilisation de la remontée de la pression (pendant la période du build up) il faut un temps suffisant, plus la durée de la fermeture est longue, plus les limites lointaines des réservoirs s'observent.

- **Circulation inverse. (Neutralisation du puits) :**

La circulation inverse permet de mettre le puits sous contrôle de la pression hydrostatique de la boue. Elle consiste à chasser les hydrocarbures piégés dans le train du test par l'intermédiaire des vannes de circulation inverse ou à travers le by-pass du packer.

- Programme de circulation inverse

- 1) Safety meeting.
- 2) Allumer la torche.
- 3) Essai des pompes de forage.
- 4) Mesure des niveaux de bacs à boue.
- 5) Mise on marche du dégazeur.
- 6) Ouvrir la vanne du fond vers le Chock manifold, observer la pression piégée, purge de la pression vers torche.
- 7) Remplir l'intérieur de DP par de la boue.
- 8) Fermeture des pipes rams.
- 9) Circulation inverse à travers la vanne de circulation inverse avec un débit réduit (pompage continu dans l'E/A 500 psi).
- 10) Contrôle de la densité de la boue à la sortie du puits jusqu'au retour de la boue de densité égale à la densité de celle qu'elle entre dans le puits.
- 11) (Passage de la boue contaminée sur dégazeur).
- 12) Arrêt de la circulation inverse, observation du niveau statique du puits pendant 15 mn
- 13) Ouvrir les pipes rams, désancrage du packer.
- 14) Observation du niveau statique du puits pendant 10 mn.
- 15) Démontage équipement de surface (flow Head et Coflexip).
- 16) Visser la tige, circulation directe s'il y a nécessité.
- 17) Remontée train de test avec remplissage continu et observation du puits.

- **Désancrage du packer et remontée de la garniture de test**

Il est fait par le retraitage de la garniture vers le haut. Pour désancrer le packer il faut préalablement ouvrir le dispositif d'égalisation de pression et reprendre le poids de la garniture de test.

La remontée de la garniture de test n'est réalisée qu'après avoir mis en circulation au mieux les effluents situés dans la garniture de test au-dessus et au-dessous de la vanne. Ceci doit normalement être effectué de jour.

- **Récupération de l'enregistreur et lectures des pressions**

C'est un graphe qui représente la mesure de la pression en fonction du temps.

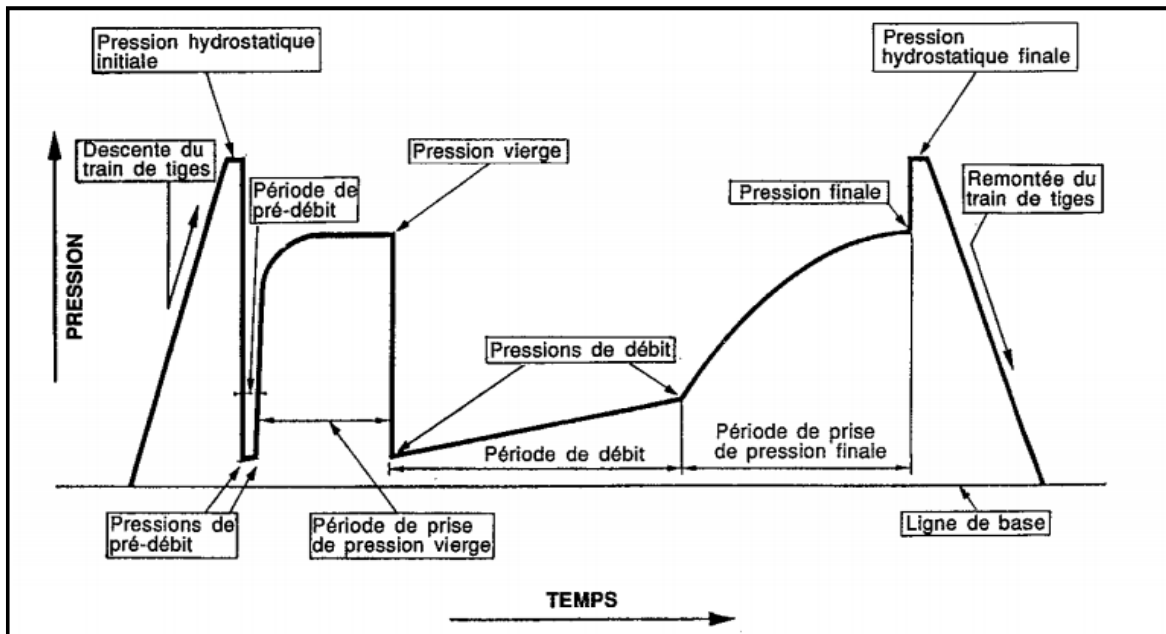


Figure I.15: Diagramme typique des pressions de fond.



**CHAPITRE II**  
**TEST DE PUIITS EN**  
**RIGLESS**

## II.1. INTRODUCTION

Pour évaluer le réservoir avec un test de formation il est préférable de choisir la méthode la plus efficace qui nous aide à atteindre notre objectif avec faisabilité de tout le programme prévu et volet prix (coût), le test en Rigless réponds à une certain situation et nous donne la meilleure opportunité. Dans ce chapitre on va aborder le facteur de choix de ce test, la procédure à suivre et le programme de test.

## II.2. DEFINITION ET OBJECTIF

Le test en Rigless est un test de formation réalisé sur un puits complété. Les objectifs de ce test sont les mêmes que celles du test DST en ajoutant que on peut ouvrir le puits en débit à longue durée pendant le drawdown et aller jusqu'à la limite de réservoir (boundaries). La fermeture de puits en Build up sera aussi longue avec la pose des enregistreurs au niveau de siège NG et on les récupère après.

Pour la durée de l'ouverture on utilise la formule suivante :  $T = 1200 \frac{\phi \mu C_t r_b^2}{K}$

Où :

- T= temps (heure).
- $\phi$  = porosité (%).
- $\mu$ = viscosité (cp).
- $C_t$ = total compressibilité (l /psi).
- $r_b$ = radius to boundary (feet).
- K= perméabilité (md).

Pour le Build up : 1,5 \* période d'ouverture.

## II.3. FACTEURS DE CHOIX D'UN TEST EN RIGLESS

Pour décider d'aller tester en Rigless, plusieurs facteurs sont pris en considération afin de choisir les meilleurs types de test ;

- 1) **Plan de charge de l'appareil de forage** : si le plan est intensif dans ce cas-là le test en Rigless nous permet de libérer l'appareil pour un nouveau forage.
- 2) **Minimiser le coût de réalisation de forage** : en gagnant la période de test qu'il est moins cher par rapport au DST en éliminant le coût journalier de l'appareil de forage ainsi que d'autres compagnies auxiliaires (ex : compagnie de la boue).
- 3) **Mise en évidence des hydrocarbures** : par l'interprétation des diagaphies des phases réservoirs et surtout dans le cas où on a prouvé par MDT (sampling avec logging), difficulté d'abandonner un puits complété qui nécessite un appareil

Workover ou Snubbing pour récupérer la complétion et mettre en place les bouchons de ciment.

- 4) **Présence d'un seul réservoir à tester ou des réservoirs avec possibilité d'isoler entre eux** : sachant que le Bridge Plug de la complétion est limité en terme de pression différentielle et nécessite d'ajouter un bouchon de ciment avec ciment Bailer et ça dépend de la hauteur suffisante entre les deux réservoirs.

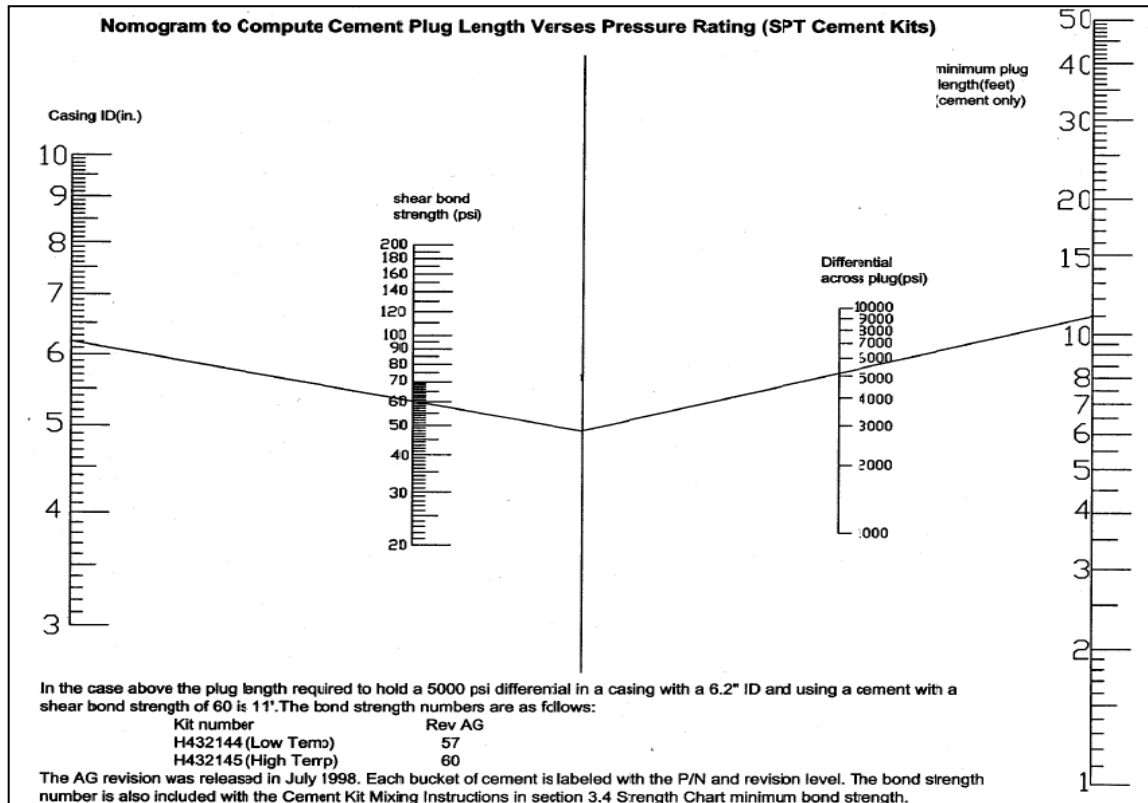


Figure II.1: Schéma de choix de la hauteur de bouchon de ciment.

- 5) **Objectif de test** : si le test est programmé pour atteindre la limite de réservoir nécessitant une longue durée d'ouverture en débit (drawdown) et fermeture Build up afin d'avoir plus d'information sur les limites (ex : présence de Failles).
- 6) **Les puits HP (haute pression)** : où on n'aura pas du packer DST permanent qui résiste à la pression à appliquer (à condition que le reste des équipements de complétion soit HP disponible).

## II.4. COMPLETION

Le test en Rigless est relié à la complétion du puits donc il est important d'avoir une idée sur la complétion. Une complétion a pour but d'assurer :

- La liaison de production entre le réservoir et la surface.
- La production optimale par des équipements spécifiques (activation).
- La sécurité en cas d'incident dans le puits ou en surface.

Elle permet en outre de produire sélectivement plusieurs couches de réservoir, d'isoler des couches produisant de l'eau ou du gaz en excès et de contrôler les venues de sable dans les formations non consolidées.

Une fois le puits foré et cuvelé (casings posés et cimentés) et la liaison couche trou consolidée ou pas, l'équipement nécessaire à la production est mise en place, c'est la complétion. Là aussi, suivant les caractéristiques du puits il en existe plusieurs sortes.

### II.4.1. Types de complétion :

#### II.4.1.1. La complétion simple :

La complétion simple correspond à la mise en production d'un ou plusieurs niveaux dans le même tube et est composée principalement d'un tubing central et d'un packer d'isolation de l'annulaire.[7]

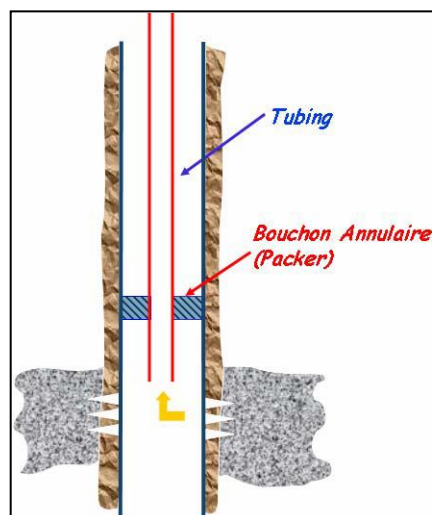


Figure II.2: La complétion simple.

### II.4.1.2. La complétion sélective :

Que ce soit en complétion sélective ou en complétion double, le rendement financier vis-à-vis de l'architecture puits est plus favorable que pour une complétion simple.

Ceci est d'autant plus vrai que l'on s'oriente de plus en plus vers des forages en mer profonde et donc que l'on cherche à réduire le nombre de puits.

La complétion sélective se différencie de la complétion double par un mélange dans le tubing des effluents provenant de deux zones de production différentes.

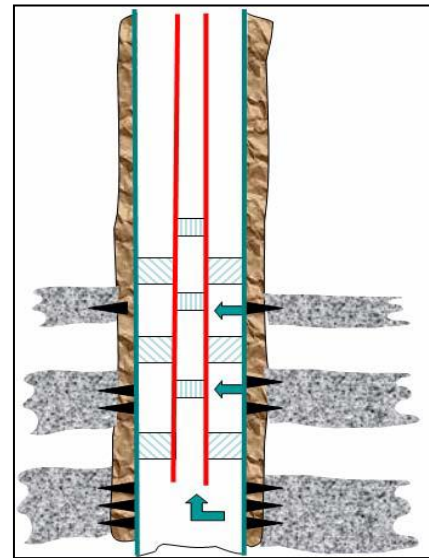


Figure II.3: La complétion sélective

### II.4.1.3. La complétion double :

Dans ce type de complétion, le mélange des deux effluents est rendu impossible (incompatibilité compositionnelle), et c'est pourquoi ils sont produits séparément.

La contrainte majeure de ce type de complétion est l'encombrement important des deux tubings (eux-mêmes de diamètres réduits), au sein du casing rendant alors difficile toute intervention ou activation en gaz lift.

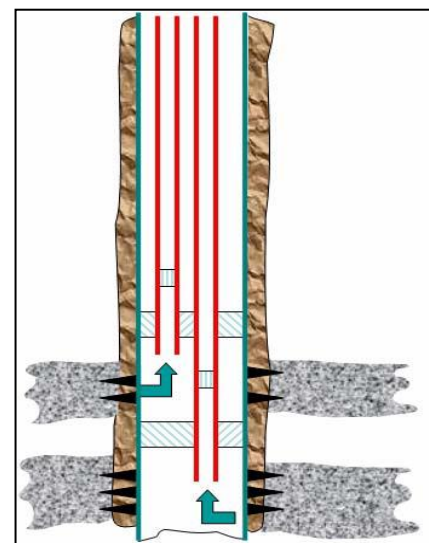


Figure II.4: La complétion double.

## II.4.2. Les équipements d'une complétion

De haut en bas, les puits comportent en général les équipements de Production suivantes :

- Une tête de production.
- La colonne de production.
- Packer de production ou Une étanchéité annulaire.
- Les accessoires de fond.
- Une vanne de sécurité supplémentaire « pour les puits à risque ».

### II.4.2.1. La tête de production

Il est nécessaire de suspendre et de bloquer le tubing en surface et, par-dessus, de mettre en place un empilage de vannes et autres accessoires qui répondent aux impératifs de sécurité et d'écoulement des fluides.

Le choix du type de tête de puits est en fonction de :

- La sécurité contre l'éruption non contrôlée du puits ;
- Contrôle du débit de puits (usage);
- Contrôle périodique de l'état du puits et/ou mise en sécurité du puits par des outillages descendus au câble ;
- La résistance à la pression et à la température en production, puits fermé, ou lors d'opération exceptionnelles sur le puits (fracturation hydraulique par exemple).
- L'arbre de Noël

Il comprend en générale de bas en haut :

- Deux vannes maîtresses (master valve) ;
- Une croix de circulation ;
- Une vanne de sommet ou de curage (swab valve) ;
- Un chapeau de tête ;

L'ensemble est complété par une ou deux vannes latérales de production et une porte-duse.

Ces équipements permettent :

- L'introduction d'outil dans l'axe du puits 'travail au câble' ;
- L'ouverture ou la fermeture du puits via la vanne latérale ;
- Le contrôle et le réglage du débit via la Duse ;
- La mise en sécurité via les vannes maîtresses.

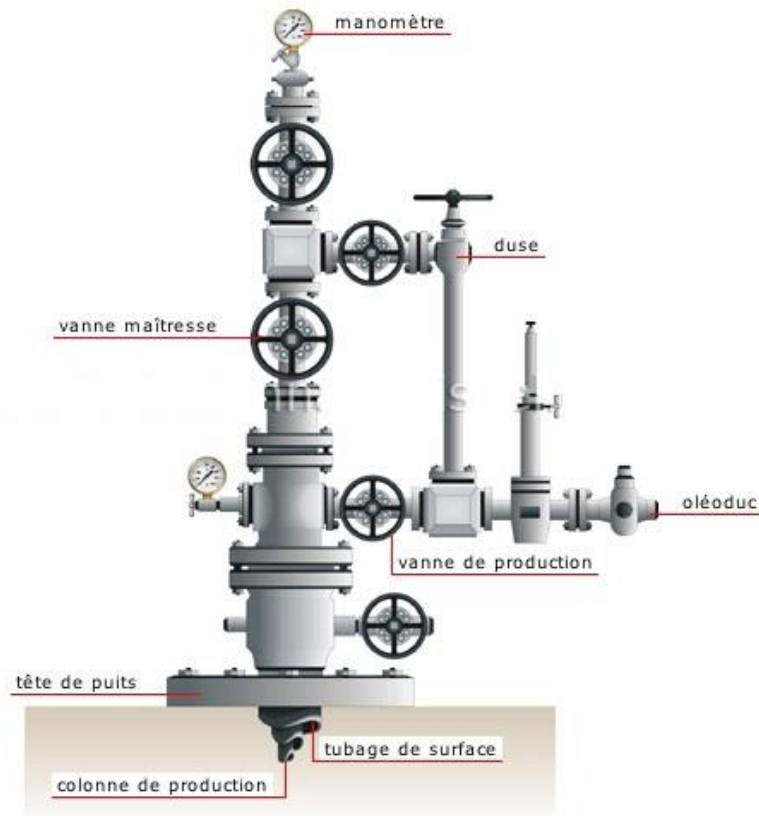


Figure II.5: La Tête de production

- Suspension du tubing

La tête de suspension de colonne de production (tubing head spool) est posée sur la bride supérieure de la dernière tête de tubage. Elle reçoit l'olive de suspension du tubing (tubing hanger) qui est généralement usiné pour recevoir un clapet anti retour (BPV ;back pressure valve).Lors des interventions sur la tête des puits ,et d'assurer l'étanchéité entre l'annulaire et le dessus de l'olive.



Figure II.6: Olive de suspension.

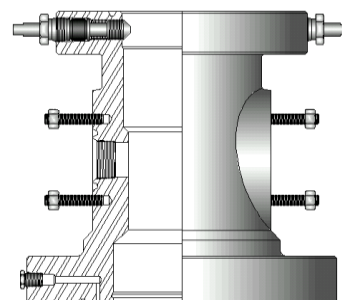


Figure II.7 : La tête de suspension de tubing (tubing head spool).

### II.4.2.2. La colonne de production « tubing »

La plupart des puits inclut au moins un train de tubing qui est la conduite d'acheminement des effluent du gisement vers la surface ou l'inverse pour les injecteurs, les dispositifs spécifiques tel que le packer, les sièges, les blast joint sont incorporés dans le train pour la mise en place, ce ensemble permet le contrôle de l'effluent et facilite le servicing au puits.



Figure II.8: Tubing de production

### II.4.2.3. l'étanchéité annulaire ou packer de production

Le packer permet de protéger l'annulaire de la corrosion des fluides de formation, de limiter la pression dans l'annulaire afin de ne pas soumettre le casing et sa gaine déciment à de trop forte variations d'efforts de compression. En fin sa présence autorise la mise en place dans l'annulaire d'un fluide dit de packer ou de l'annulaire qui concourt aussi à la protection de casing. Un packer est principalement définit par le mécanisme d'ancrage, son étanchéité, les modalités de récupération et le type de connexion tubing packer.

L'ancrage des packers est obtenu par des coins de retenue en acier qui poussés sur une rompe conique le casing, l'étanchéité est obtenue par l'écrasement de anneaux de caoutchouc contre le casing.



La récupération des packers se résume en : reforage ou fraisage pur et simple, cisaillement de goupilles ou d'anneaux de cisaillement par traction et le déverrouillage mécanique.

La connexion tubing packer est assurée de deux manières : la connexion rigide où le tubing est fixé au packer et la connexion libre où le tubing pénètre dans le packer par l'intermédiaire d'un tube comporte des joints d'étanchéité et libre de coulisser.

### Packers-Permanent

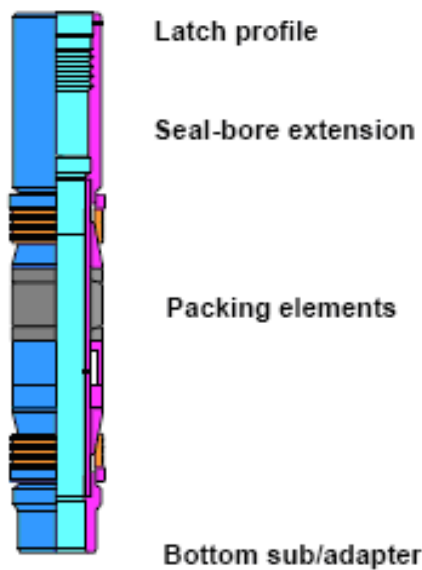


Figure II.9:L'étanchéité d'Annulaire « packer ».

### Connexion tubing-packer

On a le choix entre deux dispositifs de connexion directs ci-après

➔ **L'anchor seal assembly :**

Un filetage élastique red le tubing solidaire du packer. L'étanchéité est assurée par des garnitures d'étanchéité, il est recommandé de prévoir au moins deux jeux de garniture.

➤ **Le locator seal assembly :**

Cet équipement est muni des seules garnitures d'étanchéité et permet le coulissement du tubing dans le packer. Toutefois une butée située à la place du filetage limite la course vers le bas.

La longueur du Locator et l'engagement initial de celui-ci dans le packer doivent être choisis en fonction de l'amplitude du mouvement du à la respiration du tubing en cours d'exploitation.

De plus, il est alors fortement recommandé de visser sous le packer une extension (seal bore extension) suffisamment longue, de manière à ce que seul le jeu inférieur de garnitures soit en contact avec les hydrocarbures, et ce, quel que soit l'engagement du locator ; cela permet d'augmenter la durée de vie des autres jeux de garnitures.



Figure II.10:Connexion tubing-packer (anchor et locator seal)

#### II.4.2.4. Les accessoires de fond (Sièges pour outils):

Pour répondre aux besoins des mesures, faciliter l'opération de mise en place de l'équipement, ou assurer certaines fonctions de sécurité, le tubing est équipé de pièces spéciales, appelées siège, dans lesquelles des outillages mécaniques pourront être mis en place, normalement au travail au câble.

On a essentiellement besoin de pouvoir :

- Tester en pression tout ou partie du tubing ;
- Tester l'étanchéité du dispositif de circulation ;
- Monter en pression le tubing pour encrage d'un packer hydraulique ;
- Isoler le tubing de la pression de couche ;
- Laisser en place temporairement dans le puits des instruments de mesure de pression ou/et de température sans trop interférer, si possible, avec les conditions de production de puits.

Lors de la complétion, la place, le nombre et le type de sièges dans l'équipement du puits à considérés très soigneusement et à choisir en fonction :

- Des opérations prévisibles dans le puits ;
- De la perte de diamètre de passage intérieur que le siège introduit essentiellement pour les outils à descendre plus bas le puits.

D'une manière générale, il est bon de limiter le nombre de sièges au minimum strictement nécessaire ; dans la plupart des cas, deux ou trois sièges sont suffisants.

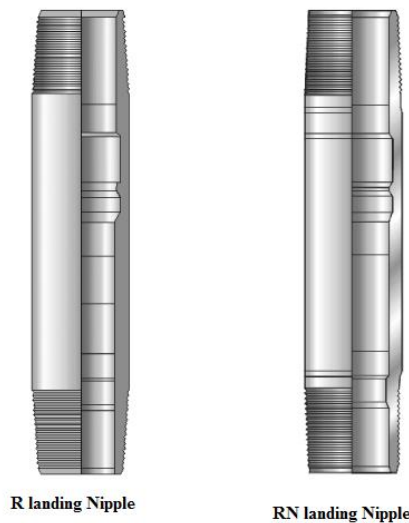


Figure II.11: Les sièges pour outils (Sièges R et RN)

## II.5. EQUIPEMENTS DE TEST RIGLESS :

### II.5.1. Équipements de fond

#### 1) Enregistreurs (Gauge carrier).

Sont des gauges reliés à l'extrémité inférieure d'un down hole shut-in tools, le dernier est ancré au niveau de landing nipple.

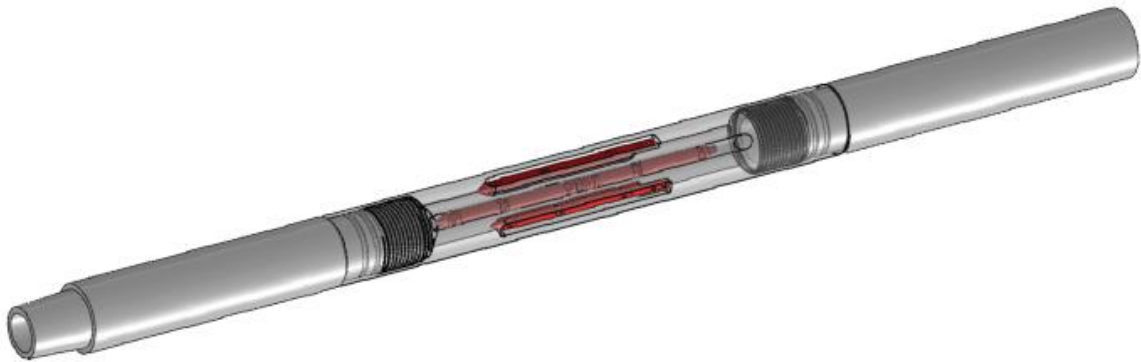


Figure II.12: memory gauge bundle carrier.

#### 2) Down Hole shut-in tools:

Elle joue le même rôle de la vanne de test en DST, elle a pour objectif de minimiser le wellbore Storage. C'est une vanne programmable descendue avec Slick line et ancrée dans le siège landing nipple. Avant la descente de cette vanne, il va falloir de programmer le temps des ouvertures et fermetures. La contrainte de l'utilisation de cette vanne c'est de limiter la flexibilité de l'ouverture et la fermeture à chaque changement de programme (test programmé).



Figure II.13: Down hole shut-in tool

### II.5.2. Équipements de surface:

#### 1) Une vanne de sécurité de surface (SSV) :

C'est une vanne hydraulique ou pneumatique installée avant le manifold de duses pour renforcer la sécurité. En test Rigless, cette vanne est directement liée avec la tête de puits en absence de Flow Head. La vanne SSV ferme le puits rapidement en cas d'urgence (surpression, fuite...), elle est opérée à distance par le système de fermeture d'urgence ESD (fig. 13).

2) **Data Header.** Voir Figure I.5.

3) **Chock manifold.** Voir Figure I.6.

4) **Pipings.** Voir Figure I.8.

5) **Manifold d'huile (Oil Manifold).** Voir Figure I.9.

#### 6) Le séparateur surge tank:

C'est le même séparateur utilisé pour un test DST avec le bac pour les tests non lent (drawdown)

Pour les tests avec ouverture à longue durée on utilise le séparateur muni avec Surge tank et la mesure des débits sera avec un débitmètre, on peut installer un système real time qui nous donne les différents débits ainsi que d'autres paramètres tel que la WHP, WHT..... en temps réel.



Figure II.14: Vanne de sécurité de surface (SSV).



Figure II.15: séparateur surge tank

7) **Un bac de stockage.** Voir Figure I.11.

8) **Un système d'arrêt d'urgence (ESD).** Voir Figure I.13.

9) **Une pompe de transfert.** Voir Figure I.14.

10) **Une cabine laboratoire.**

**11) Unité Coiled tubing :**

Le travail au Coiled tubing est une procédure qui consiste à faire manœuvrer un tubing continu de faible diamètre dans un puits neutralisé ou sous pression.

L'utilisation de cette unité CTU dans le test Rigless a pour but :

- **Nettoyage de puits avec l'eau traitée :**

Dans le cas où on a contrôlé la complétion avec un passage négatif, on doit nettoyer le puits avec Coiled tubing par l'utilisation de la mousse, gel et eau traitée afin d'assurer l'opération de perforation et les autres opérations de test.

- **Remplir le puits avec la saumure**

- **Pompage d'azote pour démarrer le puits :**

Pour éliminer la contre pression hydrostatique de la saumure dans le cas où on n'aura pas une production après l'ouverture du puits.

- **Neutralisation de puits:**

- Puits productif : si on veut laisser le puits contrôlé en Overbalance, on doit mettre un fluide de complétion avec pression hydrostatique supérieur à la pression de réservoir.

- Puits non productif : pour mettre le puits sous fluide de complétion anti corrosif avant l'arrivée de l'appareil d'intervention.

**12) Unité Wire line :**

L'utilisation de Wire line a pour but :

- Descente des outils de logging (GR et CCL) et canons de perforation.
- Descente PLT.
- Descente ciment Bailer.

**13) Unité Slick line :**

Le travail au câble ou " Slick -line" est une technique qui permet d'intervenir dans les puits en utilisant une ligne en fil d'acier pour introduire, descendre, placer et repêcher dans le tubing les outils et les instruments de mesure nécessaires dans une opération sur un puits.

On l'utilise en cas de :

- Descente des outils de contrôle de passage (gauge cutter) dans le tubing et prendre les côtes de références tel que les sièges R, RN.
- Descente des gauges pour l'enregistrement de gradient de pression.
- Descente de plug pour les mettre dans les sièges désirés.
- Prendre des échantillons de fond (BHS).
- Descente des gauges au fond pendant le test de puits en Rigless.
- Descente de la Down Hole Shutting tool.

**14) Unité d'azote :**

- Pour le pompage d'azote dans le cas de saumure Underbalance, on ajoute une pression en surface avec l'unité d'azote pour assurer la perforation en Overbalance.
- Pompage d'azote avec Coiled tubing pour nettoyage ou démarrage du puits.

**15) Unité de pompage :**

- Tester les équipements de surface.
- Pompage de liquide pour le nettoyage ou neutralisation avec Coiled tubing.

**16) Citerne d'eau.****17) Citerne de saumure si nécessaire.**

**II.6. PROCEDURE DE TEST RIGLESS:**

Afin de réussir le test en Rigless, il y a un programme à respecter, une préparation à faire et une procédure à suivre avec des étapes bien claires.[6]

**II.6.1. Programme de test :**

Un programme de test comprend généralement les points suivants :

- Objectifs du test;
- Données sur le puits et la zone à tester;
- Données sur les équipements de test fond et surface ;
- Déroulement de toutes les opérations et les consignes à suivre ;
- Plan des ouvertures en débit, remontées de pression et l'échantillonnage ;

**II.6.2. Préparation et Déroulement des opérations de test en Rigless :**

La préparation de test en Rigless consiste à :

- ✓ Faire une réunion avec l'Asset concernée pour discuter du plan des opérations.
- ✓ Informer la région de production concernée de la date de début des opérations.
- ✓ La déclaration des ouvertures des travaux.
- ✓ Localiser les appareils de forage ou base Sonatrach les plus proches.

La chronologie des opérations de test est comme suit :

1. Visite de site.
2. Mise en place de la ligne de torche.
3. Nettoyage et remplissage de puits.
4. Contrôle de complétion.
5. Perforation.
6. Démarrage puits.
7. Test d'évaluation.
8. Neutralisation du puits.



**II.6.2.1. Visite de site :**

Une visite de reconnaissance doit être effectuée avant d'entamer les opérations de test, cette visite a pour objet :

- 1- Vérifier et confirmer les différents types de connexion de la tête du puits.
- 2- Vérifier l'état de la piste.
- 3- Vérifier l'état des bourbiers.
- 4- Vérifier la ligne de torche.

Etablir un rapport de visite afin de programmer les actions nécessaires à entreprendre.

Dans le cas où l'accès est bloqué, envoyer une requête au génie civile pour rétablir l'accès.

Si le puits est sous boue envoyer une requête au génie civile pour mise en place d'un bourbier avec liner.

A la fin des travaux génie civile, organiser une deuxième visite pour confirmer l'état du lieu.

**II.6.2.2. Mise en place de la ligne de torche :**

Après confirmation d'accès vers le puits, envoyer un fax à la région SH-DP proche du puits, ou direction des opérations forage pour fournir le tubing 4"½ de ligne de torche. La mise en place de la ligne de torche est sous la responsabilité de la compagnie de service qui réalisera le test.

**II.6.2.3. Nettoyage et Remplissage de puits :**

L'opération de nettoyage de puits (clean out) consiste à déplacer le fluide de complétion, et le remplacer par une nouvelle saumure. L'objectif de cette opération est d'éliminer toute décantation ou débris dans la complétion, pour préparer le puits à l'opération de perforation.

Pour le remplissage de puits, deux options sont possibles :

- ✓ Remplissage du puits avec saumure de densité qui assure un Under-balance maximum de 500psi.
- ✓ Remplissage du puits avec l'eau traitée de densité 1 et mettre le puits sous pression avec l'azote, de manière à assurer un Under-balance maximum de 500psi.

Les équipements à mettre en œuvre pour cette opération sont :

- Unité de Coiled tubing.
- Unité d'azote.
- Unité de pompage.
- Citerne d'eau.
- Citerne de saumure si nécessaire.

Le déroulement de l'opération est comme suit :

- Montage des équipements de Coiled tubing et test en pression.
- Connexion de la ligne de torche et la ligne vers bourbier.
- Descente Coiled tubing avec pompage d'eau fraîche au minimum débit.
- CT au TD, faire deux passes jusqu'au landing Nipple avec jetting mousse et azote.
- CT au TD pomper 1m<sup>3</sup> de gel suivi d'un 1 m<sup>3</sup> d'azote suivi de la saumure (ou eau traitée) en maintenant une pression de pompage de 4000 à 5000psi.
- Après pompage de ½ volume puits, remontée Coiled tubing avec pompage saumure au maximum débit.
- Fluide de remplissage en surface, remontée Coiled tubing au jour.
- Fermeture puits et démontage équipements de Coiled tubing.

#### **II.6.2.4. Contrôle de complétion :**

L'opération de contrôle (drift) de complétion a pour objectif d'assurer que le passage est libre, et que l'opération de perforation se déroulera dans les meilleures conditions. Cette opération se réalise avec des canons vides.

Les équipements à mobiliser pour cette opération sont :

- Unité logging avec les équipements de pression.
- Outil de logging GR-CCL.

L'opération se déroule comme suit :

- Montage équipements de pression et test en pression.
- Ouverture puits.
- Descente canons vide avec GR-CCL.
- Corrélation et remontée au jour.
- Fermeture puits et démontage équipements du Wireline.

Le contrôle de complétion avec canons vide déterminera la suite des opérations.

- Si le passage est libre on passe à l'opération de perforation, sinon un deuxième nettoyage devra être programmé et le contrôle de complétion refait.
- Dans le cas d'un deuxième contrôle négatif, descendre une empreinte pour l'exploration du problème et la prise d'actions nécessaires.

**N.B** : l'unité de Slickline peut être utilisée pour le contrôle de complétion avec canons vide dans le cas d'une importante profondeur entre le TD et le bas de perforation.

#### **II.6.2.5. Perforation :**

L'objectif de cette opération est de créer la liaison formation -trou, elle est réalisée avec l'unité Wireline. Les équipements à mettre en œuvre sont utilisés pour le contrôle de complétion en plus des canons chargés. La mobilisation se fera une fois le contrôle de complétion est positif. Il faut s'assurer que la longueur du SAS est suffisante pour contenir les canons. Un log de G-RAY est nécessaire pour la corrélation.

Les séquences de l'opération sont comme suit :

- Montage des équipements de contrôle de pression et test.
- Armement des canons.
- Déconnexion du SAS et connexion des canons.
- Descente canons, corrélation GR-CCL et perforation.
- Observation puits.
- Remontée des canons après stabilisation de pression.
- Fermeture puits.
- Purger la pression du PCE et démontage canons et équipements de surface.
- Dans les cas d'un deuxième intervalle, déconnecter seulement le SAS et continue l'opération de perforation.

#### **II.6.2.6. Démarrage puits :**

Cette opération a pour objet de réduire la pression hydrostatique exercée sur la formation, et permettre au réservoir de produire.

L'opération se déroule comme suit :

- Montage équipements de Coiled tubing et connexion de la ligne de torche.
- Test en pression des équipements de surface.
- Descente Coiled tubing au-dessous du landing nipple avec pompage d'azote à débit réduit.

- Coiled tubing à la côte voulue, augmenter le débit de pompage et observation du retour.
  - Si hydrocarbures en surface, réduire le débit de pompage et remontée Coiled tubing.
  - Si azote en surface, réduire le débit de pompage et descendre au Bottom de perforation et continue le pompage jusqu'au retour d'azote.

#### II.6.2.7. Test d'évaluation :

Les objectifs de cette opération sont :

- Mettre en évidence la présence des hydrocarbures dans la formation testée.
- Déterminer la capacité de production.
- Déterminer la pression du réservoir.
- Prise d'échantillon représentatif pour étude PVT et analyse chromatographique.
- Déterminer les paramètres pétrophysiques et le modèle du réservoir.

**N.B** : La mobilisation des équipements de surface se fera seulement si le puits est éruptif.

#### Cas 1 : puits non éruptif

Dans le cas d'un puits non éruptif après démarrage avec Coiled tubing, on enregistre un gradient de pression pour confirmer le niveau du liquide.

- Si présence de liquide, faire un échantillonnage de fond (BHS) pour confirmer la nature de fluide.
- Sinon, fin de test.

#### Cas 2 : puits éruptif

Les équipements à mettre en œuvre dans ce cas sont :

- Une vanne de sécurité de surface (SSV).
- Chock manifold et les duses fixes nécessaires.
- Séparateur et bac de stockage.
- Piping.
- Gauge de pression.
- Unité slickline.
- Manomètre ; détecteur de gaz toxique.

L'opération d'évaluation se déroule comme suit :

- Montage équipements de surface.
- Test en pression des équipements de surface.
- Ouverture puits sur torche pour le clean-up. (BSW=0% ou trace).
- Fermeture puits en surface.
- Montage slickline et test en pression.
- Descente gauge de pression.
- Ouverture puits, et comptage des débits après stabilisation de pression, trois duses à utiliser pour une durée de 04 heures pour chaque duse, le choix des duses dépendra de la pression en tête.
- Fermeture puits en surface pour le build up final ; un build up intermédiaire sera nécessaire dans le cas où le comptage n'est pas terminé le 1<sup>er</sup> jour. Avec enregistrement de pression au fond et en surface. La durée de build up sera décidée par la hiérarchie.
- Remontée des gauges avec enregistrement de gradient de pression.
- Lecture et exploitation des données de fond.
- Fin de test.

Si un deuxième test est programmé sur le même puits, l'isolation entre les deux zones se fera avec un bridge plug et bouchon de ciment, la hauteur de ce dernier dépendra de la pression de gisement et l'intervalle entre les deux zones.

#### **II.6.2.8. Neutralisation :**

L'opération de neutralisation consiste à sécuriser le puits, par la mise en place d'un plug mécanique et le remplissage avec saumure et inhibiteurs de corrosion.

##### **➤ Mise en place d'un plug mécanique.**

L'opération se déroule comme suit :

- Montage slickline et test en pression.
- Descente Slick line et toper L.N.
- Descente scratcher.
- Descente slickline et pose le Plug au L.N.
- Remontée slickline au jour.
- Fermeture puits et démontage équipements de slickline.

- Purger WHP et observation pendant 24 heures pour confirmer l'étanchéité du plug.

➤ **Remplissage avec saumure.**

La saumure devra être traitée avec les inhibiteurs de corrosion, de densité suffisante à assurer un Overbalance minimum de 500psi.

L'opération se déroule comme suit :

- Mise en place des bacs de saumure.
- Montage et test équipements de Coiled tubing.
- Descente Coiled tubing au fond avec pompage saumure.
- Coiled tubing au Top du plug, continue le pompage de saumure avec observation en surface et mesure de densité.
- Remontée Coiled tubing au jour.
- Fermeture puits et démontage équipements de Coiled tubing.

**II.6.2.9. Rapport de test :**

Un rapport des opérations devra être transmis à la hiérarchie chaque jour, et un rapport final de test à la fin des opérations. Ce dernier englobera les points suivant :

- Données sur le puits.
- Données sur tous les intervalles testés.
- Déroulement des opérations.
- Résultats des tests.
- Etat initial et final du puits.

**II.7.HSE**

Durant la réalisation des tests en rigless, l'application de toutes les procédures Sonatrach de HSE concernant l'environnement et la sécurité est obligatoire.

**CHAPITRE III**  
**TEST DE PUIITS REJ-1**  
**EN RIGLESS**

Le puits REJ-1 qui a été testé en Rigless constitue l'objet d'étude pratique dans ce chapitre. De ce fait, le programme de test retenu, les opérations et les résultats de test de ce puits sont discutés dans ce chapitre et qui sont inclus dans le rapport final.

### **III.1. PROGRAMME DE TESTS EN RIGLESS DU PUIITS REJ-1**

#### **III.1.1. Introduction**

Le forage du puits **REJ-1 (R HOURDE EL DJALI -1)**, classé puits d'exploration, s'inscrit dans le programme de forages du bassin Amguid-Messaoud établi par le département dans le permis Hassi D'Zabat Est, bloc 427/439 en 2012.

Le forage **REJ-1** a pour objectif la mise en évidence de nouvelles accumulations d'huile dans la partie Méridionale du gisement de Bahiret-Aissa suite aux découvertes d'huile dans le T.A.G.I et les Quartzites de Hamra à BRA-1, RMZ-1 et RMA-1, forés respectivement en 2004 et 2010.

#### **III.1.1.1. Données sur le puits R HOURDE EL DJALI -1 REJ-1**

<b>Nom du puits</b>	<b>R HOURDE EL DJALI -1</b>
Bassin	Amguid-Messaoud
Permis	Hassi D'Zabat-Est
Bloc	427/ 439
Classification	Exploration
Coordonnées UTM	X =320010.759    L = 348 1750.338
Altitude (Z sol et Z table)	Z <sub>s</sub> = 151m          Z <sub>t</sub> = 158m
Objectif pétrolier principal	Trias          : TAGI
Profondeur finale atteinte	3950 m
Etage d'arrêt	Cambrien
Début de forage	28-05-2012
Top DTM	16-08-2012

#### **III.1.1.2. Itinéraire d'accès :**

A partir de HMD, prendre la route d'EL BORMA en passant par R HOURD EL BAGUEL sur une distance de 120 KM .Puis tourner à gauche en suivant la piste du forage RMA-1 sur 2.8 Km. De là, tourner à gauche en suivant l'itinéraire jalonné sur une distance de 800m se trouve le forage REJ-1.



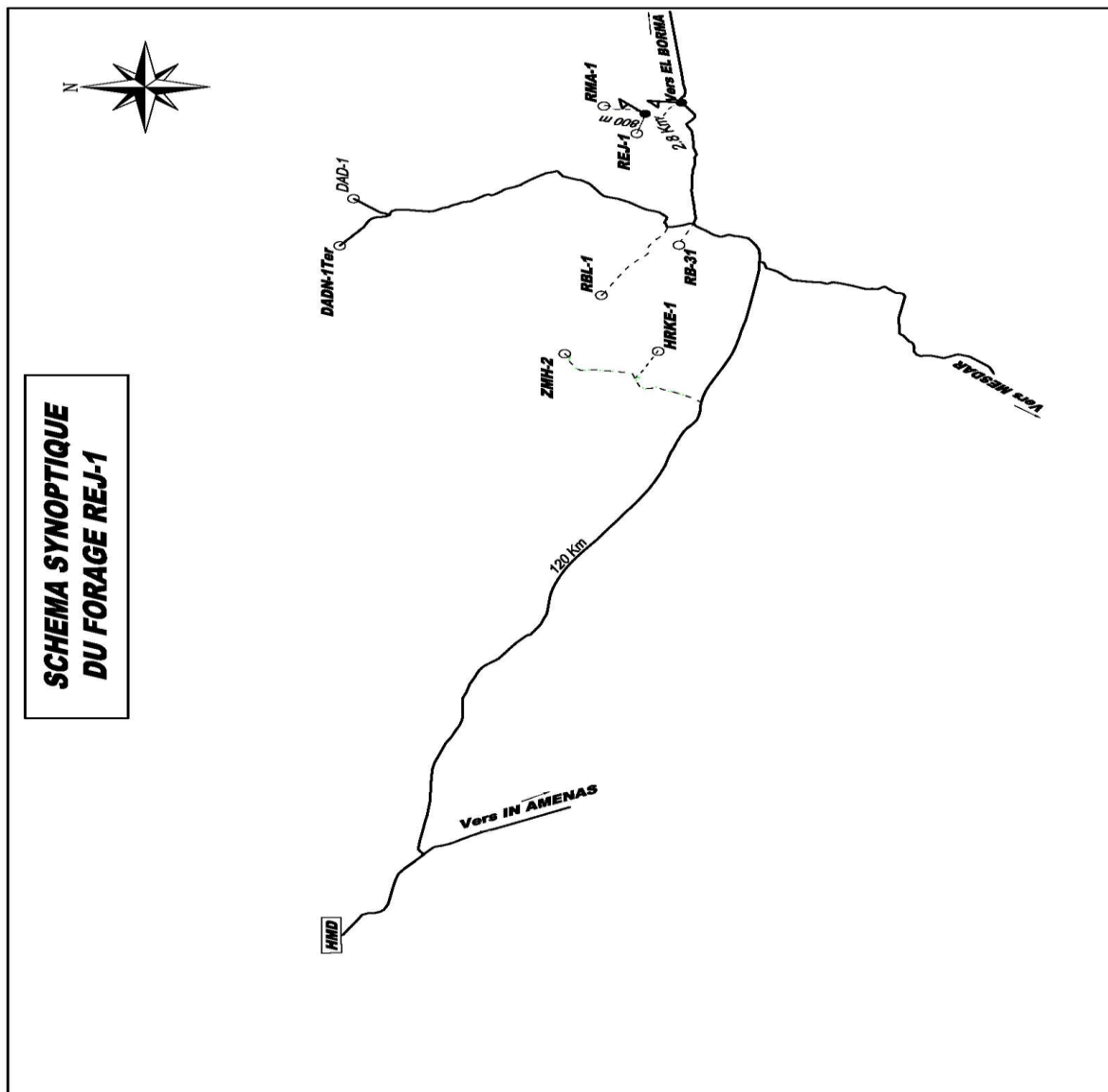


Figure16: Itinéraire d'accès puits REJ-1

### III.1.2. Objectifs de l'évaluation

- Mettre en évidence la présence d'hydrocarbures dans le réservoir **Cambrien Ri** et **Quartzites de Hamra**.
- Déterminer la capacité de production de réservoir.
- Déterminer la pression initiale de réservoir pour le calcul des réserves.
- Prise d'échantillons représentatifs pour étude PVT et analyse chromatographique.
- Déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin)
- Déterminer éventuellement le modèle du réservoir.

### III.1.2.1. Programme des tests

TEST N°	Formation	Intervalles à perforer	Pression de fond estimée
01	Cambrien Ri	3907 – 3905m 3889 – 3884m 3880 – 3877m	7000psi
02	Quartzites de Hamra	3649 – 3645m 3641 – 3630m	6500psi

### III.1.2.2. Données sur l'état du puits

#### ➤ casing

Diamètre casing (in)	Casing 13 <sup>3/8</sup>	Casing 9 <sup>5/8</sup>	Casing 7	Liner 4 <sup>1/2</sup>
Nuance casing (lb/ft)	J 55 BTC 54,5#	P110 BTC 47#	P110 NVM 32#	P110 NVAM 13.50 #
Côte sabot (m)	321	2181	3373	Top Liner: 3225 m Sabot : 3949 m

#### ➤ Complétion

- OTIS L.Nipple R 4"1/2 N.Vam ; ID = 93.67mm ; OD = 140,00mm ; L =0.35m.
- OTIS L.Nipple RN 4"1/2 N.Vam ; ID = 87.78mm ; OD = 126.20mm ; L= 0.37m.
- HALLIBURTON A.Seal 4"1/2 N.Vam ; ID = 103.20mm ; OD = 139.60mm ; L= 0.90m.
- HALLIBURTON Packer AWR 7" 32 – 38# ; ID = 101.60mm ; OD = 144.10mm
- 4 ½" OD, 13.5 #/ft, N80, New Vam tubing to surface
- 11" x 7 1/16" 5K New Vam tubing hanger.

#### ➤ Tête de puits

- Tubing Head FMC 11" x7" 1/16 5Kpsi
- Adapteur FMC 7" 1/16 x4" 1/16 5Kpsi
- Adapteur FMC 7" 1/16 x4" 1/16 5Kpsi
- Arbre de Noël 4"1/16 x 3"1/8 - 5K psi.

### **III.1.2.3. Donnés sur la formation à testé**

#### **Test n°1**

Formation : Cambrien Ri.  
Intervalle : 3907 – 3905m, 3889 – 3884m. 3880 - 3877m.  
Température : 130°C (129°C à 3951m (Open hole)).  
Pression de fond : 7000psi (estimé par la pression hydrostatique).

#### **Test n°2**

Formation : Quartzites de Hamra.  
Intervalle : 3649 – 3645m, 3641 – 3630m.  
Température : 120°C (129°C à 3950m (Open hole)).  
Pression de fond : 6500psi (estimé par la pression hydrostatique).

**N.B : Un BP et BC seras poser à 3800m**

### **III.1.2.4. Logistique à mettre en œuvre**

- a. Sécurité (vigiles).
- b. Bureau équipé avec des moyens de communication.
- c. Transport entre le puits et la base DP Rhourde El BAGUEL.
- d. Séparateur triphasique 1440psi, choke manifold 5000psi, jeux de piping.
- e. Unité de pompage.
- f. Unité de logging.
- g. Unité de Slickline.
- h. Unité Coiled tubing.
- i. Citerne d'azote.
- j. 01 Bac de jaugeage et stockage d'huile.
- k. Bac pour stocker la Saumure (kill fluid).
- l. Moyen de lutte contre les incendies (motos pompe, extincteurs...)

### **III.1.2.5. Chronologie des opérations**

- Mise en place du cellar + échelle
- Mise en place de deux bac ayant une capacité de 50m<sup>3</sup> vide et un bac de saumure 1.40
- Montage Coiled tubing et déplacer la boue 1.48 par une saumure 1.4

- Test de toutes les vannes de la tête du puits (Upper et master valves, flow wing valves, Swab valves à 4000 psi (durée du pressure test 10mn).

### **Test n°1**

- Perforation des intervalles 3907 – 3905m, 3889 – 3884m. 3880 - 3877m et observation WHP.
- Montage des équipements de surface
- lignes de torches, de débit, choke manifold, gaz manifold, raccordement lignes au bac de jaugeage.
- Montage séparateur.
- Raccordement des lignes de pompage (Bac de saumure -unité de pompage tête de puits).
- Test en pression des équipements de surface
  - Ligne de torche à 500psi.
  - Ligne de séparateur à 1000psi.
  - Upstream et Downstream chock manifold à 4000psi

**N.B** - Le séparateur triphasique, capacité 1400 psi devra subir un test d'épreuve sur base en présence d'un superviseur testing EXPLO avant d'être expédié sur chantier.

- Tenir compte de la direction du vent pour la mise en place des lignes de torche.

- **Evaluation des puits :**

### **Scénario N°1 : Une pression en tête est observée (réservoir productif).**

- A. Ouverture puits sur torche pour clean up (jusqu'à ce que le puits soit propre).
- B. Prendre des mesures de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S.
- C. Fermeture puits, montage slickline et descente gauges.
- D. Effectuer débit durant le jour et build-up durant la nuit et comptage sur 02 différentes duses fixes dans l'ordre croissant (les duses sont 24/64" 32/64" La durée de chaque flow rate 10 heures).
- E. Prises des échantillons PVT de surface.

- F. Fermeture puits en surface pendant 36 heures (relever la WHP par mise en place de charte de pression).
- G. Remontée gauges en surface, lecture et exploitation des données.
- H. Montage Coiled tubing et remplir le tubing (4" ½) avec la saumure traitée d = 1.40 avec les inhibiteurs de corrosion.
  - Purger la pression à zéro.
  - Purger la pression à zéro à partir de la tête de puits
  - Fermer et sécuriser toutes les vannes de sécurité.

**Scénario N°2 : Pas de pression en tête.**

- I. Montage et test unité de Coiled tubing.
- J. Kick off intérieur du tubing par palier.
- K. Si une pression est observée en tête, aller au point A sinon aller au point L.
- L. Démontage Coiled tubing.
- M. Montage slickline et enregistrement gradient de pression.
  - Si présence de fluide, montage Coiled tubing et kick off ou faire un échantillonnage de fond.
  - Sinon, aller au point H.

**N.B : avant de passer au test n°2 poser un Bridge Plug et un Bouchon de Ciment à 3800m**

**Test n°2**

1. Perforation des intervalles 3649 – 3645m, 3641 – 3630m et observation WHP.
2. Montage et test en pressions des équipements de surface effectué durant le test n°1.

• **Evaluation des puits :**

**Scénario N°1 : Une pression en tête est observée (réservoir productif).**

- a. Ouverture puits sur torche pour clean up (jusqu'à ce que le puits soit propre).
- b. Prendre des mesures de CO<sub>2</sub> et H<sub>2</sub>S.
- c. Fermeture puits, montage slickline et descentes gauges.
- d. Effectuer débit durant le jour et build-up up durant la nuit et comptage sur 02 différentes duses fixes dans l'ordre croissant (les duses sont 24/64" 32/64" La durée de chaque flow rate 10 heures).

- e. Prises des échantillons PVT de surface.
- f. Fermeture puits en surface pendant 36 heures (relevé la WHP par mise en place de charte de pression).
- g. Remontée gauges en surface, lecture et exploitation des données.
- h. Montage Coiled tubing et remplir le tubing 4" ½ avec la saumure traitée d = 1.40 avec les inhibiteurs de corrosion.
  - Purgé la pression à zéro.
  - Purgé la pression à zéro à partir de la tête de puits
  - Fermé et sécurisé toutes les vannes de sécurité.
  - Démontage des équipements de test.
  - Libéré l'équipement et le personnel.

**Scénario N°2** : Pas de pression en tête.

- i. Montage et test unité de Coiled tubing.
- j. Kick off intérieur du tubing par palier.
- k. Si une pression est observée en tête, aller au point A sinon aller au point L.
- l. Démontage Coiled tubing.
- m. Montage slickline et enregistrement gradient de pression.

Si présence de fluide, montage Coiled tubing et kick off ou faire un échantillonnage de fond.

- Sinon, aller au point H.

#### **III.1.2.5.1. Safety meeting**

Avant chaque opération de test, un safety meeting doit être tenu en présence de tous les intervenants. Le meeting devra aborder les points suivants :

- Fixation du muster point.
- Description des opérations de test.
- Système d'urgence : BOP's, fermeture à distance de la vanne SSV de production.
- Délimitation des zones à risque et restriction (accès, mouvement engins et personnel, etc.).

- Dangers d'incendies (vérifier et localiser les extincteurs).
- Dangers de la pression.
- Restrictions des mouvements d'engins et du personnel.
- Précautions générales (défense de fumer, de souder, de manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité).
- S'assurer de la présence d'un volume suffisant de kill saumure ( $d = 1.40$ ).

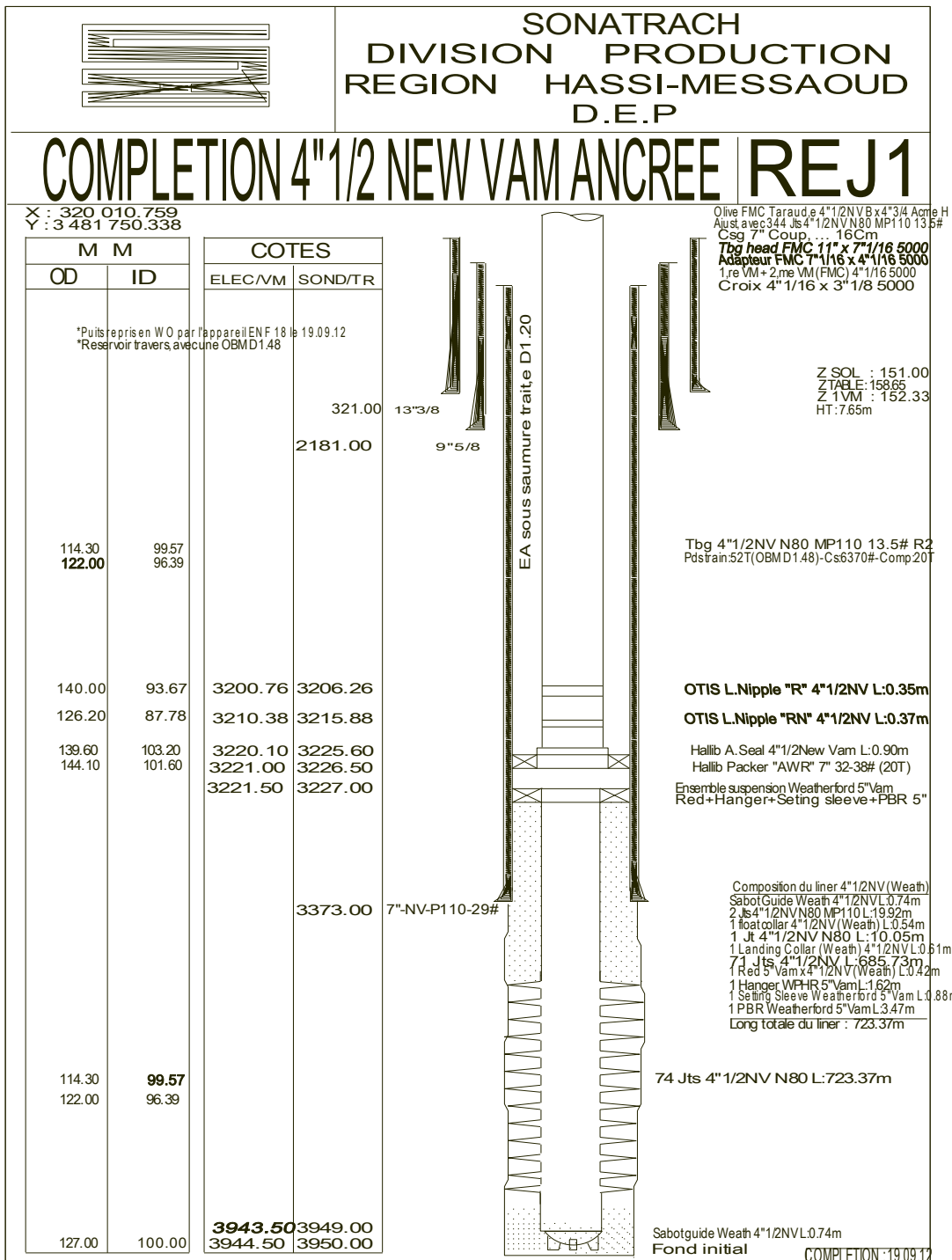


Figure III.2: Schéma de complétion de puit REJ-1.



**Profil final du Puits  
REJ-1**

Coordonnées:  
X: 320 010.759  
Y: 3 481 750.338  
Zsol: 151 m  
Ztab: 158 m

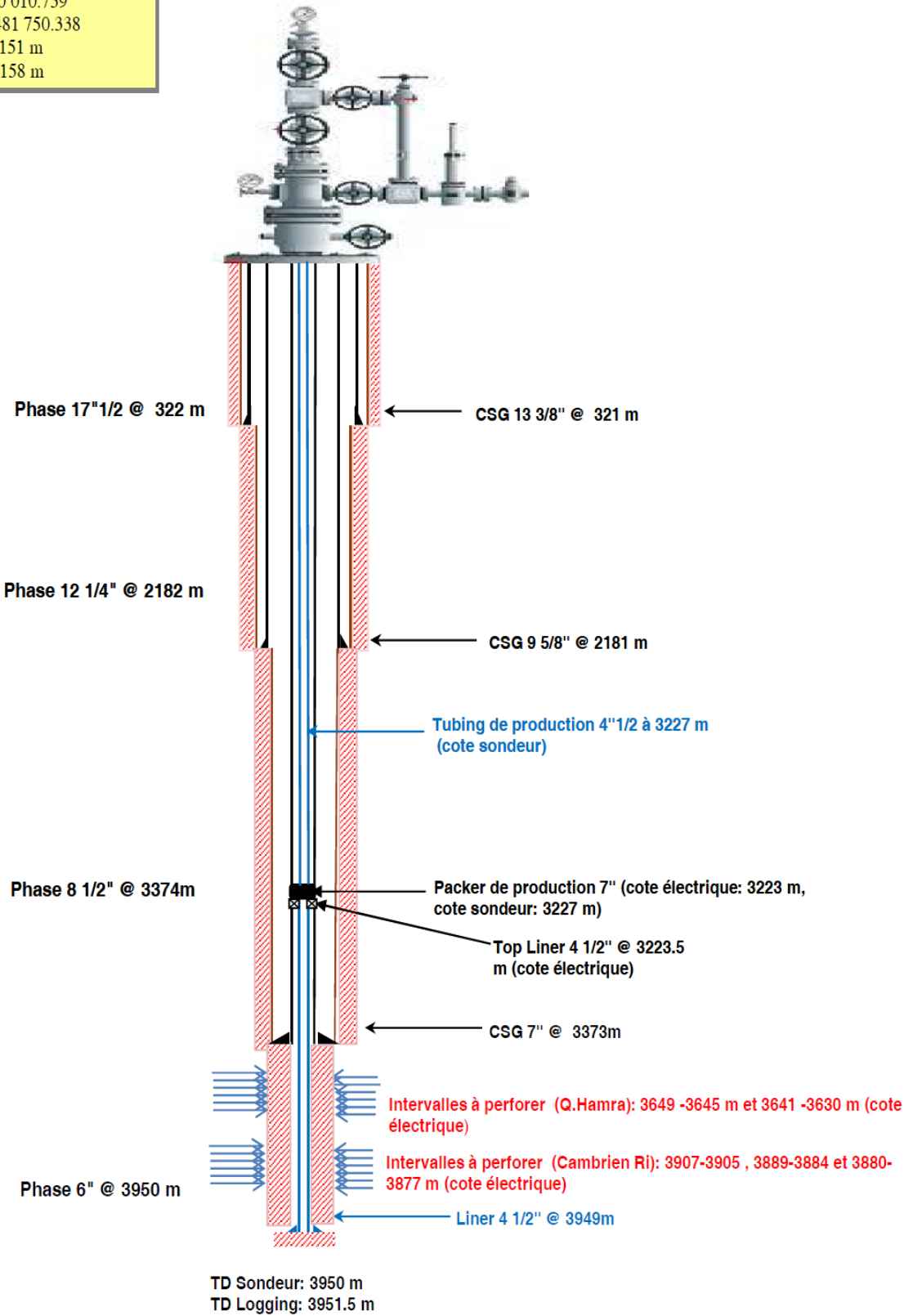


Figure III.3: Profil final du puits REJ-1.

## III.2. RAPPORT FINAL D'EVALUATIONS DU Puits REJ-1

### III.2.1. Introduction :

Le puits REJ-1 a été foré en 2012, aucun test de formation durant le forage n'a été réalisé sur ce puits. Il a été décidé de compléter le puits et le tester en rigless, le puits a été sous boue  $d=1.48$ . Deux (02) tests ont été programmés pour ce puits : le premier de réservoir Cambrien Ri (3907 – 3905m, 3889 - 3884m, 3880 – 3877m) et le deuxième de Quartzites de Hamra (3649 – 3645m, 3641 – 3630m).

### III.2.2. Généralités :

#### III.2.2.1. Données sur le puits

- Nom du puits : RHOURE EL DJALI -1
- Sigle : REJ-1.
- Bassin : Amguid-Messaoud.
- Puits complété.
- Profondeur atteinte : 3950 m.
- Formation atteinte : Cambrien Ra
- Casings :
  - 13"3/8 à 321 m.
  - 9"5/8 à 2181 m.
  - 7" à 3373 m.
- Liner 4"1/2 à 3950 m (top à 3227m).
  - Tubing de complétion : 4"1/2 packer à 3226m.
  - Fluide de complétion : Boue OBM,  $d=1.48$ .

#### III.2.2.2. Situation géographique :

- Coordonnées du puits :

#### UTM (FUSEAU 32) Clarke 80

**X**= 320 010.736( m)

**Y**= 3 481 750.339 (m)

**Z**= 151,232 (msl)

#### GEOGRAPHIQUES

**M** = 07°06' 20.56283''E

**L** = 31°27' 32.13726''N

### **III.2.2.3. Données géologiques**

Régionalement, l'objectif pétrolier demeure les Grès du Cambrien productifs d'huile à Rhourde-El-Baguel et Mesdar, néanmoins la découverte d'huile à Hassi-Guettar (HGA), Hassi-Terfa (HTF), Hassi-D'Zabat (HDZ), et Bhiert-Aissa (BRA), ainsi que dans les régions de Rhourde El Mabrouka (RMA) et Rhourde El Mouza (RMZ), donnent de nouvelles perspectives pour l'exploration dans cette partie du bassin, ce qui fait de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra) et du Trias (T.A.G.I) des objectifs pétroliers importants dans le permis Hassi D'Zabat Est (427/439).

La couverture pour les réservoirs Ordoviciens et Triasiques sera assurée par les épaisse assises évaporitiques du Trias et du Lias.

#### **2.3.1 Cadre structural régional :**

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

- A) La phase panafricaine tardive ayant façonné les séries Cambriennes, résulte d'une tectonique cassante caractérisée par un jeu de failles de direction NE-SW et NW-SE.
- B) La phase Cambro-ordovicienne caractérisée par un jeu de failles normales de direction Nord-Sud.
- C) La phase Hercynienne est à l'origine de la structuration du bassin. Elle est caractérisée par des failles de direction NE-SW.
- D) La phase Autrichienne est responsable des phénomènes d'inversion.

#### **2.3.2 Cadre structural local :**

La structure de REJ-1 est située au Sud des forages RMA-1 et RMZ-1 ; qui se trouvent sur l'axe structural haut qui comporte les deux structures de RMA-1 et RMZ-1.

Cette structure est définie comme étant un anticlinal contre faille de direction NE-SW, la structure est contrôlée par les profils sismiques (IL : 1630) et (XL : 1511).

### 2.3.3 Fiche technique du puits :

La fiche technique de géologie résume les opérations et les résultats géologiques.

#### FICHE TECHNIQUE

Puits	<b>Rhond El Djali-1</b>	Sabot : Tubage / Liner		Coordonnées Géographiques
Sigle	<b>REJ-1</b>	13 3/8 "	321 m	X = 07°06' 20.5583"E
Bloc	427/439	9 5/8 "	2181 m	Y = 31°27'32.1285" N
Direction	Assets centre	7"	3373 m	Zs = 151.8 m
Appareil	ENF-18			Zt = 158.8 m
Maître d'œuvre	Sonatrach			
Permis	Hassi d'Zabat	Liner 4 1/2"	Top à 3225 m Sabot à 3949 m	

Début forage	28/05/2012	Fin de sondage	18/09/2012
Fin forage	05/08/2012	Durée de réalisation	114 jours
Profondeur sondeur	3950.0 m.		
Profondeur diagraphies	3951.5 m.		

Objectifs : Trias " TAGI", Ordovicien " Quartzites de Hamra", Cambrien "Ri" et " Ra"

➤ Résultats : Objectifs non testés.

Tops des Formations	Prévus (m)	Réels (m)	Observations
Mio-Pliocène	8	-	<b>Carottage</b>
Sénonien Carbonaté	152	176	
Sénonien Anhydritique	276	293	<b>Carotte n°1</b> : 3598 - 3616m, récupéré 18m, 100soit %.
Sénonien salifère	485	493.5	Formation : TAGI "Gréseux"
Turonien	545	556	F1+F2 : Néant
Cénomannien	653	662	<b>Carotte n°2</b> : 3640 - 3645m, récupéré 05 m, soit 100 %.
Albien	754	766.5	Formation : l'Ordovicien " Quartzite de Hamra "
Aptien	998	1032	F1+F2 : Jaune pâle à Jaune doré
Barrémien	1028	1060	<b>Carotte n°3</b> : 3645 - 3663 m, récupéré 18 m, soit 100%.
Néocomien	1282	1389	Formation : l'Ordovicien " Quartzite de Hamra "
Malm	1558	1636	F1+F2 : Blanchâtre
Dogger Argileux	1883	1875	<b>Carotte n°4</b> : 3881 - 3892 m, récupéré 10 m, soit 90 %
Dogger Lagunaire	1929	1953	Formation : Cambrien Ri.
Lias Anhydritique	2140	2150	F1+F2 : Néant
Lias Salifère	2405	2401.5	<b>Test de formation</b>
Lias HB	2476	2474	
Lias S1+S2	2508	2502	Non effectué.
Lias S3	2839	2830.5	
Lias Argileux	3120	3124	
Trias S4	3286	3269.5	
Trias Argileux	3388	3372	
TAGS	3449	3425	
Trias Carbonaté	3501	3488	
TAGI Eruptif	3535	3527.5	
TAGI Gréseux	3608	3607	<b>Etat final du puits</b>
Ord "Quartzite de Hamra"	3638	3629	
Ord "Grès d'El Atchane"	3696	3664	Puits complété par la descente de tubing de production 4 1/2" et montage arbre de Noël.
Ord "Argile d'El Gassi"	3734	3721	Tubing de production à 3227 m.
Cam "Z. des Alternances"	3870	3847.5	
<del>Cambrien Ri.</del>	3906	3873.5	
Cambrien Ra	3958	3914	
TD	3990	3951.5	

**Observation** : Puits complété.

Figure III.4:Fiche technique du puits.

### **III.2.3. Operations RIGLESS :**

#### Journée du 03/06/2016

Mobilisation Coiled tubing.

#### Journée du 04/06/2016

Mise en place 3 bacs.

#### Journée du 05/06/2016

Montage équipements Coiled tubing et test en pression à 4000psi.

#### Journée du 06/06/2016

Réparation unité Coiled tubing

#### Journée du 07/06/2016

06h30 – 10h30 : Descente CTU avec pompage Eau traitée + Azote à 3921 m (tag le fond du puits).

10h30 – 11h30 : Arrêt CTU à 3920 m et pompage mousse + Azote.

11h30 – 12h30 : Pompage Eau traitée et stop pompage Azote.

12h30 – 15h00 : Remontée avec pompage eau traitée pour remplacer le volume d'acier de CTU.

- Retour de l'eau traitée sur torche (volume eau traitée pompée 32 m<sup>3</sup>, volume de puits 30 m<sup>3</sup>).
- Pressuriser le puits à 1000 psi.

15h00 – 16h30 : Fermeture puits et démontage BOP + Injecteur Coiled Tubing.

#### Journée du 25/06/2016

08h30 – 10h00 : Montage équipements Wireline de surface.

10h00 – 10h25 : Descente canons vide avec Gamma-Ray et CCL, coincement à 2400m.

10h25 – 14h30 : Tentative de libération du canons ; sans succès, câble sous tension 1550lbs.

14h30 – 15h30 : Augmentation de la tension à 1800lbs, outil libéré.  
Remontée au jour.

15h30 – 16h30 : Démontage équipements du Wireline.

#### Journée du 28/06/2016 Clean out par Coiled Tubing (Tube Clean)

05h00 – 07h00 : Mobilisation Coiled Tubing NPS au puits REJ-1.

07h00 – 12h00 : Montage installation de surface.

#### Journée du 29/06/2016

- 06h30 – 08h50 : Montage BOP + Injecteur Coiled Tubing et test à 5000 psi.
- 07h15 – 08h30 : Descente CTU à 400 m, défaillance mécanique, remontée au jour.
- 08h30 – 24h00 : Attente réparation flexible de injecteur.

#### Journée du 30/06/2016

- 06h00 – 07h00 : Réparation flexible de injecteur.
- 07h00 – 07h30 : Montage BOP + Injecteur Coiled Tubing et test à 5000 psi.
- 07h30 – 12h10 : Descente CTU à 3000 m et début pompage Tube Clean (Acide + Gel + Azote).
- 12h10 – 12h40 : Descente CTU à 3920 m et début pompage Eau traitée.
- 12h40 – 16h30 : Remontée avec remplissage puits par l'eau traitée.
- 16h30 – 17h10 : Démontage injecteur.

#### Journée du 02/07/2016

- 06h00 – 08h55 : Montage BOP + Injecteur Coiled Tubing et test à 5000 psi.
- 08h55 – 13h15 : Descente CTU à 3920 m avec Drift 3" et remontée au jour.
- 13h15 – 16h00 : Remontée avec remplissage puits par l'eau traitée.
- 16h00 – 17h30 : Démontage et démobilitation.

#### Journée du 09/07/2016

- 11h30 – 13h00 : Montage équipements Wireline de surface Schlumberger.
- 13h00 – 16h00 : Descente canons vide avec Gamma-Ray et CCL à 3911.33 m et remontée au jour.
- 16h00 – 17h00 : Démontage équipements du Wireline.

#### Journée du 19/07/2016

- 08h30 – 09h00 : Montage lignes d'azote NPS.
- 09h00 – 09h30 : Refroidissement des lignes et test à 3000 psi.
- 09h30 – 10h00 : Pompage 100 L d'azote ( $WHP_{Azote}=2600$  psi) et observation.
- 10h00 – 10h30 : Démontage et démobilitation.

### **TEST N°1**

#### Journée du 22/07/2016

- 10h15 – 13h00 : Montage équipements logging Schlumberger.
- 13h00 – 17h30 : Corrélation GR/CCL et perforation de l'intervalle 3905-3907 m.
- 17h30 – 18h30 : Démontage équipements logging.

#### Journée du 26/07/2016

- 09h30 – 11h00 : Montage équipements logging Schlumberger.

11h00 – 16h45 : Corrélation GR/ CCL et perforation des intervalles 3884-3889 m /  
3877-3880 m.

16h45 – 18h00 : Démontage équipements logging et démobilisation.

Journée du 28/07/2016

07h00 – 09h00 : Montage et test Coiled tubing à 5000psi.

09h00 – 15h00 : Descente Coiled tubing à 3920m avec pompage azote.

Azote au jour remonté en surface.

WHP=0psi

15h00 – 17h00 : Démontage Coiled tubing.

Journée du 29/07/2016

Observation puits, souffle nul, WHP= 0psi.

Journée du 31/07/2016

07h45 – 08h10 : Montage Slickline Schlumberger (WHP= 0 psi).

08h10 – 11h30 : Descente Slickline et enregistrement gradient de pression.

11h30 – 12h15 : Démontage Slickline et démobilisation.

Gradient de pression

Tableau 3:Gradient de pression de test N°1 de puits REJ-1

N° Palier	Profondeur (m)	Pression (psi)	Gradient (psi/m)	Densité moyenne
1	3860	874	-	-
2	3840	838	1,800	1,27
3	3820	805	1,650	1,16
4	3800	772	1,650	1,16
5	3750	687	1,700	1,20
6	3700	605	1,640	1,15
7	3650	522	1,660	1,17
8	3600	450	1,440	1,01
9	3500	313	1,370	0,96
10	3400	175	1,380	0,97
11	3200	18	-	-
12	3000	18	-	-
13	2500	18	-	-
14	2000	17	-	-
15	1500	17	-	-
16	1000	16	-	-
17	500	16	-	-
18	0	15	-	-

Remarque : Le niveau est remonté à 3290 m.

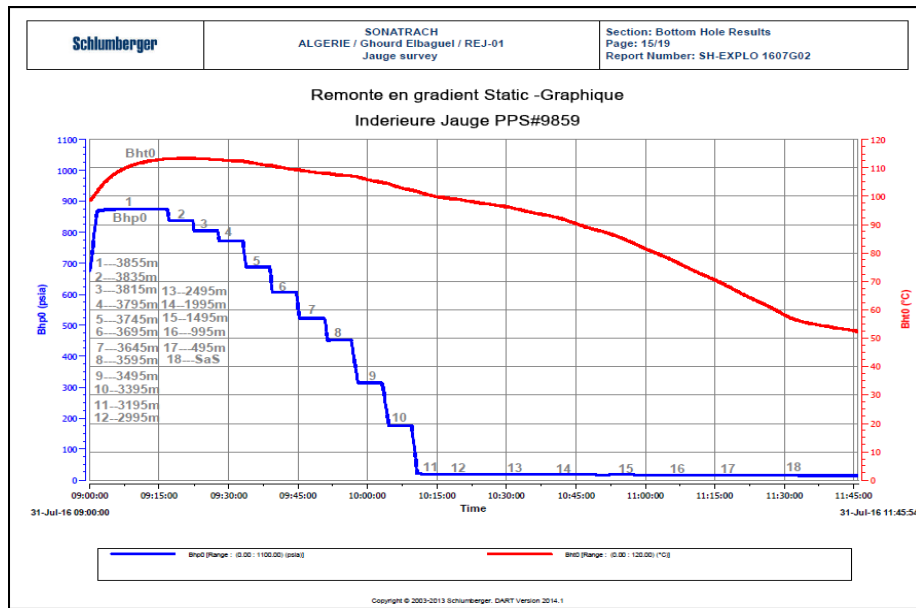


Figure III.5: Graphes gradient de pression test n°1

Journée du 03/08/2016

- 12h45 – 13h30 : Montage Slickline EXPRO.
- 13h30 – 17h00 : Descente Slickline à 3850 m, prise un échantillon de fond (BHS).
- 17h00 – 19h30 : Descente Slickline à 3310 m, prise un échantillon de fond (BHS).
- 19h30 – 20h15 : Démontage Slickline et démobilisation.

Caractéristiques des échantillons récupérés :

	Profondeur(m)	Densité	Salinité en NaCl (g/l)
Ech 1	3850	1.22	320
Ech 2	3310	1.01	33

**Conclusion :** Le test1 du cambrien Ri est productif d'eau salée saturée.

Journée du 06/08/2016

- 09h45 – 12h05 : Montage équipements logging Schlumberger.
- 12h05 – 16h30 : Corrélation CCL et pose bridge Plug MPBT à 3802 m.
- 16h30 – 17h00 : Démontage équipements logging.

Journée du 07/08/2016

- 10h00 – 11h00 : Montage équipements logging et préparation de ciment d=1.90.
- 11h00 – 12h30 : Descente avec 2"1/8 ciment bailler, Corrélation CCL et topé bridge Plug à 3802 m.
- 12h30 – 17h00 : Pose bouchon de ciment de 3802 m à 3798 m.
- 17h00 – 17h30 : Démontage équipements logging et démobilisation.



### Journée du 10/08/2016

10h00 – 11h00 : Montage unité de pompage NPS.

11h00 – 12h30 : Remplissage de puits avec 21 m<sup>3</sup> d'eau traitée.

12h30 – 12h45 : Pressuriser le puits à 1700 psi.

12h45 – 14h00 : Démontage et démobilisation.

### **TEST N°2**

### Journée du 11/08/2016

10h15 – 13h00 : Montage équipements logging Schlumberger.

13h00 – 16h30 : Corrélation GR/CCL et perforation de l'intervalle 3649-3645 m.

### Journée du 13/08/2016

09h30 – 11h00 : Montage équipements logging Schlumberger.

11h00 – 16h45 : Corrélation GR/ CCL et perforation des intervalles 3641-3635 m /  
3635-3630 m.

16h45 – 18h00 : Démontage équipements logging et démobilisation.

### Journée du 23/08/2016

10h00 – 11h00 : Mobilisation Coiled Tubing NPS au puits REJ-1.

11h00 – 15h30 : Montage installation de surface.

### Journée du 24/08/2016

07h00 – 08h38 : Montage BOP + Injecteur Coiled Tubing et test à 5000 psi.

08h38 - 15h00 : Descente Coiled tubing à 3100m avec pompage azote de 15 à 30 lpm.

- Eau traité + Azote en surface
- 14h20-15h00 : Coiled tubing à 3600m avec pompage azote à 40 lpm.
- Eau traité + Azote en surface
- 15h00 : Pompage Azote à 20 lpm, Azote en surface, CP= 1370psi, WHP=22psi.

15h00 – 17h20 : Remontée Coiled tubing au jour.

17h20 – 18h30 : Démontage Coiled tubing.

### Journée du 28/08/2016

09h00 – 11h00 : Montage Slickline Halliburton et test en pression à 180 psi..

11h00 – 13h00 : Descente Gauge cutter à 3600 m et remontée au jour.

13h00 – 17h15 : Enregistrement gradient de pression.

17h15 – 17h45 : Démontage équipements Slickline.

Gradient de pression :

Tableau 4:Gradient de pression de test N°2 de puits REJ-1 :

Paliers	Profondeur (m)	Pression (psi)	Gradient de Pression (Psi/m)	Densité (SG)
1	3600	1256,00	/	/
2	3580	1222,39	1,68	1,18
3	3540	1151,65	1,77	1,24
4	3500	1082,62	1,73	1,21
5	3450	997,57	1,70	1,20
6	3400	912,24	1,71	1,20
7	3350	827,83	1,69	1,19
8	3300	743,00	1,70	1,19
9	3250	658,51	1,69	1,19
10	3200	573,65	1,70	1,19
11	3100	406,59	1,67	1,18
12	3000	244,81	1,62	1,14
13	2800	240,88	0,02	0,01
14	2600	236,46	0,02	0,02
21	500	192,18	0,02	0,01
22	0	181,77	0,02	0,01

Le niveau est à 3003 m.

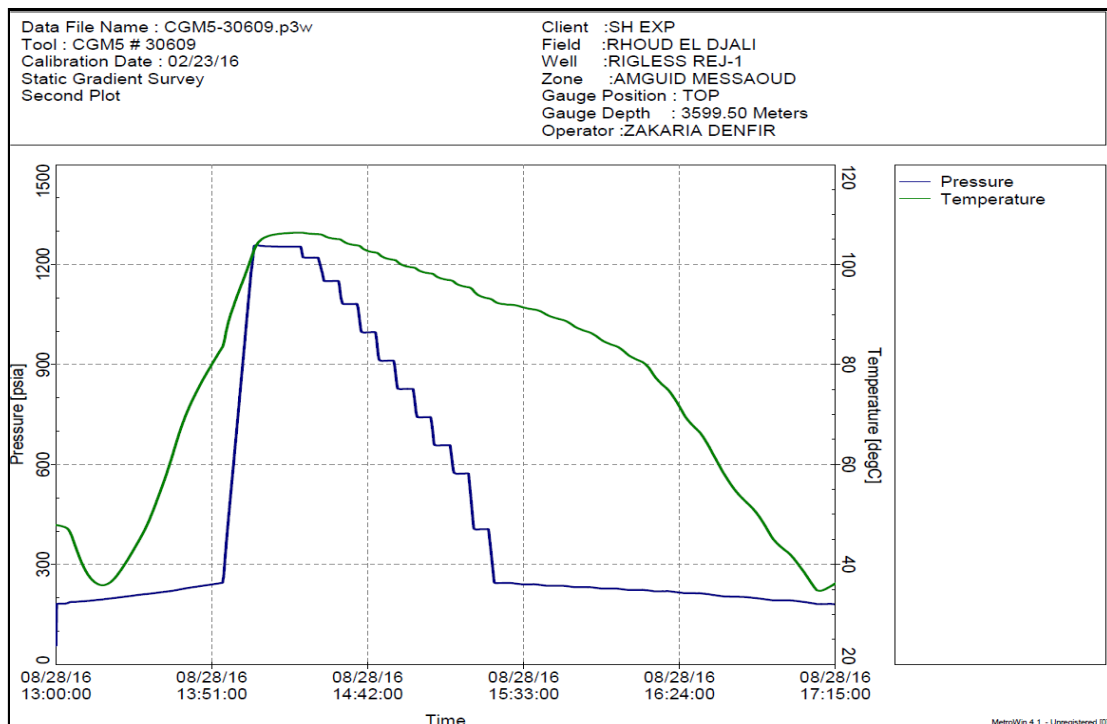


Figure III.6: Graphes gradient de pression test n°2

#### Journée du 30/08/2016

08h00 – 12h10 : Montage Slickline Halliburton et test en pression à 300 psi.

12h10 – 14h45 : Descente Slickline avec échantillonneur de Fond à 3500 m et remontée au jour.

14h45 – 15h15 : Démontage équipements Slickline.

**Résultats BHS :** Eau Salée ( $d = 1.214$ ,  $S_{NaCl} = 350$  g/l).

#### Journée du 04/10/2016

08h45 – 09h30 : Montage équipements de Slickline.

09h30 – 10h45 : Descente gauge cutter 90mm et toper RN à 3215m

10h45 – 12h00 : Descente scratcher 86mm à 3220m

12h00 – 13h00 : Descente gauge cutter 86mm à 3600 m

13h00 – 14h00 : Démontage équipements de surface.

#### Journée du 05/10/2016

08h45 – 09h45 : Montage équipements de Slickline.

09h45 – 13h00 : Descente PRN Plug à 3215m (nipple RN).

13h00 – 14h15 : Descente prong à 3215m.

14h15 – 16h00 : Descente empreinte.

16h00 – 17h00 : Démontage équipements de surface.

**N.B** : le système de mesure de profondeur du Slickline en mauvaise états.

#### Journée du 13/02/2016

Remplissage puits avec saumure 1.20 avec inhibiteur de corrosion.

#### **RESULTATS DES TESTS :**

Test N°1 :

- ✓ Intervalles testé : 3907 – 3905m, 3889 – 3884m, 3880 – 3877m
- ✓ Formation testé : Cambrien Ri.
- ✓ Résultats du test : Productif d'eau salée saturé ( $d=1.22$ ,  $S=320$  g/l)

Test N°2 :

- ✓ Intervalle testé : 3649 – 3645m, 3641 – 3630m
- ✓ Formation testé : Quartzite de Hamra.
- ✓ Résultats du test : Productif d'eau salée saturé ( $d=1.21$ ,  $S= 350$ g/l).

### III.2.4. ÉTATS ACTUEL DU PUIT

- Plug posé au niveau du nipple RN.
- Puits rempli avec saumure 1.20 avec inhibiteur de corrosion.

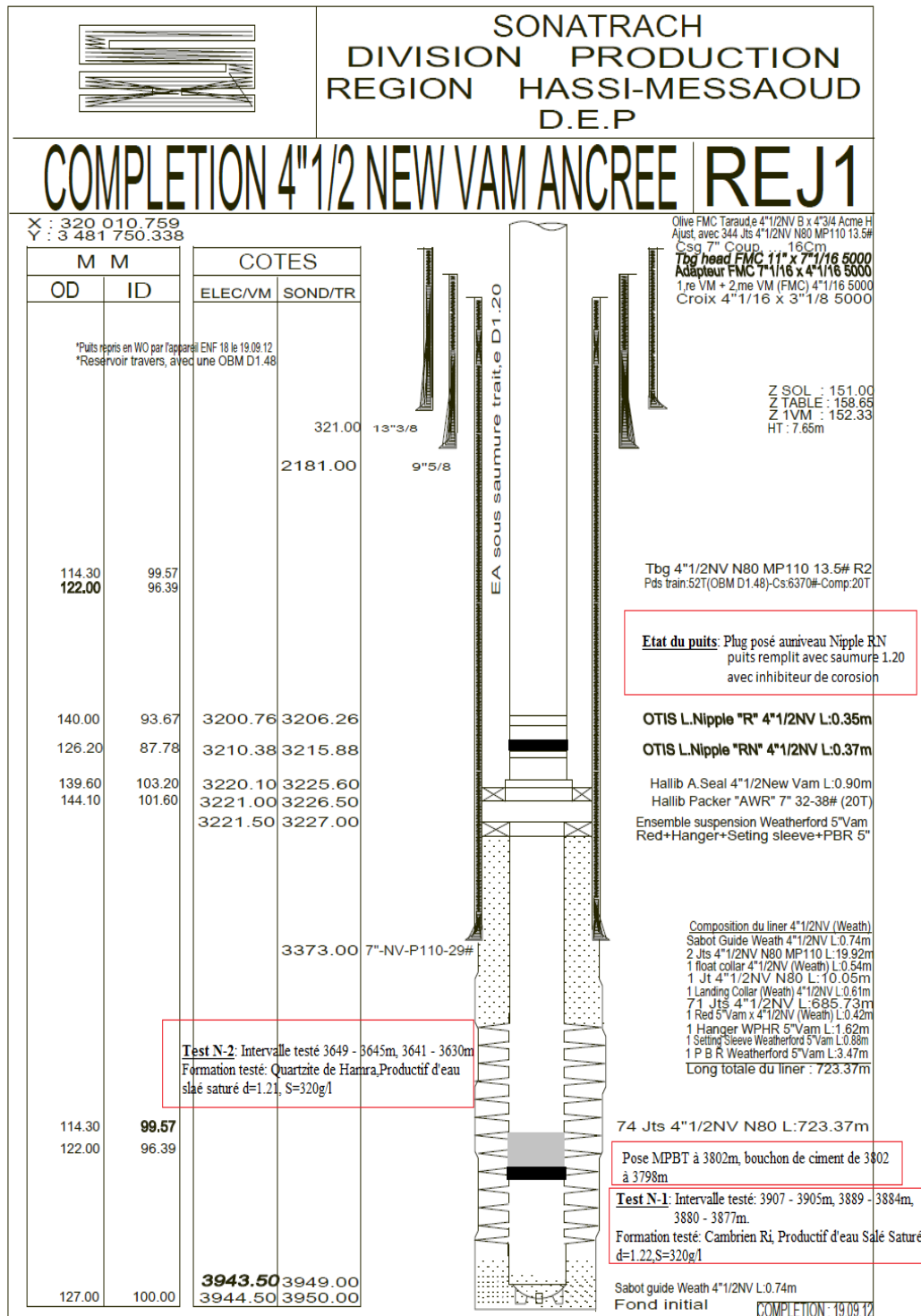


Figure III.7: Etats actuel du puits

### **III.2.5. PROGRAMME D'ABANDON DÉFINITIF**

Mobilisation appareil Work-over pour effectuer les opérations suivantes :

- Enlever le tubing et la tête du puits ;
- Reforage Bouchant de ciment (3802 à 3798 m) et Bridge Plug à 3802 ;
- Mise en place BC n°1 de 3917 m à 3820 m avec squeeze;
- Mise en place BC n°2 de 3700 m à 3580 m avec squeeze;
- Mise en place BC n°3 au droit du top liner 4" ½ de 3280 m à 3170 m;
- Mise en place BC n°4 au droit de l'Horizon B de 2560 m à 2420 m;
- Mise en place BC n°5 au droit de l'Albien de 1090 m à 710 m;
- Mise en place BC n°6 de 300 m jusqu'en surface;
- Soudure plaque d'identification du puits;
- Réhabilitation des lieux.

## CHEMA D'ABANDON APRES WORK OVER

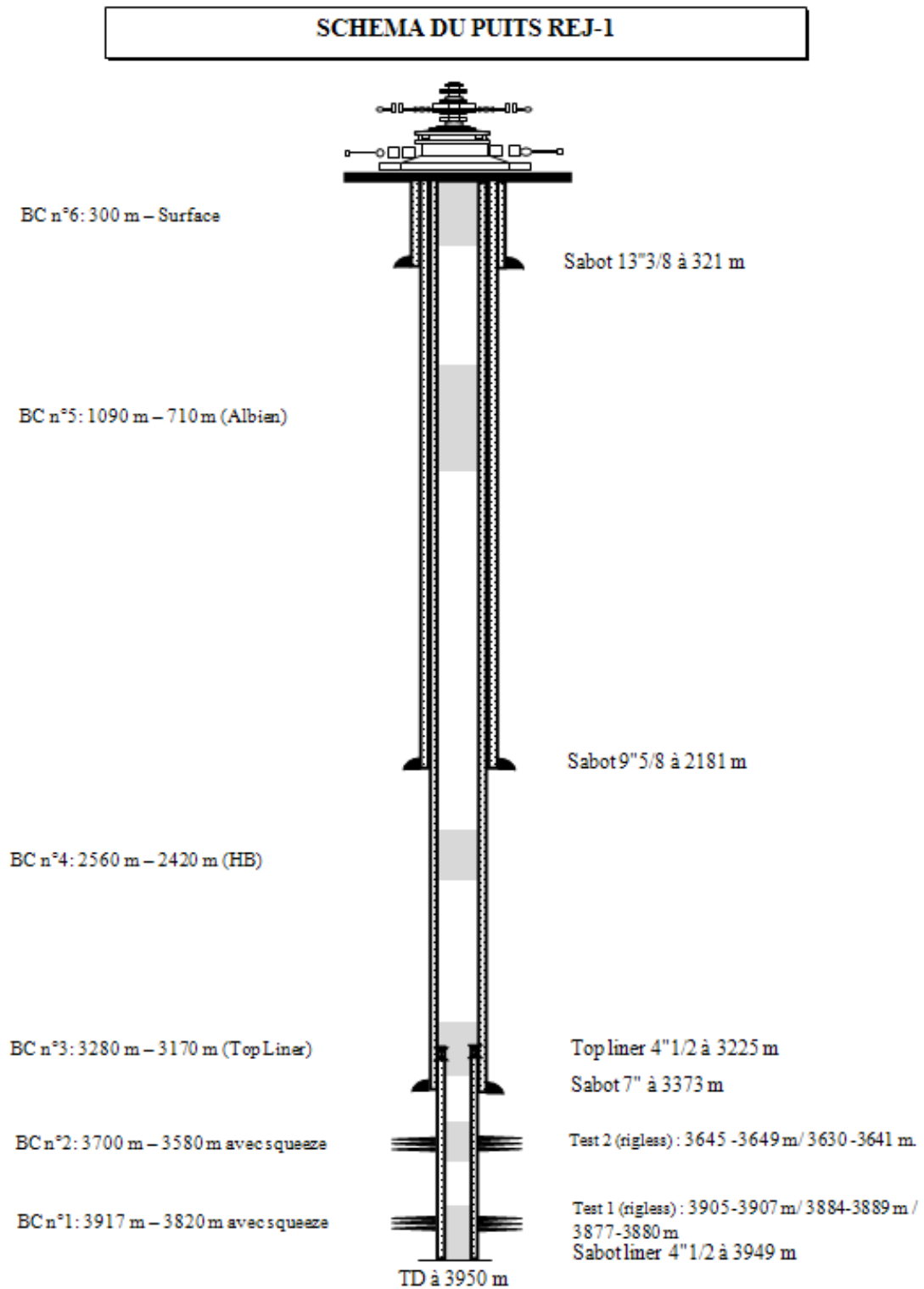


Figure III.8: Schema d'abandon après work over

### III.2.6. COMPARER TEST EN RIGLESS ET DST :

#### ➤ **Test avec DST:**

- Temps moyen de test est de 05 jours,
- Cout moyen de l'opération \$85k (MD-153)

#### **Avantage:**

- Vanne de fond pour le control de l'effluent et l'élimination de l'effet « wellborestorage » ce qui affecte la bonne interprétation des données de test et les calculs des limites du réservoir,
- La possibilité de testé plusieurs zones,
- Plus de sécurité avec la possibilité d'installé des vannes de sécurité pour accommoder les différents types d'opération (Frac, acidification, HPHT...etc.),
- Avoir plus d'information sur la capacité du réservoir et délivrabilité pour bien étudier et choisir le bon type de complétion adéquat.
- Avoir la possibilité d'intervenir avec la présence du rig sur place.
- La possibilité de perforation en TCP avec la condition under-balance.

#### **Inconvénient :**

- Cout de l'appareil de foragependent l'opération DST

#### ➤ **TEST EN RIGLESS:**

- Temps moyen de test est de 05 jours,
- Cout moyen de l'opération \$35k (REJ-1)

### **Avantage:**

- Temps moyen de test est de 05 jours,
- Economiser le cout de l'appareil de forage
- Optimisation de l'utilisation et gestion des appareils de forage
- Plus de temps de planification et étude des opérations (pas de présence de l'appareils de forage)

### **Inconvénient :**

- Fermeture et control de l'effluent en surface ce qui va générer l'effet « wellborestorage » et affecte la bonne interprétation des données de test et les calculs des limites du réservoir.
- Limitation en termes de de test sur plusieurs zones séparément

Limitation en termes d'intervention au niveau de fond du puits dans les conditions rigless

## **CONCLUSION ET RECOMMANDATION :**

Cette étude a notamment permis de tirer les conclusions suivantes :

- De décider à aller tester en Rigless ça nous donne des avantages parmi lesquels :
  - Eviter la mobilisation permanente de l'appareil de forage (DTM vers un autre puits) et par conséquence réduire le coût de réalisation du puits concerné.
  - Augmentation du nombre des puits à réaliser sur une période donnée car la technique du test en Rigless permet la libération de l'appareil de forage.
  - Gagner du temps.
  - Travail à libre temps (build-up prolongé, ouverture prolongée) surtout dans le cas des réservoirs qui présentent de faibles perméabilités dont le temps devient un facteur primordial.
- A travers le test en Rigless on permet à l'appareil de forage d'exécuter le plan prévu dans les délais requis et surtout d'éviter le risque d'attente pour l'acheminement des explosifs (perforations) entraînant la mise en repos de l'appareil de forage pendant l'attente, ce qui implique des coûts supplémentaires



tout en glissant le planning général de réalisation du puits. En plus, le test en Rigless lui-même est moins coûteux que le DST.

- Ce type de test et comme n'importe quelle technique il y a des contraintes au cours de leur application ou des inconvénients parmi lesquels:
  - Descente des outils de complétion se fait d'une manière systématique.
  - Logistique : éventuelle dégradation des pistes d'accès au forage et travail sans offrir des conditions d'hébergement et de restauration du personnel.
  - Nécessité d'existence d'une base de vie proche de ce puits.
  - Dans le cas de test en Casing ou Liner 7", une étude de l'effet de la sélection de la taille des canons sur la pénétration montre que la meilleure pénétration peut être obtenue par canons 4"1/2 (impossible d'utiliser en Rigless avec tubing de complétion 4"1/2) donc on est obligé d'utiliser des canons 2"7/8 et ça influe sur la pénétration.

## COMPARER TEST EN RIGLESS ET DST

- On recommande les points suivants :
  - Si un puits est candidat pour le test en Rigless, il est préférable de mettre le puits sous saumure filtrée et anticorrosive et ceci pour éviter la décantation de la boue.
  - Laisser les bourniers occupés de liner en cas de nécessité de nettoyage.
  - Avant de planifier un test Rigless, les résultats du MDT doivent être impérativement encourageants afin d'éviter l'abandon du puits après complétion (qui nécessite un appareil Work over pour récupérer le tubing et poser les bouchons de ciment).

## **BIBLIOGRAPHIE**

- [1].Melgani, Fares, Boumbar, Nadia (Évaluation des paramètres de production d'un réservoir pétrolier à l'aide de test par tiges de forage DST : Drill Stem Test) -2015-
- [2].ABID ,SAAD ISSA, Zouaouid, Imane Aitab, Saad (TESTE DE PUITES PAR LA NOUVELLE TECHNOLOGIE SMARTE DST MUZIC) -2017-
- [3].ZERROUKI, ALI AHMED, Dokkar, Adel, Litim, Safia (Interprétation des DST de Quartzite Hamra de la région de Rhourde Nouss)-2018-
- [4].RAHMAN, MAHFUZUR, Review of behavioral finance ,volume 12 nombre 3 ,2019,pp.259-284(23)
- [5].ABID,SAAD ISSA ,ZOUAOUID ,IMANE AITAB ,SAAD , DST music build up saphir la pression -2017-
- [6].BOUKELOUA HEYTHAM et CHERIBET ANES THEME aaport des résultats de logging et de test de formation sur un design DST Application sur le champ d'oued mya (CEN-2,CEN-3 et CEN-4)-2018-
- [7].BENKHIRA RAMZ eddine benbarech brohen eddine fellag chebra M. oussama LA COMPLETION AVANCEE PUITES HORIZONTAUX 2021 (complition , equip tyment complition).
- [8].Base des données DOE.
- [9].Schlumberger Well Testing manual.
- [10].Procédure de préparation et d'exécution des opérations de test de Formation en cours de forage.
- [11].Evaluating Exploratory Well: Comparison Of Rig Or Rig Less Testing Strategy.
- [12].Micro-SMART Systems, <http://www.micro-smart.com/>.
- [13].Rapport final d'évaluation puits REJ-1.
- [14].Rapport d'évaluation de puits REJ-1.

