



RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE

SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ KASDI MARBAH-OUARGLA-

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

Département : Forage et mécanique des chantiers pétroliers

*ON VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE*

**MASTER PROFESSIONNEL**

Option: Forage pétrolier

**Thème**

**ETUDE TECHNIQUE DES ESSAIS DE PUIITS SUR LE CHAMPS DE HASSI  
MESSOUD**

(Application sur puits WRDC-1)

➤ Soutenu publiquement par :

➤ Bouziane Abdelghani

➤ Bennaceur Khaled

• devant le jury le 24/05/2017

MR .Fakker

Maître de conférences

UKM Ouargla

Président

MR.Fennazi Bilal

Maître de conférences

UKM Ouargla

Encadreur

MR.Hellal Yazid

Maître de conférences

UKM Ouargla

Examineur

Année universitaire 2016/2017



# REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous remercions le bon Dieu de nous avoir donné la puissance pour achever nos études supérieures.*

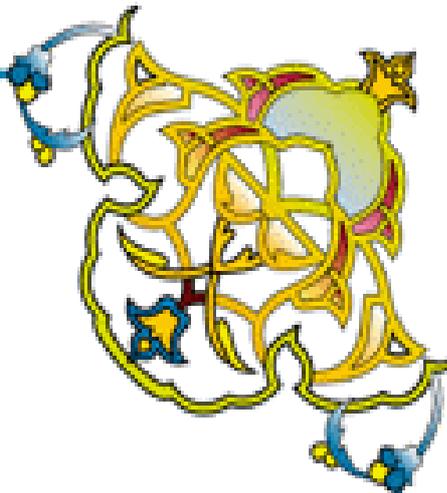
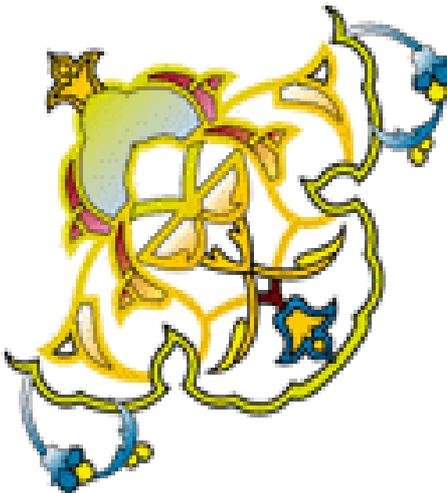
*Nous tenons à remercier en premier lieu notre promoteur Monsieur FENAZI BILAL pour ses remarques, ses conseils considérables et ces critiques constructives.*

*Nous adressons nos remerciements à nos enseignants qui nous ont encadrés durant notre cursus universitaire.*

*Nos remerciements vont également à tout le personnel du chantier ENTIP et le personnel pour du centre de formation ENTIP pour leurs interventions et leurs aide.*

*Ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

*Abdelghani et Khaled*



# *Dédicace*

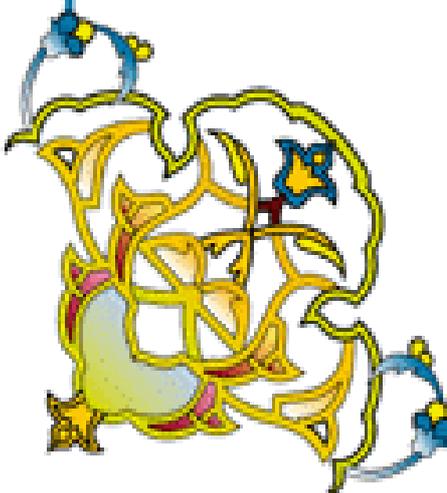
*J'ai l'honneur de dédie ce modeste travail*

- ❖ A mon très chère mère*
- ❖ A mon très chère père*

*Qui ont beaucoup sacrifié avant de voir le fruit de leur éducation*

- ❖ A mon frère BELKACEM et mes sœurs , ma cousine ZINA , toute ma famille ,mes tantes, mes oncles.*
- ❖ A tous mes amies j'ai connu dans ma vie.*

*B. Abdelghani*





# Dédicaces

*Mes chères parents, sachez que vous êtes les meilleurs parents qu'une personne Peut avoir, si nous avons à choisir nos parents nous vous aurons choisis. Vous nous avez donné tous vos amours, vos temps, vous étiez toujours à nos côtés pour nous reconforter, nous soutenir, et nous épauler. Vous avez fait de votre mieux pour nous donner une bonne éducation, pour nous rendre heureux et pour que nous soyons les meilleurs de tous. Nous voulions réussir pour vous rendre heureux. et nous dédions cette mémoire pour mon grand frère, mes soeurs. Et mon très chère amis **YAHYA**.*

*Enfin, Nous dédions cette mémoire à notre encadreur Mr : **FEMAZI**, à tous nos amis qui ont participé de près ou de loin afin nous apporter leur aide et leur soutien pour achever ce travail de fin d'études.*

**B.KHALED**



### Résumé :

Le but de thème est confirmer l'existence des hydrocarbures dans le puits(le réservoir), mesurer la pression de fond de puits et de surface et la perméabilité.

En général, l'essai de puits est une opération dont le but poursuivi est d'obtenir des renseignements sur le puits en particulier et le réservoir en général. Et recueillir les informations maximum sur le puits et le réservoir. Elle peut être réalisée dans les puits d'exploration ou de délimitation (délimitation du champ). Le principe de cette opération est la mise en place d'une garniture de complétion provisoire afin de mettre le réservoir en production. Parmi ces avantages est de simplicité de test. Elle a une rapidité de mise en œuvre et temps opérationnel réduit. Elle permet aussi d'éviter les problèmes de mauvaise cimentation derrière le tubage. Mais, le risque de coincement toujours important.

### الملخص :

الهدف من الموضوع هو تأكيد وجود المحروقات في البئر (الخران), وقياس الضغط في أسفل البئر و في أعلاه و النفاذة. بشكل عام, اختبار البئر هو عملية تهدف إلى الحصول على معلومات عن البئر خاصة والخران بشكل عام. وجمع أقصى قدر من المعلومات حول البئر والخران. ويمكن تحقيق ذلك في آبار استكشاف أو تقييم ( ترسيم حدود الحقول). مبدأ هذه العملية هي إقامة منصة استكمال مؤقتة لوضع الخزان في إنتاج. ومن بين هذه الفوائد هو بساطة الاختبار. أنه يحتوي على التنفيذ السريع وانخفاض زمن العملية. كما أنها تتجنب مشاكل السمنتة الرديئة وراء الأنابيب. ، ولكن خطر التوطيد دوما مهما.

### Summary :

The purpose of subject is to confirm the existence of hydrocarbons in the well (reservoir), measure the bottom pressure wells and surface and permeability.

In general, well testing is an operation whose aim is to obtain information on the particular wells and the reservoir in general. And collect the maximum information about the well and the reservoir. It can be achieved in the exploration or appraisal wells (scoping). The principle of this operation is the establishment of a temporary completion of filling to put the reservoir into production. Among these benefits is to test simplicity. It has a rapid implementation and reduced operational time. It also avoids problems of poor cementing. But behind the casing, the risk of jamming always important.

**Liste des figures :**

Figure1.1 : Situation géographique du HMD.....02

Figure1.2 :Répartition des zones pétrolifères et gazéfères.....03

Figure1.3 : Carte de zone de puits WRDC-1.....12

Figure1.4 : Description géologique du puits WRDC-1.....13

Figure1.5 :Fiche technique sur puits WRDC-1.....14

Figure2.1 :Exposition générale d’une garniture de test.....23

Figure2.2:flow head.....27

Figure2.3:Manifold de duses.....28

Figure2.4 :Le séparateur.....30

Figure2.5 :Installation des équipements de surface.....30

Figure2.6 :Vanne à plaque d’éclatement.....32

Figure2.7 :Vanne à percussion.....33

Figure2.8 : Le testeur MFE.....34

Figure2.9 :Coulisse hydraulique.....35

Figure2.10:Le MFE by-pass.....35

Figure2.11:Packer open hole.....37

Figure2.12:String MFE open hole .....38

Figure2.13 :Monchon de bias pour MFE.....40

Figure2.14: packer positif.....41

Figure2.15:packer positif.....41

Figure2.16: Slip joint.....42

Figure2.17:SHRV.....43

Figure2.18:PCT.....44

Figure2.19 :HRT.....44

---

Figure2.20 :PORT.....	45
Figure2.21 :Coulisse hydraulique a effet retardé.....	46
Figure2.22 :Coupe sur les équipements de fond .....	47
Figure3.1 :Courbe de temps et profondeur de WRDC-1.....	59
Figure3.2:Downhole test string diagram.....	60
Figure3.3 :L'instalation des équipements de surface.....	61
Figure3.4 :Graphes de température et de pression.....	62

**Liste des tableaux :**

Tableau .1 :les résultats du séparateur.....64

## **Introduction général :**

Le pétrole et le gaz joue un rôle très important et capital dans l'industrie de plusieurs pays dont leur économie s'appuie principalement sur l'exploitation et la commercialisation de ces sources d'énergie.

Pour récupérer les hydrocarbures, le forage d'un puits est le seul moyen pour l'extraire avec un prix de revient le plus minimal possible et dans les meilleures conditions de sécurité possibles.

Le test en cours de forage est la seule opération qui permet de connaître avec assez de précision le débit potentiel des couches traversées et leur pression. C'est aussi la méthode la plus sûre pour déterminer la nature des fluides contenue. Il constitue donc le complément indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique.

C'est l'essai direct de la formation et c'est la méthode exacte de récupération des données de celle-ci (pression de gisement et température).

Grâce à cette opération, on peut déterminer les paramètres du gisement (perméabilité, skin...etc.).

Il existe des tests en trou ouvert et en trou tubé. Chaque type de ces tests possède des avantages et inconvénients. Comme, il existe des différents trains de test. Ils se différencient entre eux par la technologie de construction et leurs principes de fonctionnement. Mais, ils ont le même objectif d'avoir des ouvertures (débit) et des fermetures (build up).

Il faut une grande vigilance au cours de ces opérations et l'application de la sécurité à la lettre, et pour avoir une opération réussie il faut avoir des techniciens qualifiés et expérimentés.

A la lumière de ceci, le présent travail a comme objectif d'établir une étude technique de cas de DST de puits WRDC-1 qui a été réalisé le 08-02-2017 au sein de l'appareil TP206 sur la région WRDC avec une étude théorique et générale sur les essais de puits et surtout sur les essais de puits en cours de forage.

# Chapitre 1

## 1. Introduction :

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces évènements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétrophysiques comme ils peuvent les détériorer.

## 2. Situation géographique : (Figure 1.1)

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud–Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [ 790.000 à 840.000 ] Est.

De [ 110.000 à 150.000 ] Nord. [Source : La géologie de l'Algérie]

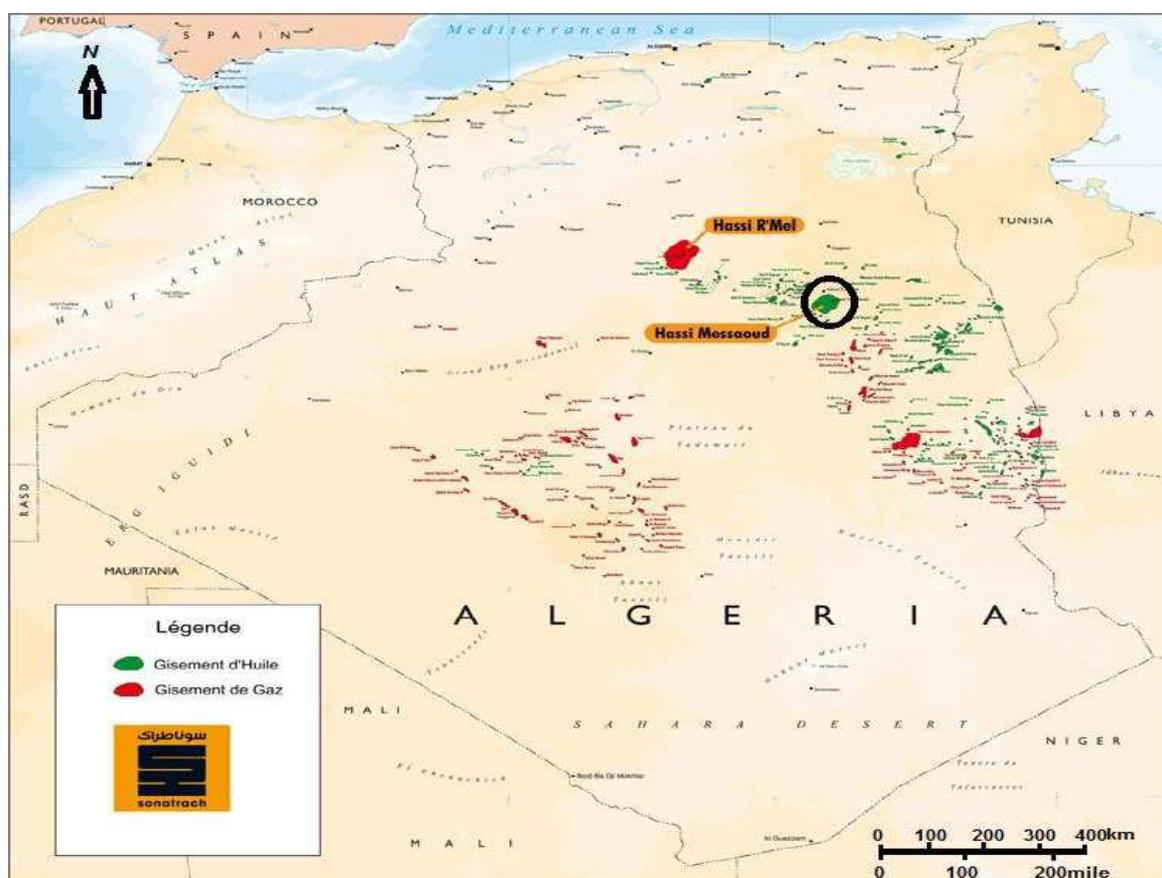
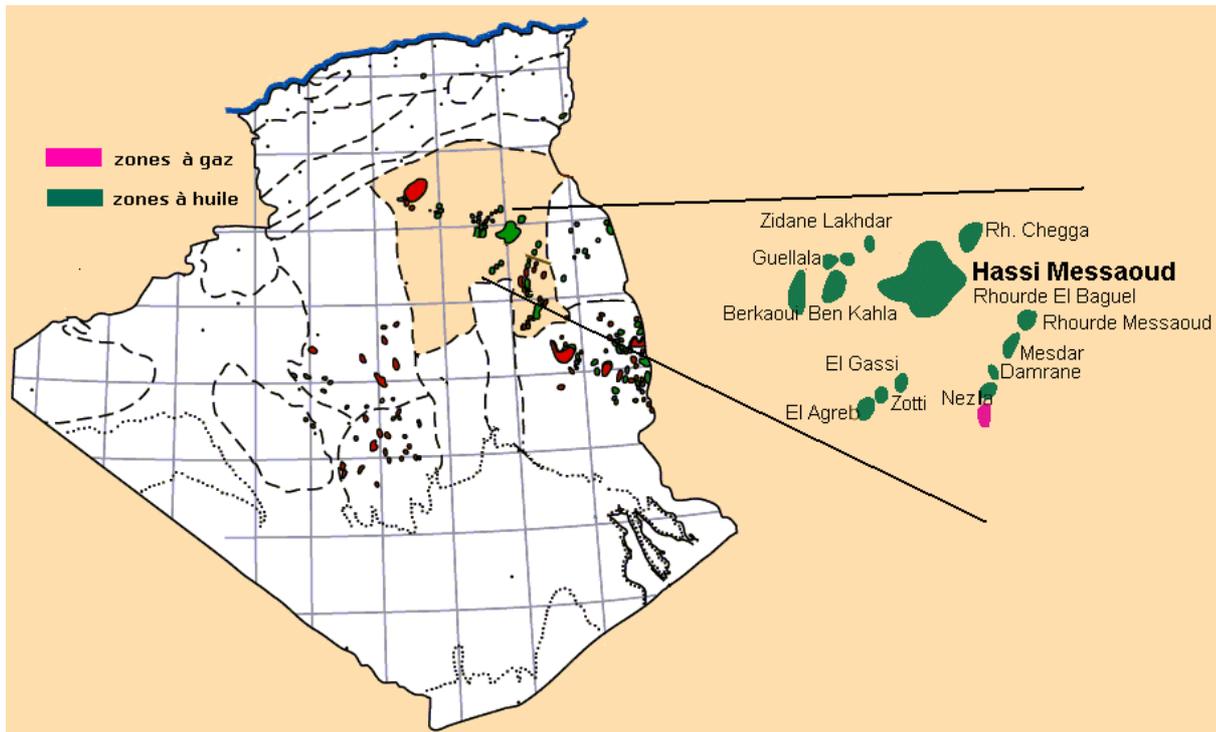


Fig1.1 :Situation géographique du HMD.

[Source : La géologie de l'Algérie]



**Fig1.2** : Répartition des zones pétrolifères et gazéifères. [Source : La géologie de l'Algérie]

### 3) Cadre géologique : (Figure 1.2)

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie ; il est limité :

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

Géologiquement, il est limité :

- \* A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- \* Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- \* Au Nord par la structure Djammâa-Tougourt.
- \* A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

[Source : La géologie de l'Algérie]

#### 4-Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm<sup>2</sup>, une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1 darcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Combrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.

#### 5- Description de la série sédimentaire du champ de hassi messaoud.

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représenté de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne).

##### 5.1. cénozoïque

###### 5.1.1. mio-pliocène (e = 240m)

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse ;
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore ;
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante, ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulements lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

###### 5.1.2. Éocène (e = 120m)

Il est constitué de :

- Argile brun-rouge, fortement sableuse ;
- Marne et fines passées d'anhydrite blanche ;
- Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

## 5.2. Mésozoïque

### 5.2.1. Crétacé

#### 5.2.1.1. Sénonien

Constitué de deux niveaux :

##### ❖ Carbonaté (e = 107m)

Il est constitué de calcaires blancs à blanc-beiges, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris-clair, parfois cristallines et durs, d'anhydrides blancs, pulvérulents et parfois massifs.

##### ❖ Lagunaire

Niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire :

La première anhydritique, d'une épaisseur moyenne de 219m est composée d'anhydride blanc, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.

La deuxième salifère d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif, blanc, transparent à translucide à traces d'anhydride.

#### 5.2.1.2. Turonien (e = 70 à 120m)

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

Il contient un aquifère présenté par des eaux à odeur sulfureuse, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210g/l et leur densité est de 1,13.

#### 5.2.1.3. Cénomaniens (e = 145m)

Constitué par des bancs d'anhydrides blancs, transparents, microcristallins et durs, de marnes argileuses grises à gris-verdâtres et carbonatées par endroit, de dolomies grises à gris-bruns, cryptocristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre et microcristallin.

#### 5.2.1.4. Albien (e = 350m)

Il est représenté par de grés et sables fins avec intercalations d'argiles silteuses.

Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

#### 5.2.1.5. Aptien (e = 25m)

Il est représenté par des calcaires blancs à gris-blancs, parfois beiges, microcristallins et durs, des dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

---

**5.2.1.6. Barrémien (e =280m)**

Représenté par des grés blancs à beiges, parfois gris-blancs, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallins et dures, d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

**5.2.1.7. Néocomien(e=180m)**

Représenté par des argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, silteuses et légèrement dolomitiques et de grés blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux.

**5.2.2. Jurassique****5.2.2.1. Malm (é=225m)**

Constitué d'anhydrites blancs, beiges, pulvérulentes, rarement microcristallines et dures, d'argiles rouge-briques à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blancs à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à gris-blanc, microcristallines et dures.

Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30g/l.

**5.2.2.2. Dogger**

Représenté par deux niveaux :

**❖ Argileux (e=105m)**

Il est constitué des argiles brun-rouges, grises à gris-vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux.

**❖ Lagunaire (é=210m)**

Il est constitué des anhydrites blancs, pulvérulents, massifs et durs à moyennement durs, de calcaires gris à gris-blancs, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles gris-clair à gris-foncé, parfois brun-rouge, tendres et indurées, et silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises.

**5.2.2.3. Lias (e=300m)**

Il représenté par cinq niveaux :

**❖ Ld1 (e=65m)**

Il est constitué par des argiles gris-clair à gris-vert, parfois brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, argileux, tendres à moyennement durs, de

dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blancs, pulvérulents et cristallins.

❖ **Ls1 (e=90m)**

Il est constitué des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massifs, blancs pulvérulents, tendres à durs, d'argiles brun-rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris-beiges, microcristallins et tendres.

❖ **Ld2 (e=55m)**

Il est constitué des argiles brun-rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques.

❖ **Ls2 (e=60m)**

Il est constitué des sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brun-rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées.

❖ **Ld3 (e=30m)**

Il est constitué des argiles gris-clair, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, microcristallins, argileux et durs

#### 5.2.2.4 Trias

Représentée par quatre niveaux :

❖ **Salifère**

Subdivisé en trois horizons :

**-Ts1 (e=46m)**

Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrites et des intercalations d'argiles dolomitiques.

**-Ts2 (e=189m)**

Ce niveau est représenté par des sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles gris à gris-foncés ou brun-rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blancs à gris-beiges, massifs et pulvérulents.

**-Ts3 (e=202m)**

Ce niveau est représenté par des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brun-rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées.

---

Les horizons Ts2 et Ts3 sont les sièges de manifestations d'argiles fluides.

#### ❖ Argileux (e = 113m)

Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

#### ❖ Gréseux (e = 35m)

Grés gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles bruns-rouge, rarement grises, silteuses, tendre à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques.

#### ❖ Éruptif (0 < e < 92m)

Andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grés gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartzique ainsi que des argiles brun-rouge à gris sombre, indurées et siliceuses.

Les terrains du TRIAS argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ.

Le TRIAS repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

### ❖ 5.3. Paléozoïque

#### ❖ 5.3.1. Ordovicien

Dans sa représentation la plus complète, il est constitué de quatre termes :

- Les quartzites d'Hamra : (e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
- Les grés d'El Atchane : (e = 25) grés fins à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur OMJ 76.
- Les argiles d'El Gassi : (e = 50m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôt marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- Zone des Alternances : (e = 20m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.
- Remarques : La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure du fait de l'érosion. Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le TRIAS repose directement sur le Cambrien.

### - 5.3.2. LE Cambrien

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

#### **-Litho-zone Ri (e =50m)**

Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grés quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion.

#### **-Litho-zone Ra (e = 100 à 120m)**

Représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux.

#### **-Litho-zone R2 (e = 1001m)**

Est constitué de grés quartzites et quartzites gréseux, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silts.

#### **-Litho-zone R3 (e = 300m)**

Repose sur l' infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300m, elle se compose de grés grossiers à microconglomérats feldspathiques, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grés ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le R3 ne présente aucun intérêt pétrolier.

### **5.3.3. L'infracambrien (e = 45m)**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage OMJ47 à une profondeur de 4092m. Il est composé de grés argileux de couleur rouge.

### **5.4. Le socle**

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

[Source : La géologie de l'Algérie]

## 6. Problèmes attendus

Au cours du forage, plusieurs problèmes ont été rencontrés dont les causes principales sont les suivantes :

- ❖ La nature des terrains traversés ;
- ❖ Les régimes de pression.

On a trois types de problèmes :

### 6.1. Pertes et éboulement

Dans la première phase, les terrains ne sont pas consolidés, perméables et très poreuses, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors de forage.

Dans la troisième phase, il ya des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

#### 6.1.1. Mio-pliocène

On a des risques de pertes par absorption dans :

- Les formations sableuses ;
- Les barres calcaires.

#### 6.1.2. Sénonien

On a des risques de pertes totales au niveau des calcaires fissurées avec éboulement de sable du mio-pliocène.

#### 6.1.3. Turonien

On peut avoir des pertes totales et coincement à cause du craquage de la formation sous l'effet des densités des différentes boues utilisées pour forer la couche.

## 6.2. Problèmes des argiles fluentes

Ce problème est dû au fluage des argiles, ce dernier provoque des surpressions et des coincements par rétrécissement des parois.

## 6.3. Problèmes des eaux chlorurées calciques

Dans la zone lias dolomitique quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment des eaux chlorurées calciques avec 320 à 350g/l de CaCl<sub>2</sub>.

La pression est de l'ordre de 575Kg/Cm<sup>2</sup>, les venues d'eaux sont fréquentées, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde ayant une densité 2,1 à 2,15, cette boue lourde favorise le craquage de TAG (TRIAS ARGILO-GRÉSEUX).

[Source : La géologie de l'Algérie]

## 7.Problèmes d'exploitation du champ :

Le champ de Hassi Messaoud compte plus de 1153 puits, dont 884 producteurs d'huile (502 en gas-lift), puits injecteurs, 117 producteurs d'eau.

Au fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans plus de la moitié des puits producteurs afin d'injecter le gaz pour les besoins de gas lift, ainsi l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels (zones Sud-Est) qui viennent de la formation, provoquant le bouchage et la corrosion des installations. Etant l'eau injectée n'est pas compatible avec l'eau de formation, il se produit des nouveaux dépôts (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection des inhibiteurs (D32 par exemple). L'injection d'eau se fait en continu pour les puits à forte salinité, pour le cas contraire un bouchon est suffisant.

Malgré que la teneur des asphaltènes soit faible (0.15%), des problèmes virulents apparaissent dans les zones Sud-Ouest du champ.

Les percées de gaz et d'eau dans les zones soumises à l'injection réduisent considérablement l'index de productivité surtout les puits en percés d'eau qui nécessite un investissement supplémentaire (gas-lift). Les percées de gaz sont moins dramatiques seulement des pertes de charges supplémentaires dans les collectes.

[Source : La géologie de l'Algérie]

## 8.Localisation du puits WRDC-1 :(figure 1.3)

Le puits WRDC-1, objet de notre étude, est situé au nord de la zone 15 du gisement de Hassi Messaoud.

Le champ pétrolier Rhourde Chegga (RDC) est situé dans le bloc 433, à environ 30 km au nord de Hassi-Messaoud. Vingt puits ont été forés ici entre 1984 et 2016. Le puits WRDC-1 fait partie du périmètre du programme d'exploration WRDC.

Le puits WRDC-1 est situé dans la zone d'exploration Touggourt II (blocs: 433a1-416b1), au nord-est des champs de Hassi Messaoud, il est éloigné 9.85 Km RMK-1 et un évier d'environ 10Km du gisement Rhourde Chegga.

### 8.1 Cible de zone de paye

- Profondeur finale: 3956 m (60 m à Argiles d'El Gassi)
- Objectifs: Trias T1, Série inférieure et Ordovicien (Hamra Quartzites)
- Pression prévue du réservoir:

Pour Hamra Quartzites: 430 kg / cm<sup>2</sup>

Pour T1: 300 kg / cm<sup>2</sup>.

- WL Logging sera mené pour évaluer le réservoir
- Le programme DST suivant sera disponible aux résultats de l'interprétation des journaux.
- Le programme de carottage suivant sera effectué:
- Coring of Triassic (T2 + T1), la "Série Inférieur", le Quartzite de Hamra et Sandstone Ouargla sera basé sur les indices et sur les progrès du forage. Ce sera une verticale bien planifiée à un TDde 3956m.ca

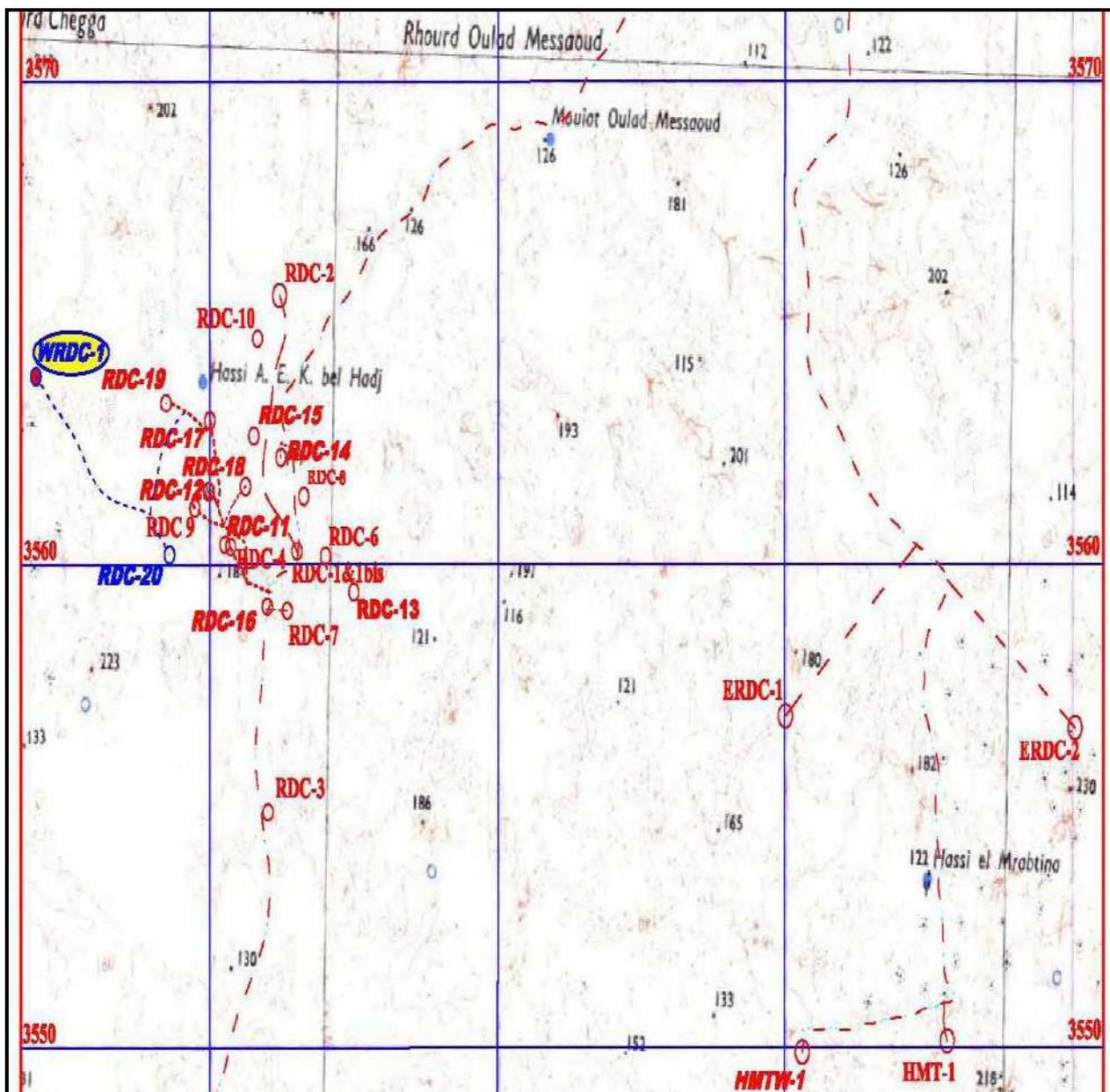


Fig1.3 : Carte de zone de puits WRDC-1. [Source : Programme de Forage de puits WRDC-1, Sonatrach]

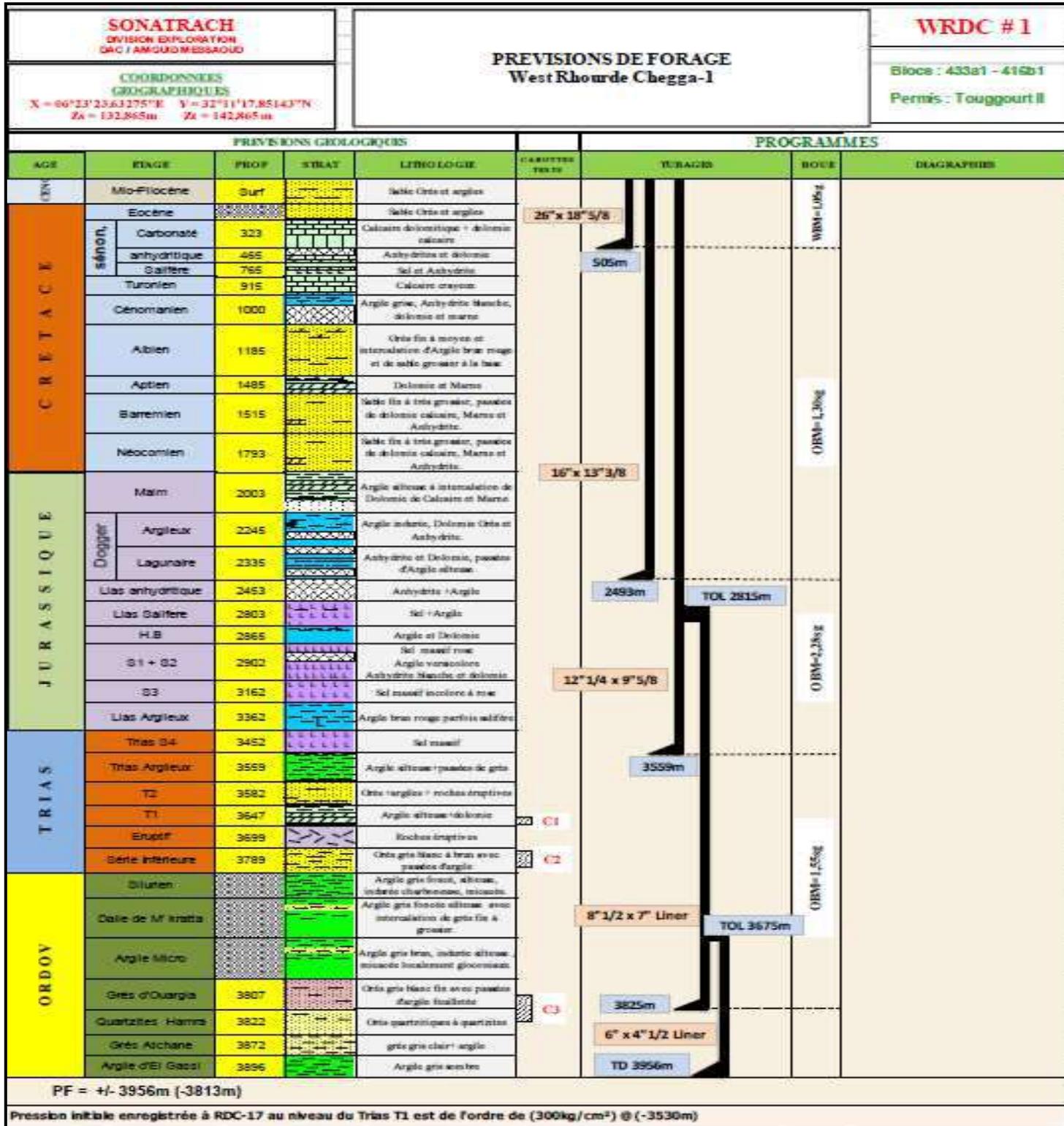


Fig1.4 : Description géologique du puits WRDC-1. [Source : Programme de Forage de puits WRDC-1, Sonatrach ]

<b>Well Name</b>	<b>WRDC-1</b>	
<b>Field</b>	AMGUID MESSAOUD	
<b>Block</b>	433a1/416b1	
<b>Well Classification</b>	Exploration	
<b>Operator</b>	SONATRACH	
<b>Drilling Contractor</b>	ENTP	
<b>Drilling Rig</b>	TP-206	
<b>Surface Location</b>	Latitude	N 32°11'17.85143"N
	Longitude	E 06°23'23.63275"E
	UTM Zone 32	X = 253 921.825
		Y = 3 564 022.937
<b>Well Located in coordinate system</b>	UTM Zone 32 on North Sahara, Clarke 80 (This system will be used as reference in all documents)	
<b>Elevations</b>	Ground Level	132.86 m Above Mean Sea Level (AMSL)
	Rotary Table Elevation	9.14 m Above Ground Level (AGL)
	Rotary Table Elevation	143 m Above Mean Sea Level (AMSL)
<b>Well TD</b>	MD/TVD	<b>3956m</b> (-3813m TVDSS)

**Fig1.5 :** Fiche technique sur puits WRDC-1. [Source : Programme de Forage de puits WRDC-1, Sonatrach]



# Chapitre 2

## 1.Introduction :

On peut définir le DST comme des mises en production provisoire effectuées sans modifier l'équipement de puits et permettant de recueillir l'échantillon des fluides contenu dans les roches, d'estimer grossièrement leurs débits et mesurer les pressions de réservoir

## 2.Principe des essais de puits :

Le but poursuivi lors d'un essai de puits est, d'une manière générale, d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir.

Pour cela, on impose une variation instantanée de débit en tête du puits et on mesure, en fonction du temps, l'évolution correspondante de la pression au fond du puits.

L'interprétation d'un essai de puits porte toujours sur une période où, juste après avoir varié, le débit est maintenu constant et où la pression est mesurée :

Si ce débit constant n'est pas nul, il s'agit d'un essai en débit qui provoque une baisse de pression en fond de puits (draw down).

Si ce débit constant est nul, il s'agit d'un essai puits fermé qui provoque une remontée de la pression en fond de puits (build-up)

S'il y a eu plusieurs variations de débit, cela influe sur le comportement de la pression de fond et il faut alors connaître l'historique des débits pour pouvoir interpréter. Aussi, les essais de puits fermés sont préférables aux essais en débit pour lesquels la pression de fond risque d'être perturbée par des fluctuations intempestives du débit.

Cependant, les puits à gaz posent un problème spécifique qui justifie, quand cela est possible (temps suffisant, ...) le recours à plusieurs débits.

Pour déterminer les caractéristiques du réservoir et la productivité du puits, la qualité des mesures de débit est aussi importante que celle des mesures de pression. Un soin particulier doit donc être apporté aux mesures des débits en surface.

En outre, au cours de l'essai de puits des échantillons des fluides produits sont prélevés et la température est enregistrée.

## 3.Principaux objectifs des essais de puits et moyens de les atteindre :

Selon que l'essai de puits est effectué sur un puits d'exploration, un puits de confirmation ou un puits de développement (et dans ce dernier cas que l'essai soit un essai initial ou un essai périodique), les objectifs de base ou l'importance respective de ces objectifs ne sont pas les mêmes.

Cependant, les principaux objectifs d'un essai de puits sont parmi les suivants :

- Déterminer la nature et/ou les caractéristiques des fluides produits.
- Déterminer l'état du puits et son potentiel de production.
- Evaluer les caractéristiques du réservoir.
- Contrôler l'efficacité d'une complétion ou d'un traitement sur le réservoir (stimulation, ...).
- Suivre l'évolution des paramètres relatifs au puits ou au réservoir.

Pour cela, il est nécessaire :

- De prélever un échantillon des fluides produits.
- De connaître le débit des fluides produits.
- De connaître l'évolution de la pression de fond et de la température de fond suite à une variation de débit.

Associés aux informations fournies par d'autres moyens d'investigation, en particulier les diagraphies différées et le carottage mécanique (et dans une moindre mesure les diagraphies instantanées et l'analyse des déblais), la géophysique et la géologie, ces informations sont fondamentales pour :

- Décider de réaliser un avant-projet.
- Bâtir un avant-projet de développement.
- Prendre la décision de développer un champ.
- Élaborer plusieurs projets de développement et établir les prévisions de production correspondantes.
- Choisir un projet de développement.
- Réactualiser les prévisions et optimiser le développement au vu du comportement effectif du gisement lors de son exploitation.

#### **4. Cas des essais sur puits d'exploration (au sens strict) :**

On appelle puits d'exploration, au sens strict, le premier puits qui est foré sur une structure que l'on ne connaît jusqu'à présent qu'à travers des études géologiques et géophysiques.

Pour ce type de puits, les essais s'effectuent en cours de forage. Une zone vierge vient d'être forée où l'on a peu d'information sur les pressions, les fluides en place et les qualités de réservoir.

L'objectif du test est donc par priorité de prouver la présence d'hydrocarbure et de définir :

- La nature et les caractéristiques des fluides en place (y compris l'eau).
- Les caractéristiques de la couche et plus particulièrement la pression initiale.

- la température ainsi qu'une perméabilité et une productivité approximative.
- Le prélèvement d'échantillons "représentatifs" permet de connaître les fluides et des mesures de pression permettent de déterminer la pression initiale de la couche et d'en évaluer la perméabilité.

Les principaux moyens utilisables pour cela sont :

- Les échantillonneurs de formation descendus au câble électrique :
- ✓ **RFT** : Repeat Formation Tester.
- ✓ **MDT** : Modular Dynamic Tester.
- ✓ **FIT** : Formation Interval Tester, par exemple utilisables soit en trou ouvert, soit en trou cuvelé selon le type d'échantillonneur.
- Les garnitures provisoires de test (type DST) en trou ouvert (essai de courte durée, généralement de durée inférieure à 12 heures) ou en trou cuvelé, voire un équipement provisoire de type complétion.

#### **4.1.Échantillonneurs de formation (RFT, MDT, FIT) :**

Ce sont des outils d'investigation rapide, opérés avec un câble électrique, en découvert pour les deux premiers et en cuvelage pour le troisième. Ils permettent une prise de pression de couche et une prise d'échantillon parfaitement localisé et en sécurité puisque le puits reste sous boue. Ces outils permettent d'estimer la perméabilité du réservoir grâce à l'interprétation d'une remontée de pression

##### **A. Garnitures provisoires :**

Le choix entre essai en trou ouvert ou essai en trou cuvelé et le choix du type de garniture sont imposés principalement par le contexte opératoire (à terre, en mer, ...), la durée nécessaire pour l'essai et la nature de l'effluent. La garniture permet d'isoler la zone testée du reste du puits, de soumettre cette zone à une pression réduite, la mettant donc en condition de produire.

Selon la durée de la phase "débit", un volume de l'effluent peut être recueilli en surface, avant remontée de la garniture de test.

L'utilisation de vannes de fond, en réduisant les volumes, minimise l'influence de la compressibilité des fluides sur la courbe de remontée de pression (build-up).

#### **4.2.Détermination de la nature des fluides produits :**

Elle se fait par échantillonnage. Il y a deux modes d'échantillonnage :

- ✓ L'échantillonnage de fond.
- ✓ L'échantillonnage de surface.

### ✓ L'échantillonnage de fond :

Afin d'être représentatif, l'échantillon de fond doit être prélevé au-dessus de la zone perforée et en régime monophasique. Pour les puits de découverte, on ne doit donc pas compter à priori sur la validité des échantillons de fond, à cause de l'incertitude sur la nature du régime d'écoulement en fond de puits (monophasique ou diphasique).

### ➤ L'échantillonnage de surface :

En conséquence, l'échantillonnage de surface (au séparateur) sera à considérer à priori comme le plus fiable et le plus représentatif à condition de l'effectuer avec grand soin. En particulier, il faut optimiser le débit :

Il faut un débit suffisant pour éviter les phénomènes de ségrégation dans le tubing.

Il faut un débit non exagéré pour, si possible, ne pas provoquer d'écoulement diphasique (ou l'apparition de coning) dans le gisement et en fond de puits.

Toutefois pour être en mesure d'effectuer un échantillonnage de surface, il faut disposer de suffisamment de pression et de temps de débit afin de pouvoir établir un débit d'effluent en surface et le stabiliser.

### 4.3.Détermination des caractéristiques de la couche :

On s'intéresse particulièrement aux points ci-après :

- La mesure de la pression vierge : La pression vierge est un renseignement fondamental en soi : les études réservoirs effectuées durant les premiers temps de production sont toutes calées sur ce paramètre initial. Il y a des conditions opératoires à respecter afin qu'aucun doute ne subsiste quant à la détermination de la pression vierge.
- L'estimation de la perméabilité et de la qualité de la liaison couche-trou (le skin)
- Les mesures de pression et de débit et plus particulièrement l'interprétation de la remontée de pression après fermeture du train de test permettent essentiellement :
  - ✓ De déterminer la perméabilité effective de la couche et d'évaluer également la présence de fissures ou de fractures,
  - ✓ D'observer la présence d'hétérogénéités à une certaine distance du puits (faille, changement de faciès, changement de fluide... etc ).

D'estimer la qualité de la liaison couche-trou (skin factor).

Bien qu'il soit toujours préférable d'avoir des débits stabilisés avant la fermeture, l'interprétation peut éventuellement tenir compte des variations de débit pendant la phase débit.

- La mesure de la température du réservoir :L'enregistrement dans le temps de la température de fond (débit et build-up) donne des indications fondamentales sur la nature de l'écoulement.

Par ailleurs, la connaissance précise de la température de fond statique est indispensable aux études PVT faites en laboratoire sur les échantillons prélevés (attention, les températures données par les thermomètres à maxi des enregistreurs de pression, souvent très secoués à la remontée du train de test, ne sont qu'un palliatif).

#### 4.4. Conclusions et recommandations

Dans les puits de découverte, on doit s'attacher à enregistrer et échantillonner un maximum de choses même si l'intérêt n'en est pas évident à priori.

Les "cuttings", les carottes et les "logs" effectués peuvent indiquer la présence d'hydrocarbures, mais ces derniers ne sont véritablement prouvés que lorsqu'ils auront été "testés".

Sur un premier puits, il faut surtout prouver la présence d'hydrocarbures récupérables et réaliser un échantillonnage correct.

Les moyens de calculs sont beaucoup plus élaborés pour l'interprétation des pressions que pour les corrélations de PVT. On ne craint donc pas trop les effets pouvant compliquer la remontée de pression (skin et effet de capacité, débit non parfaitement stabilisé, etc... ). Si le test est techniquement réussi, on pourra toujours estimer la perméabilité ; Par contre, si tout ce qui concerne l'échantillonnage n'a pas été correctement réalisé et scrupuleusement enregistré, l'utilisation des échantillons peut même devenir impossible.

#### 5. Cas des essais sur puits de confirmation :

Ces puits, réalisés aussi pendant la phase exploration, sont aussi appelés puits d'appréciation ou selon l'objectif premier visé : puits de délinéation.

L'approche n'est plus la même. Les premiers renseignements ont été obtenus sur le puits d'exploration ou les précédents puits de confirmation. On ne cherche donc plus à prouver une découverte mais à recueillir suffisamment de données pour pouvoir bâtir ou finaliser un avant-projet.

Le programme de l'essai de puits, généralement plus complet est bâti à l'aide des connaissances acquises lors des essais effectués sur le ou les puits précédents.

On cherche tout d'abord à confirmer les premiers résultats :

- Obtenir un échantillon parfaitement représentatif (par exemple par échantillonnage de fond en respectant un débit limite estimé dans le cas où il y a possibilité d'être au fond dans des conditions monophasiques).

- Confirmer et/ou préciser les caractéristiques réservoirs déjà obtenues (pression, perméabilité, et productivité du puits, ...).

On cherche également, si le temps le permet, à déterminer les caractéristiques lointaines de la couche :

- ✓ Perméabilité lointaine.
- ✓ Présence d'hétérogénéités latérales et/ou verticales, de discontinuité, de faille.
- ✓ Limites du réservoir, mécanismes naturels de drainage.

L'utilisation combinée de ces renseignements avec les résultats obtenus par d'autres moyens tels que lithologie, diagraphies différées, permet d'effectuer les premières corrélations entre puits et donc d'avoir une image à l'échelle du gisement et non plus seulement à celle du puits.

On s'efforce de respecter scrupuleusement le programme qui aura été défini au préalable à partir des connaissances acquises antérieurement. Ce programme doit comporter des indications sur le timing de l'essai (de façon à pouvoir se situer dans de bonnes conditions d'interprétation), le choix des duses (principalement pour les tests à gaz) ainsi que la fréquence et la précision des mesures de débit, de pression de tête, de densité, de GOR, de WOR et de température à effectuer.

Ces essais, étant souvent de plus longue durée, ont généralement lieu en trou cuvelé soit avec une garniture de type DST, soit de préférence avec un équipement provisoire de type complétion.

## **6.Cas des essais initiaux sur puits de développement :**

Dans ce contexte, les fluides sont généralement bien connus. L'échantillonnage constitue donc un objectif important pour un tel essai seulement dans le cas d'un puits structurellement éloigné ou isolé de la zone déjà développée.

L'effort porte donc principalement sur la détermination des caractéristiques du réservoir au moyen de l'analyse des mesures de pression et de débit.

Le premier objectif de l'essai sur un puits de développement est d'évaluer l'état du puits et ses abords. Les paramètres suivants sont recherchés :

- ✓ La qualité de la liaison couche-trou (skin factor).
- ✓ La perméabilité proche (et lointaine).
- ✓ La productivité actuelle et la productivité potentielle du puits,
- ✓ La pression statique du réservoir au moment de l'essai.

En conséquence, il est de bonne pratique d'effectuer un essai de puits immédiatement après la mise en exploitation du puits (en production ou en injection).

Cette pratique permet :

- De prendre diverses décisions pour ce puits ou pour les puits suivants à développer (modification en ce qui concerne la liaison couche-trou, traitement éventuel, ...).
- De vérifier l'efficacité de la complétion ou d'une stimulation initiale.
- D'obtenir des données de référence pour la comparaison avec les performances futures.

Le deuxième objectif est de porter l'investigation à une échelle plus grande du réservoir pour estimer :

- les hétérogénéités (perméabilités verticales et horizontales, failles, fractures, ...) et les limites.
- Les interférences entre puits de développement.
- Le degré de communication entre plusieurs zones.
- Les mécanismes naturels de drainage (activité d'un aquifère, ...).

Ceci conduit à une meilleure connaissance des données du réservoir et donc à une meilleure vision du développement du gisement.

Pour ce faire, on est généralement conduit à adopter une durée de débit puis une durée de fermeture suffisamment longue pour s'affranchir des effets transitoires néfastes au niveau du puits et aussi pour "voir" ce qui se passe le plus loin possible. Des essais d'interférence ou des pulses-tests permettent aussi de faire porter l'investigation sur la partie de réservoir comprise entre deux puits (continuité de la couche, ...).

Ces essais sont en principes réalisés avec l'équipement définitif en place. Cependant, dans certains cas (choix du niveau à mettre en exploitation, stimulation, ...) ils peuvent être réalisés avec une garniture provisoire avant l'équipement définitif du puits.

## **7. Cas des essais périodiques sur puits de développement :**

Ces essais sont bien entendu réalisés avec l'équipement de complétion alors en place dans le puits. La fermeture du puits peut avoir lieu en tête (mais dans ce cas se pose le problème de l'évaluation et de la prise en compte de l'after-flow pour l'interprétation). Cependant, il existe de nos jours des outils que l'on vient placer dans un siège classique et qui permettent de fermer en fond de puits. Les objectifs sont nombreux et variés et s'inscrivent dans le cadre d'une politique de surveillance des puits élaborée sur l'ensemble du gisement.

Un premier souci est de surveiller l'état de santé du puits et en particulier :

- De suivre l'évolution de la productivité du puits et donc de l'endommagement aux abords du trou.

- De détecter, de situer ou de comprendre des "anomalies" au niveau de la liaison couche-trou (coning, problèmes liés à l'exploitation simultanée de zones multiples, fuites, ...).

Un deuxième aspect est de surveiller le comportement plus global du gisement et en particulier de suivre l'évolution :

- De la pression statique du réservoir (ce qui permet, entre autres, d'évaluer la nécessité ou l'efficacité d'un procédé de maintien de pression),
- Des interfaces, ....

Pour ce faire, il peut être nécessaire de ne pas se cantonner aux essais "débit-pression" mais de recourir aussi aux diagraphies de production (PLT, TDT, ...).

Ces diagraphies de production permettent aussi d'obtenir des informations sur l'équipement du puits lui-même, sur le tubing en particulier (dépôt, corrosion, fuite, ...).

Toutefois, l'interprétation des diagraphies de production est assez souvent difficile à faire si l'on n'a pas pris le soin de réaliser un jeu de référence avant que les problèmes ne se présentent.

Selon le diagnostic qui est alors posé, des "remèdes" divers peuvent alors être envisagés (traitement de la couche, réduction de débit, abandon d'une zone, changement de zone, fermeture du puits, activation, maintien de pression, ...).

## 8. Les objectifs de DST :

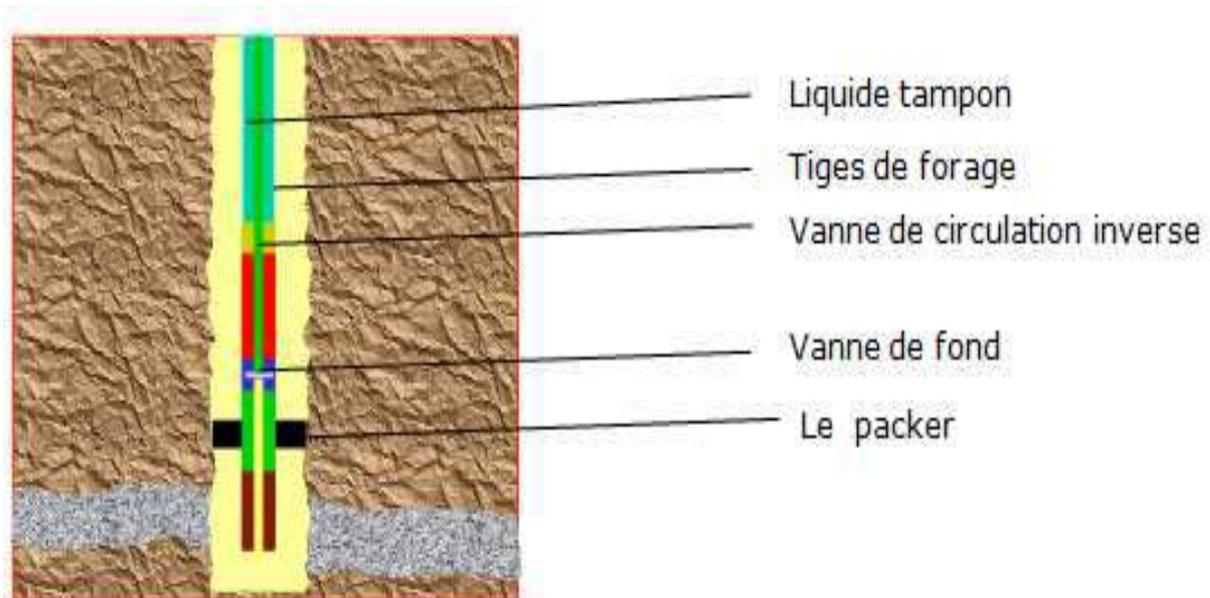
Les tests en cours du forage (Drill Stem Test : DST) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délinéation (délimitation du champ). Ils consistent en la mise en production temporaire d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances. Le test permet de mesurer la pression et le débit de l'effluent, afin d'évaluer la perméabilité du réservoir et la réserve, et prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques (viscosité, salinité, degré API, etc...). Les DST réalisés en exploration donnent la priorité à la détermination de la nature des fluides en place et les caractéristiques de la roche réservoir. Sur les puits de délinéation, on cherchera plutôt à confirmer les premiers résultats et obtenir un échantillon parfaitement représentatif de l'effluent. Sur les puits de développement, ayant suffisamment d'informations sur le réservoir et les fluides qu'il contient, on s'approfondira dans l'analyse des pressions. Les principaux paramètres recherchés sont :

- ✓ Pression statique.
- ✓ Perméabilité.
- ✓ Endommagement aux abords du puits.

### 9. Principe d'un DST :( figure 2.1).

Le principe d'un DST est la mise en place d'une garniture de complétion provisoire Afin de mettre le réservoir en production, et donc de réduire la pression hydrostatique de la boue au droit de réservoir pour le débit.

On ancre un joint d'étanchéité appelé packer au-dessus du réservoir, qui sert à supporter la colonne de la boue. La pression à l'intérieur du train de test est très faible par rapport à celle du gisement, et est égale à la pression hydrostatique du liquide tampon, qui permet à l'effluent de sortir dès l'ancrage et l'ouverture de la vanne du testeur, et remonter par l'intérieur du train de test jusqu'à ce qu'il arrive en surface. Là, il passe par un système de vannes appelé tête de production et un petit manifold de duses avant de partir vers l'installation de séparation et stockage ou élimination.



**Fig2.1** : Exposition générale d'une garniture de test. [Source :PRO01078 - Essais des puits - objectifs, matériel ]

### 10.Facteur de décision:

Exécuté un test est tout jours une opération délicate. Il faut avant d'en décider, s'assurer que l'opération put être réalisée en sécurité et dans des conditions techniques acceptables.

### 11. Sécurité de l'opération:

Pour assurer la sécurité de l'opération, il faut étudier:

- Les conditions extérieures.
- Le puits.
- Le matériel.

a. Les conditions extérieures de déroulement du test:

- Dans la mesure du possible, on s'efforcera d'effectuer de jour l'ensemble de la préparation, mais dans beaucoup (tests profonds notamment) cette condition n'est pas réalisable. Le planning du test doit alors être calculé pour que dans tous les cas les opérations d'ouverture. De circulation inverse et de désancrage du packer soient réalisées de jour.
- On évitera de faire un teste avec des conditions météorologiques défavorable. Nous rappelons que dans le cas des tests en mer, les condition météo-océanographiques son d'une importance capitale, à partir d'un engin flottant notamment le test en trou tubé ne peut avoir lieu qu'avec des pilonnemens fiables couverture météo favorable.

b. Le puits:

L'horizon soumis à investigation est généralement mis en évidence en cours de forage par:

- Un changement de terrain.
- Des indices.
- Des pertes.

Mais quelle que soit la nature des éléments, il faut s'assurer avant de décider d'un test (au moyen de logs électriques et de carottage mécanique si nécessaire):

- ✓ Des caractéristiques essentielles des formations à tester (lithologie –épaisseur-cotes-pression).
- ✓ Dans la mesure du possible, de la nature des fluides attendus; en particulier si on attend un gaz acide, le test ne pourra être envisagé que dans certaines conditions particulières.

c. Le matériel :

1) Appareil de forage:

L'appareil proprement dit doit être de capacité suffisante et comporter les sécurités nécessaires notamment en ce qui concerne les moteurs et les installations électriques

2) L'installation de surface:

Doit être complète: manifold de duses: torches, dégazeur et éventuellement groupe de pompage haute pression, réservoir de stockage de l'effluent, séparateur.

3) Matériel de fond:

La garniture de tiges doit être en excellent état, l'ensemble du train de test doit être soigneusement contrôlé et dans la mesure où les conditions de test sont sévères (pression différentielle, température), il faut équiper tous les outils de garniture et joints neuf à chaque opération.

## 12. Domaines d'application des tests :

### 12.1. En trou non tubé :

Le DST en trou ouvert est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique non tubé supposé contenir des hydrocarbures. Cet intervalle est isolé par un packer ancré immédiatement au dessus (test standard), soit par deux packers ancrés de part et d'autre (Straddle test), le second packer ayant pour but d'isoler cette zone d'une autre, situé plus bas. Dans les deux cas les packers sont ancrés dans le découvert.

De part les risques encourus : coincement, fuites fréquentes au(x) packer(s), ce type de DST ne peut être que de courte durée. Il est pratiqué dans les puits d'exploration à gradient normal.

Il permet une investigation géologique rapide (reconnaissance des fluides):

- Soit pendant le forage : tests en descendant par paliers de 9 à 30 mètres avec utilisation d'un packer.
- Soit lorsque le forage a atteint sa côte finale, dans ce cas si il y a plusieurs intervalles géologiques à tester l'utilisation de deux packers est nécessaire excepté pour la zone à tester la plus basse qui n'a pas à être isolée.

#### Remarque :

Si la pose d'un tubage est décidé, de nouveaux tests sont généralement entrepris pour obtenir plus d'informations (perméabilité, potentiel...), sur les zones qui ont été jugées intéressantes lors du ou des tests pratiqués dans le découvert.

#### 12.1.1. Avantages et inconvénients des tests pratiques en trou non tubé :

##### ❖ **Avantage :**

- Simplicité du test, l'équipement de surface peut être réduit au maximum,
- Rapidité de mise en œuvre et temps opérationnel réduit,
- Permet d'éviter les problèmes de mauvaise cimentation derrière le tubage, donc une très bonne fiabilité concernant l'identification de l'effluent contenu dans le niveau testé,
- Ne perturbe pas l'avancement du programme de forage,
- Peut éviter, en fin de trou, la descente d'un tubage non justifié (puits sec).

##### ❖ **Inconvénients :**

- Risque d'un coincement toujours important, ajouté à une instrumentation plus délicate qu'en trou tubé,
- Type de test non adapté pour les réservoirs non consolidés,

- Etanchéité parfois problématique du packer si le trou n'est pas bien calibré,
- Information, obtenues au cours de ce genre de test, très limitées (cela est dû aux faibles débits imposés lors de ce type de DST).

### 12.2. En trou tubé :

Le DST en trou tubé est une mise en production de courte durée d'un intervalle géologique, après descente d'un tubage au droit de cet intervalle. Le tubage est perforé au droit de la zone à tester et un packer est ancré au dessus pour assurer l'isolation annulaire pendant les opérations de test. Toutefois, dans certains cas, la zone à tester n'est pas tubé mais le packer est ancré dans le tubage technique situé au-dessus.

La vanne de fond (tester) peut être soit à commande mécanique comme pour les tests en trou ouvert, soit à commande par pression annulaire.

Le domaine d'application des DST en trou tubé couvre pratiquement tous les cas envisageables:

- Appareils de forage fixes ou flottants,
- Puits droits ou déviés,
- Zone à tester avec gradient de pression normal ou anormal,
- Puits à faible ou grande profondeur.

Le DST en trou tubé permet généralement d'atteindre tous les objectifs du test en puits d'exploration et de délinéation.

La seule restriction qui peut être envisagé, a trait à la sécurité :

- Puits à gaz à haute pression et/ou à fort pourcentage de gaz corrosif,
- Programme du test nécessitant une durée opératoire longue.

Dans ces deux cas, la descente d'une complétion temporaire peut être soit préférable, soit obligatoire.

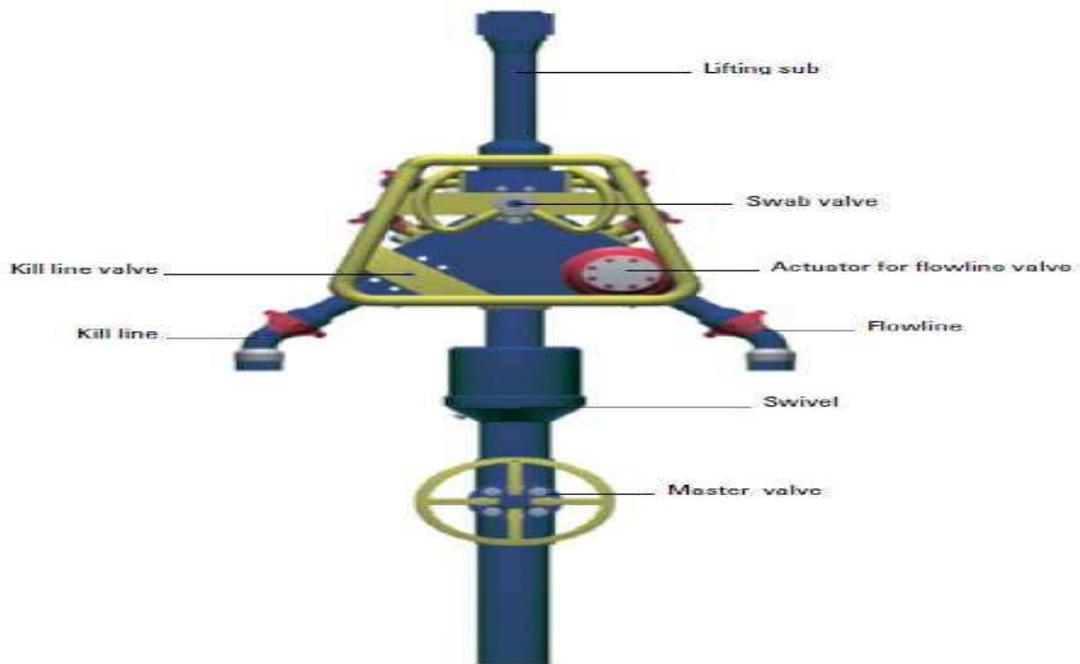
### 13. Test de couche sélectif ( straddle test ):

Si la zone à tester est loin du fond du puits ou au dessus d'un autre niveau réservoir, la partie inférieure du puits peut être isolée de cette zone à tester par un packer supplémentaire.

Pour ce faire on utilise généralement une garniture de test :

- avec deux packers gonflables, en trou ouvert.
- avec un packer récupérable et un bridge plug, en trou cuvelé.

## 14. Les équipements de surface :



**Fig2.2** : flow head. [Source : [WWW.slb.com](http://WWW.slb.com)].

### 14.1. Flow head : ( figure 2.2).

#### a) Rôle de chaque élément :

- ✓ Master valve : pour la fermeture totale de l'intérieure autant que la partie supérieure restera fixe.
- ✓ Flowline valve : c'est une vanne hydraulique à fermeture rapide. Elle sécurise le circuit débit.
- ✓ Flowline : sortie du débit.
- ✓ Kill line valve : c'est une vanne manuelle, durant toute l'opération de test rest fermée. Elle ne s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface 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.

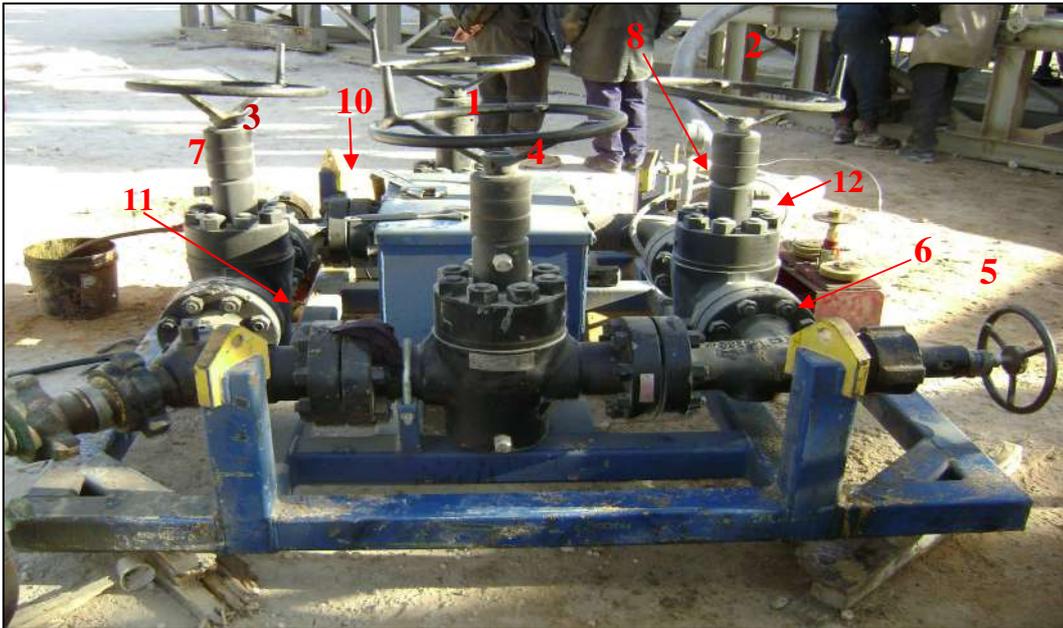
#### b) Manipulation du flow head :

##### Pour test équipements :

- ✓ Master valve fermée.
- ✓ Flow line ouverte.
- ✓ Kill line ouverte.
- ✓ Swab valve fermée.

**Pour opération DST :**

- ✓ Master valve ouverte.
- ✓ Flow line valve ouverte.
- ✓ Kill line valve fermée.
- ✓ Swab valve fermée (sauf pendant l'utilisation des opérations spéciales).

**14.2 Manifold de duses (figure 2.3).**

**Fig 2.3 :** Manifold de duses .[Source : [WWW.slb.com](http://WWW.slb.com) ]

- |                   |                          |
|-------------------|--------------------------|
| 1. Vane.          | 8. Manomètre avant Duse. |
| 2. Vanne          | 9. Purge                 |
| 3. Vane.          | 10.manometre après duses |
| 4. Vane.          | 11.duses fixe            |
| 5. Vane.          | 12.porte thermomètre     |
| 6. Duse réglable. | 13.porte thermomètre     |
| 7. Purge.         |                          |

**Comment manipuler un manifold:****Pendant test équipement:**

- a) Test avant Duse:
- ✓ Vannes (1 ; 2)-fermées.
  - ✓ Vanne (3 ; 4)-ouvertes.
  - ✓ vanne (6 ; 7)-fermées.

- b) Test après Duse:
  - ✓ Vannes (1 ; 2)-ouvertes.
  - ✓ Vannes (3 ; 4)- fermées.
  - ✓ Vannes (6 ; 7)-fermées.

### **Pendant opération de DST:**

- a) Passage sur Duse réglable:
  - ✓ Vanne (3)-fermée.
  - ✓ Vannes (1 ; 2 ; 4)-ouvertes.
  - ✓ Purge (7)-fermée.
  - ✓ Purge (6)-ouverte.
- b) Passage sur Duse fixe:
  - ✓ Vanne (4)-fermée.
  - ✓ Vannes (1 ; 2 ; 3)-ouvertes.
  - ✓ Purge (7)-ouvertes.
  - ✓ Purge (6)-fermée.

### **Pendant changement de Duse fixe et contrôle de Duse réglable:**

- a) **Changement de Duse fixe:**
  - ✓ Vannes (4 ; 2)-fermées.
  - ✓ Vannes (1 ; 3)-ouvertes.
  - ✓ Purge (6)-obligatoire ouverte.
- b) **Contrôle de Duse réglable:**
  - ✓ Vannes (4 ; 2)-ouvertes.
  - ✓ Vannes (1; 3)-fermée.
  - ✓ Purge (7)-obligatoire ouverte.

**Conseil:** S'assurer qu'il y'a aucune pression ni avant ni après celle-ci, avant d'ouvrir le bouchant de la Duse. Avant de changer un manomètre, il faut fermer le robinet existant à son dessous.

### **14.3.Manifold gas:**

Celui-ci est placé à la sortie du choke manifold DST. Pour faire branchement d'un coté avec le séparateur et l'autre coté avec le rig manifold (pour retour de boue pendant la circulation inverse).

**14.4.Pipings:** Ce sont des manchettes de branchement. Celui ci est utilise pour connecter entre le manifold gas, séparateur,torche et bac de jaugeage.

14.5. Le tampon d'eau :

La hauteur de tampon d'eau utilisé est : 144 m, ce qui a donné une pression hydrostatique :

$$P_h = (D_b \times H \times 14.22) / 10.22. \text{psi}$$

Donc : **Ph (tampon) = 186.34 psi.**

14.6. Séparateur : ( figure 2.4).

Il donne les paramètres de puits (pression différentiel ; pression de séparation ; température d'huile ; température de gaz ; débit d'huile ; débit de gaz et débit d'eau ).

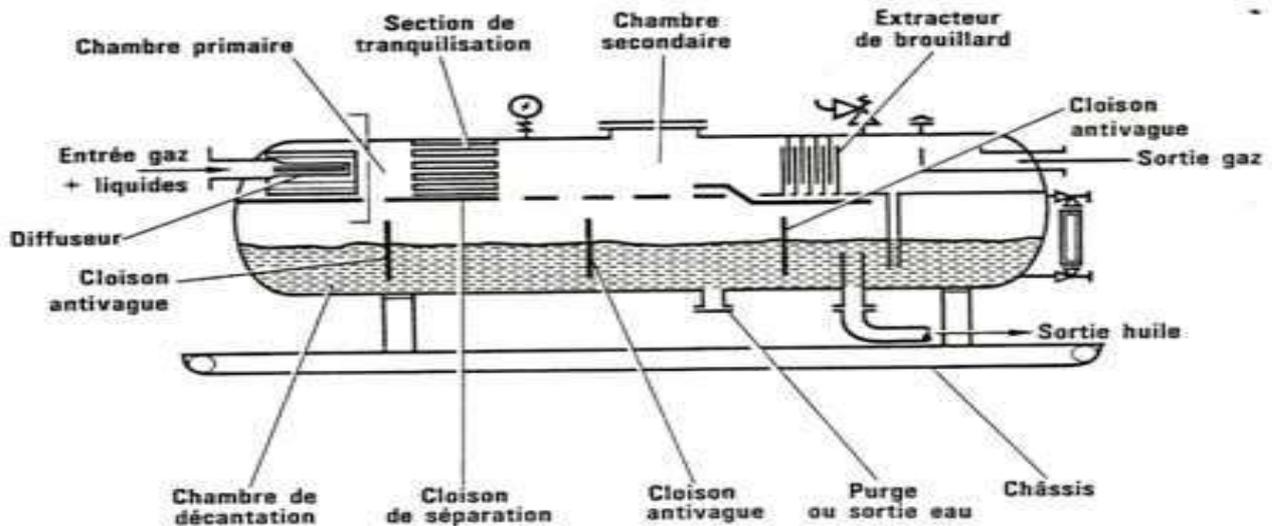


Fig2.4 : Le séparateur.

[Source : [WWW.slb.com](http://WWW.slb.com) ]

14.7. Bac : ( figure 2.5).

Pour calculer le facteur de correction ou le débit d'huile si ce débit est inférieur a 200 bbl /j

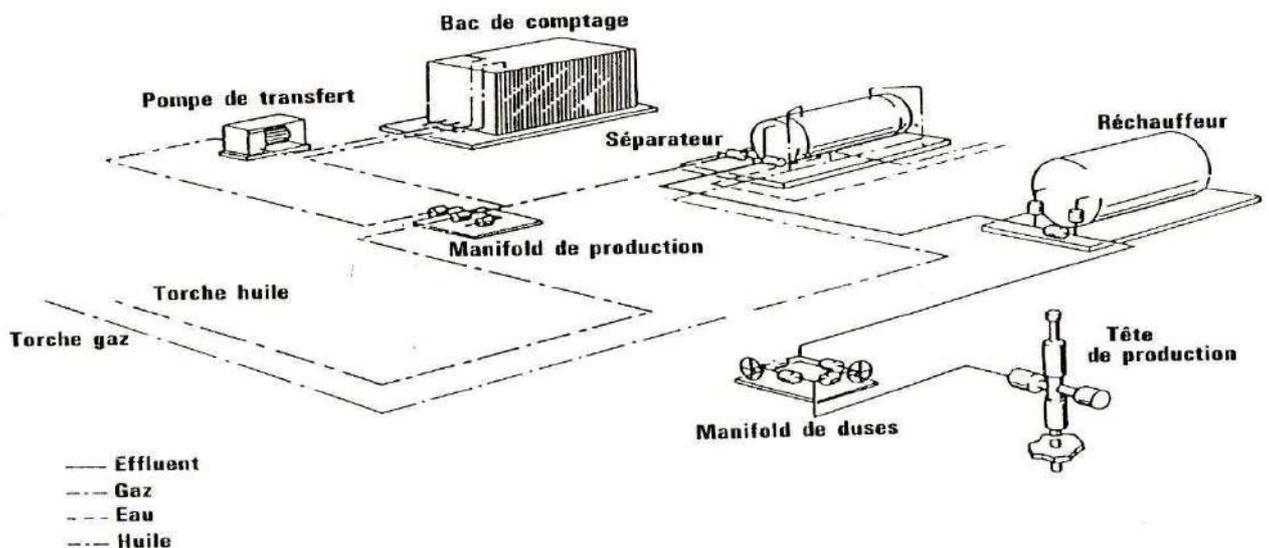


Fig2.5: Installation des équipements de surface .

[Source : [WWW.slb.com](http://WWW.slb.com) ]

## 15. Les types de train dst (équipement de fond) :

### 15.1. Train de test multi-flow évaluateur (MFE)

Cet outil nous permet d'avoir plusieurs ouverture et plusieurs fermeture ; ainsi que de récupérer un échantillonnage en surface du dernier débit avec les mêmes données de fond.

#### a) Manœuvre :

Il se manœuvre par un simple déplacement longitudinal cyclique (en passant par le point neutre). Lorsque, pendant les manœuvres, le poids de train de test n'appuie plus sur le packer, un dispositif permet à la garniture de celui-ci de rester comprimée.

#### b) Point neutre :

On appelle point neutre lorsque la garniture ni en traction ni compression. Celui-ci est visuel au cours de la manœuvre.

#### c) Avantage :

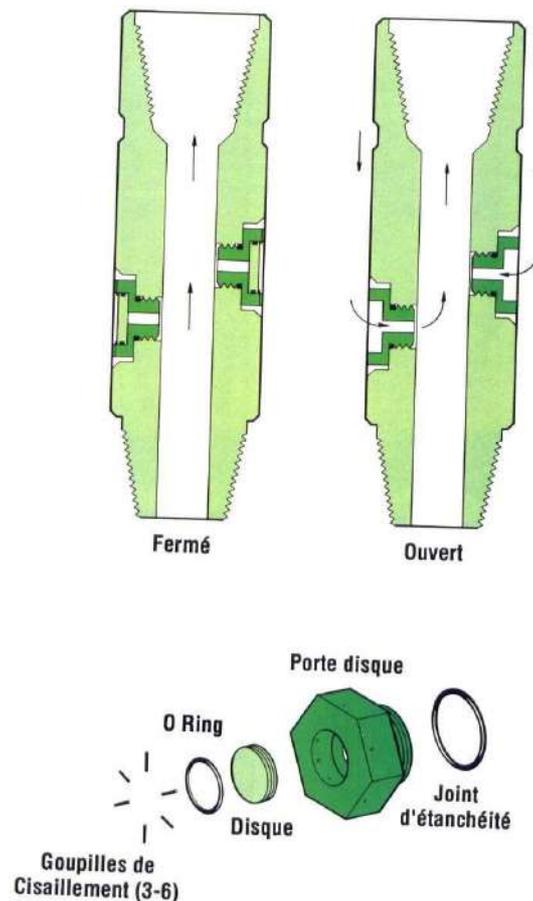
- Simplicité de manœuvre :
- Possibilité d'exécuter autant de cycle d'ouverture et de fermeture.
- Indication visuelle de l'ouverture.
- Existence de deux vannes en série, ce qui augmente la sûreté de fermeture.
- Existence de la chambre d'échantillonnage (qui nous permet de récupérer le fluide du dernier débit avec les mêmes paramètres du fond).

#### 15.1.1. Composition du train de test MFE open hole (non tubé):

1. Flow head.
2. Bar dropper.
3. Tiges de forage.
4. Masses tiges.
5. Pump out sub.
6. Masse tige.
7. Break of plug.
8. Masse tige.
9. Catcher sub.
10. MFE tester.
11. Coulisse hydraulique.
12. Joint de sécurité.;
13. Safety seal.
14. By-pass.
15. Packer bob tail (Pour open hole) .

## 16. La béquille

(Masse tiges +Crépines lourdes +Porte enregistreurs et le sabot).



**Fig 2.6 :** Vanne à plaque d'éclatement.(Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels).

### 15.1.2. Rôle de chaque élément composant :

#### A).Bar dropper :

- C'est une réduction portant un loquet qui permet à suspendre la barre de charge, jusqu'à son largage à la fin de l'opération (ou pendant la circulation inverse) .

#### B).Pump out sub :

- C'est un élément de circulation inverse, qui s'ouvre par éclatement de ses pastilles (Après avoir exercé à l'intérieur des tiges une pression = la Pression hydrostatique + 1200 psi).
- C'est un élément de secours pour circulation après le break of plug.(fig. 10)

#### C).Break of plug :

- C'est un raccord de circulation inverse, qui porte des goupilles. Qui se cassent après largage de la barre de charge et provoquent une communication entre l'intérieur et l'annulaire. (Fig 11)

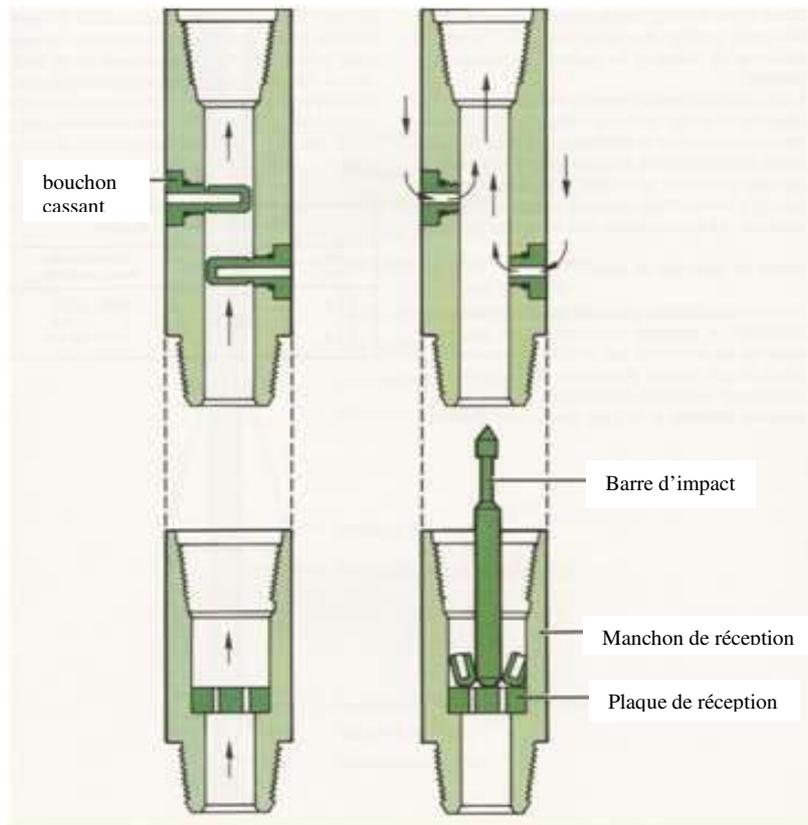


Fig2.7 : Vanne à percussion.(Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels).

#### D).Catcher sub :

C'est un siège de la barre de charge après cassure des goupilles.

#### E). MFE tester :

• Les fonctions de cet outil sont: sélection de la position, temporisation avant l'ouverture et échantillonnage en fin de test.

Chacune de ces fonctions est assurée par un dispositif particulier dont la description détaillée est donnée ci-dessous.

##### • Dispositif de sélection

- Le dispositif de sélection est composé de trois pièces:Spline Mandrel,Spline Sleeve et J-Pin.
- Ce dispositif a pour fonction de faire passer l'outil de la position ouverte à la position fermée ou inversement.
- Le Spline Mandrel est consolidé au mandrin du MFE tester et au cours de manoeuvre fait un mouvement rectiligne ( C'est une rainure de guidage ). Voir (figure 11).
- Le J-Pin sous forme de clavette fixé au Spline Sleeve au cours de manoeuvre glisse sur la Spine Mandrel ,et provoque une rotation libre de 180°au Spline Sleeve. Et cette dernière assure la sélection de la position effectuée.

- **Dispositif de temporisation :**

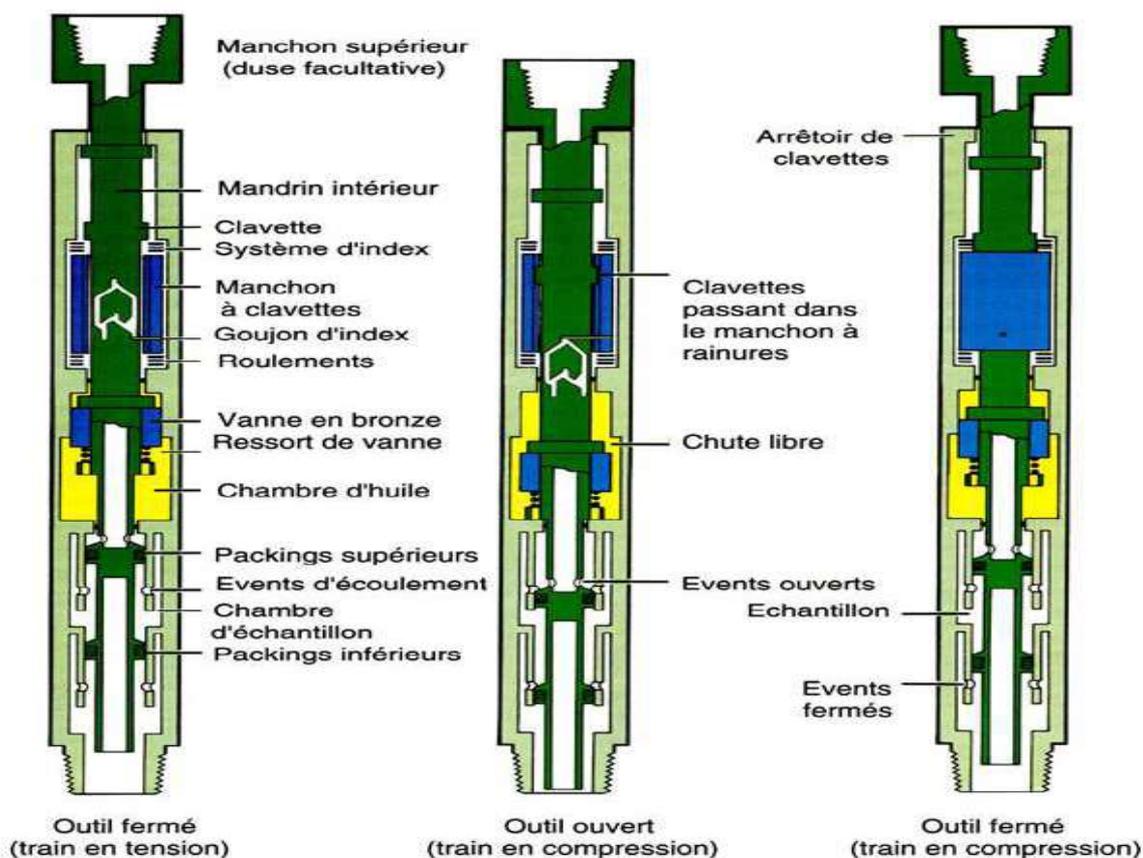
- Ce dispositif est conçu de faire un retard d'ouverture de l'outil (1mn à 10mn).Celui ci évite l'ouverture de l'outil au cours de la descente en cas d'accrochage du packer ou d'une grande poussée d'ARCHIMED.
- Après l'ancrage, la descente du mandrin est très lente . Jusqu'au dernier pouce (2,5 cm) de la course, elle devient très rapide ( c'est l'ouverture ).
- Ce dispositif se présente, par un compensateur de piston qui a pour rôle de ralentir le passage d'huile de la partie inférieure à la partie supérieure de la chambre d'huile

- **Dispositif d'échantillonnage :**

- Ce dispositif se présente, par une chambre d'échantillonnage de double fermeture.
- Elle est située à la partie inférieure de l'outil. Elle se ferme lorsque le mandrin est en position haute. Elle permet de récupérer le dernier échantillon du dernier débit, avec les mêmes caractéristiques de fond. On peut la purger sur chantier ou la transporter au laboratoire.

Remarque :

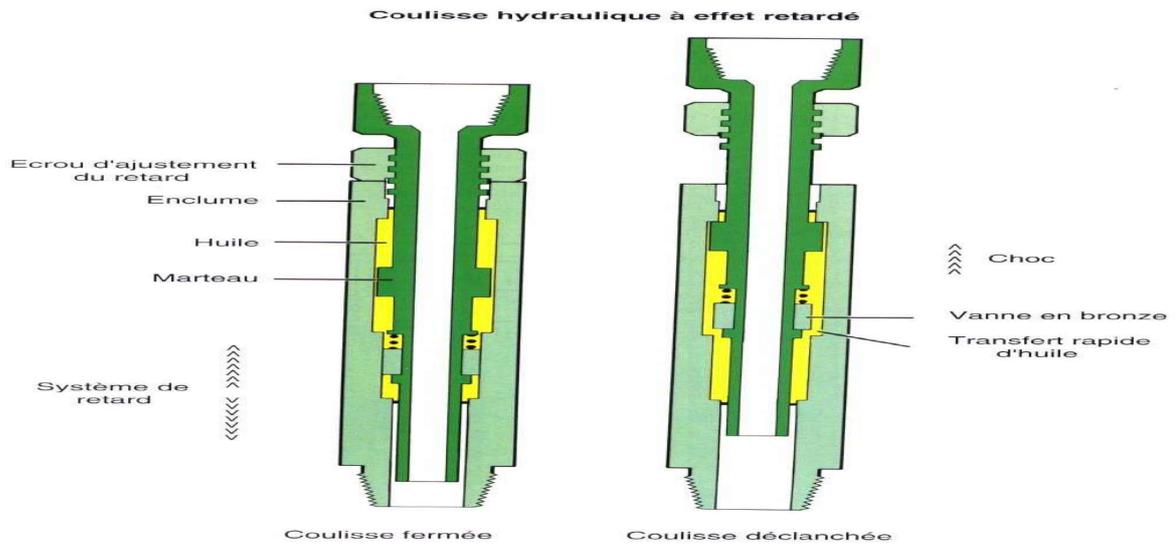
- Cette chambre monte en surface avec la même pression de fond.
- Elle est dotée d'une soupape de sécurité tarée 11500 Psi. (Figure 2.8).



**Fig 2.8 :** Le testeur MFE .[Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériel].

**F).Coulisse hydraulique :** (figure 2.9)

- Celle-ci est utilisée pour effectuer un battage en cas de coincement du packer.



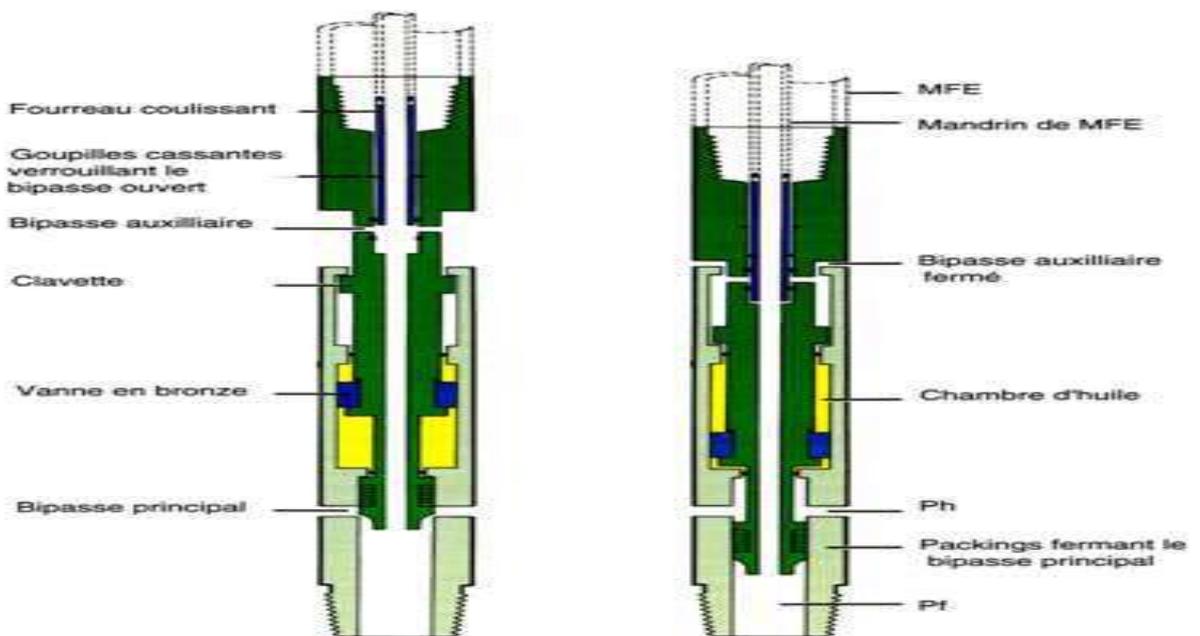
**Fig 2.9 :** Coulisse hydraulique . [Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériel ].

**G).Joint de sécurité :**

- Celui ci est doté d'un filetage rapide, pour en cas de nécessité le dévisser et récupérer la partie supérieure.

**H).By pass :** (figure 2.10)

Celui-ci son rôle d'évité d'endommager la formation au cours de ladescente, d'égaliser la pression pendant le dés ancrage et d'évité le pistonnage durant la remontée.



**Fig2.10:** Le MFE by-pass. [Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels].

**I).Safety seal :**

- Cet élément a pour rôle de garder le packer comprimé durant la manœuvre de translation.
- Cet outil fonctionne grâce à un système hydraulique composé d'une chambre supérieure et d'une chambre inférieure renfermant de l'huile et reliées par deux circuits indépendants. L'un de ces circuits comporte un clapet différentiel (spool valve) et l'autre un de non retour (check valve).

- **Fonctionnement après la descente**

La pression hydrostatique règne aussi à l'intérieur qu'à l'extérieur de l'outil ; le clapet différentiel (Taré 150 Psi )autorise libre le passage d'huile d'une chambre à l' autre.

Ancrage. Lorsque l'on relâche le poids, l'huile passe, à travers le clapet différentiel,de la chambre inférieure dans la chambre supérieure. Après quelques instants le packer s'ancore ,le by pass se ferme et leMFE proprement dit s'ouvre. Ceci a pour conséquence de faire tomber la pression à l'intérieur du mandrin du safety seal, donc le clapet différentiel se ferme.

La pression sous le packer est alors sensiblement plus faible qu'elle ne l'est au dessus ; la force ainsi crée écrase un peu plus la garniture.

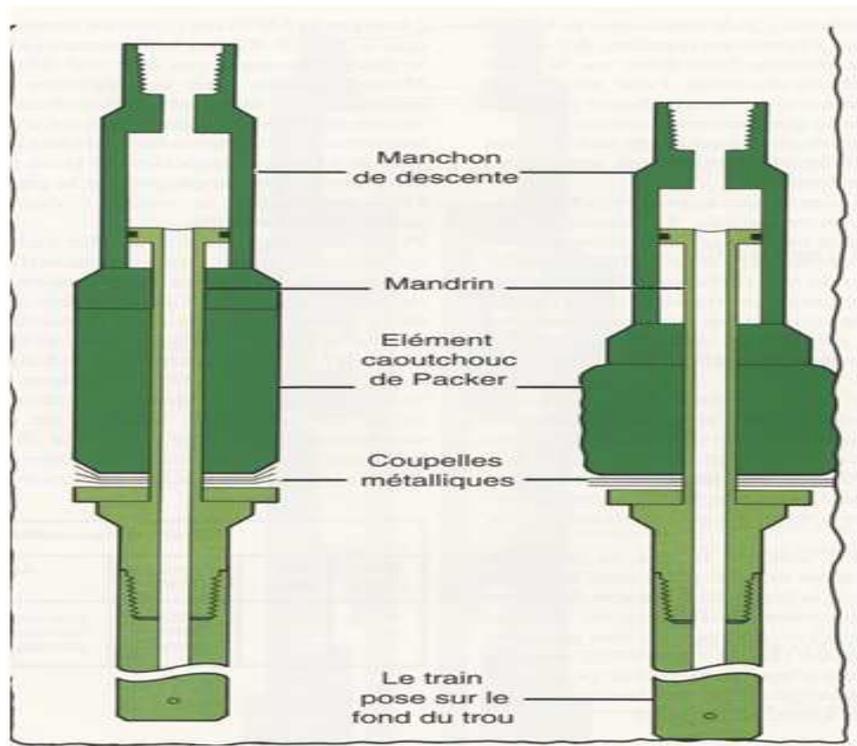
Pendant ce temps une partie de l'huile restant dans la chambre inférieure, passe dans la chambre supérieure à travers le clapet de non retour jusqu'à ce que l'équilibre soit obtenu.

Dés ancrage.

Mettre la garniture en traction de 2mn à 10mn, jusqu'à l'ouverture du by pass et l'aménagement de l'huile de la chambre supérieure à la chambre inférieure

**J).Packer.** (figure 2.11)

- Il sert à isoler la formation de la pression hydrostatique. Il comporte une garniture, qui se comprime au cours de l'ancrage .
- Le packer utiliser est appeler bob tall .



**Fig 2.11 :** Packer open hole . (Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels).

Il existe un autres packer à ancrage sur les parois de la formation. (Figure 16)

#### **k).La béquille.**

- Celle-ci est composée par des masses tiges et des crépines lourdes.

#### **L).Le sabot.**

- C'est un élément lourd son utilité pour pose béquille.

#### **15.1.3.Les différents problèmes au cours d'un test open hole :**

- \*Fuite au packer ;
- \*Coincement par pression différentielle ;
- \*Coincement par éboulement ;
- \*Coincement par gonflement des argiles ;
- \*Coincement par le non déverrouillage de l'élément du maintien du packer ;
- \*Perte de boue ;
- \*Bouchage pendant la circulation.

#### **15.1.4.Poids d'ancrage.**

- Poids sur packer (Pour terrain consolidé) = Diamètre du trou X 01 tonne
- Poids sur packer ( Pour terrain non consolidé ) = Diamètre du trou X 1,25 tonne.

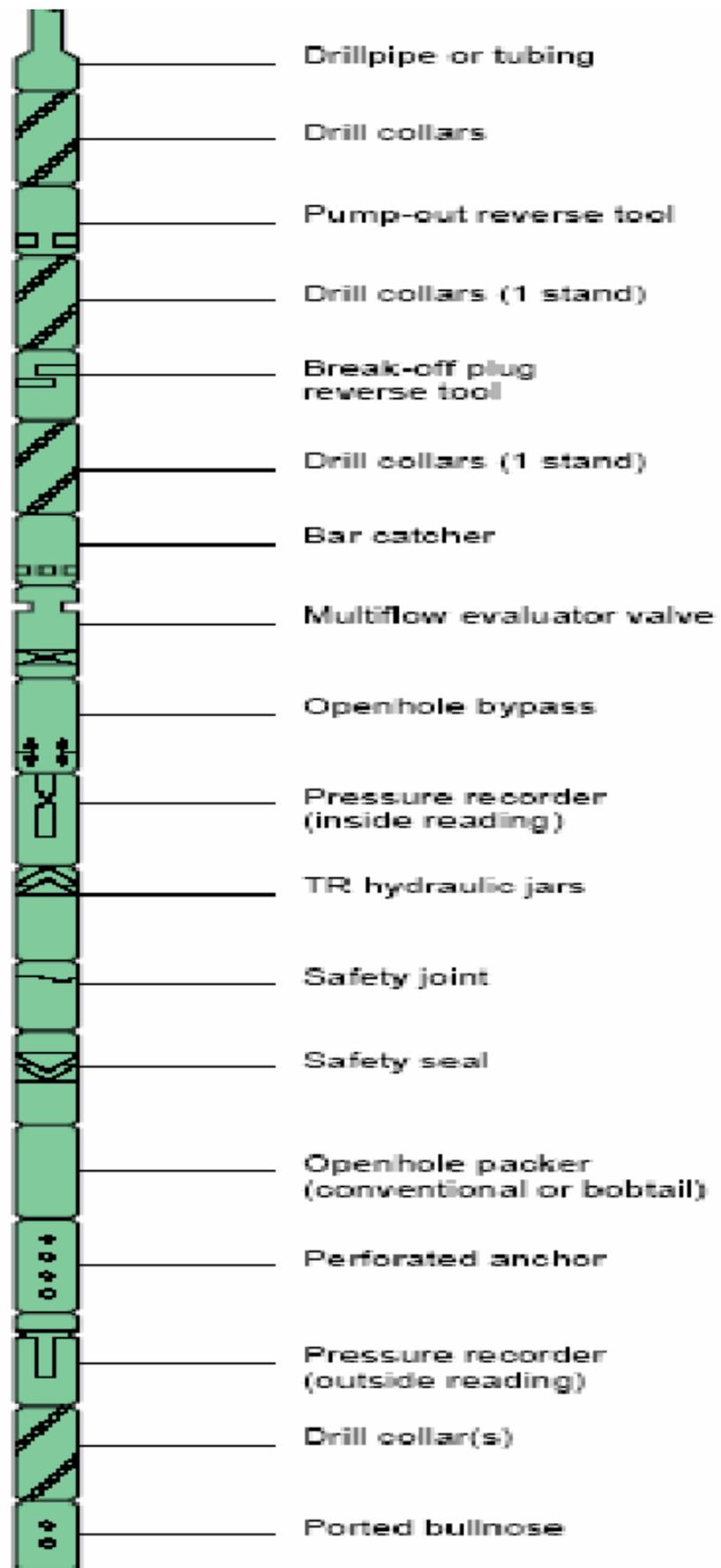


Fig2.12 : String MFE open hole.

[Source : [www.flopetrol.com](http://www.flopetrol.com)].

## 15.2. Test casing MFE(trou tubé):

### Composition du train de test :

1. Flow head.
2. Tige de forage.
3. Masses tiges.
4. Pump out sub.
5. Masse tige.
6. Break of plug.
7. Masse tige.
8. Catcher sub.
9. MFE tester.
10. Bias.
11. Coulisse hydraulique.
12. Joint de sécurité.
13. Packer positest positrieve ou d'autre type pour casing (Celui-ci est doté d'un by pass).
14. Crépines légères.
15. porte enregistreurs.
16. Sabot (Fait l'extrémité de l'assemblage).

#### 15.2.1. MFE hydrostatic BIAS : (Figure 2.13)

Le MFE hydrostatic Bias, dont le rôle est semblable à celui du safety seal en open hole, fonctionne sous l'action de la pression hydrostatique de la boue. Cette pression agit sur surface différentielle, créant une force tendant à maintenir d'une part le packer ancré et d'autre part le MFE fermé.

L'existence de cette force permet d'effectuer des manœuvres d'ouverture et de fermeture sans désancrer le packer.

#### A. Choix du Bias.

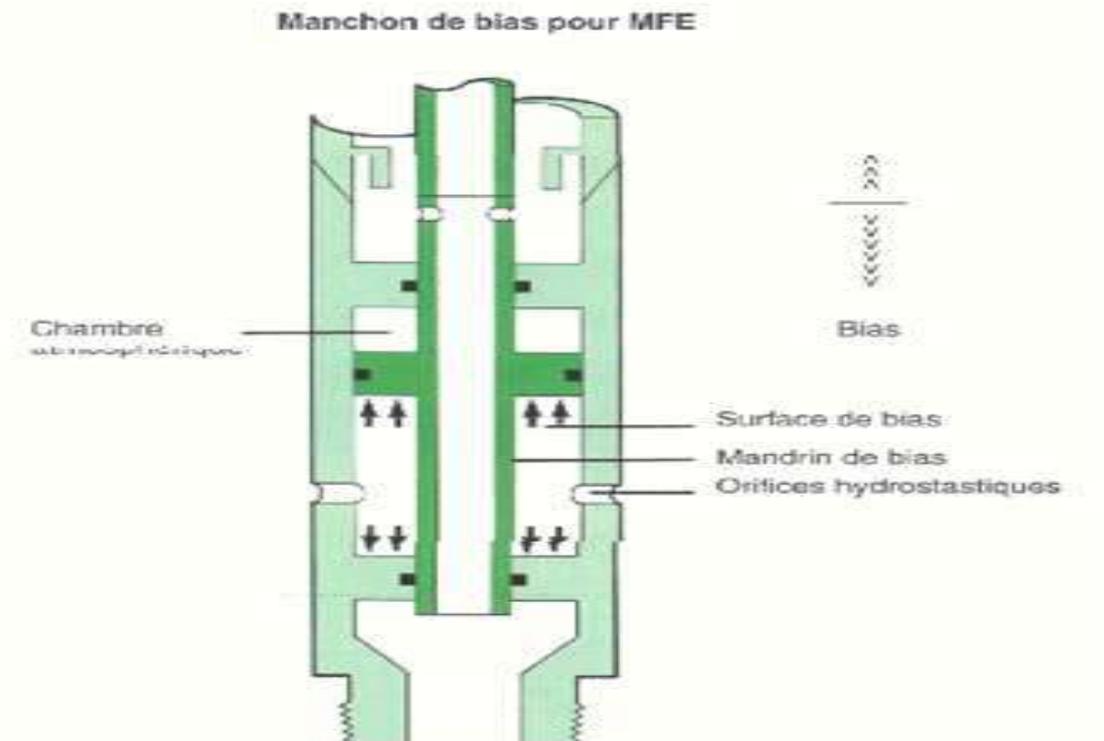
\*Pression hydrostatique inférieure à 3000 Psi ; pour Bias de surface 2sqin

\*Pression hydrostatique entre 3000 et 6000 Psi ; pour Bias de surface 1sq.in.

\*Pression hydrostatique supérieure à 6000 Psi ; pour Bias de surface ½sq.in.

Remarque :

- Cet outil au cours de la manœuvre, accumule le ¼ du poids d'ancrage.
- Celui-ci peut être remplacé par une longueur de masse tige.



**Fig2.13** :Monchon de bias pour MFE.

[Source : [www.flopetrol.com](http://www.flopetrol.com)].

### **B.Packer casing.** (Figure 2.14)

Tous les packers casing portent des chiens, qui lui permet de s'accrocher à l'intérieur du tube pour avoir son ancrage.

Donc après l'accroche des chiens au casing ; on pose le poids nécessaire , les garnitures se gonflent en provoquant une étanchéité

Tous ces packers s'ancrent par une à droite et le verrouillage est automatique (dés ancrage)

### **C.Nombre de tours.**

En surface les packers casing s'ancrent par  $\frac{1}{4}$  de tour. A 1000 m,  $\frac{1}{4}$  de tour = 1 tour.

Exemple : Pour ancrer à 1000 m ; on doit faire 1 tour +  $\frac{1}{4}$  de tour.

### **D.Poids d'ancrage.**

(1 tonne à 1,5 tonnes) X diamètre du casing.

### **E.Choix du packer.**

On choisi un packer en fonction :

\*Du poids nominal et du diamètre du casing ;

\*De l'opération à effectuer.

- a) Pour test simple, utiliser un packer simple ( posi test ). (Figure 19)
- b) Pour squeeze, acidification et TCP ; utiliser un packer double ancrage (Posi triève ).  
 Pour celui-ci dès qu'il reçoit la pression du bas, il s'ancre par son double ancrage vers le haut.  
 Pour son dés ancrage, il faut soulager la garniture et attendre quelque minutes (pour l'égalisation de pression).

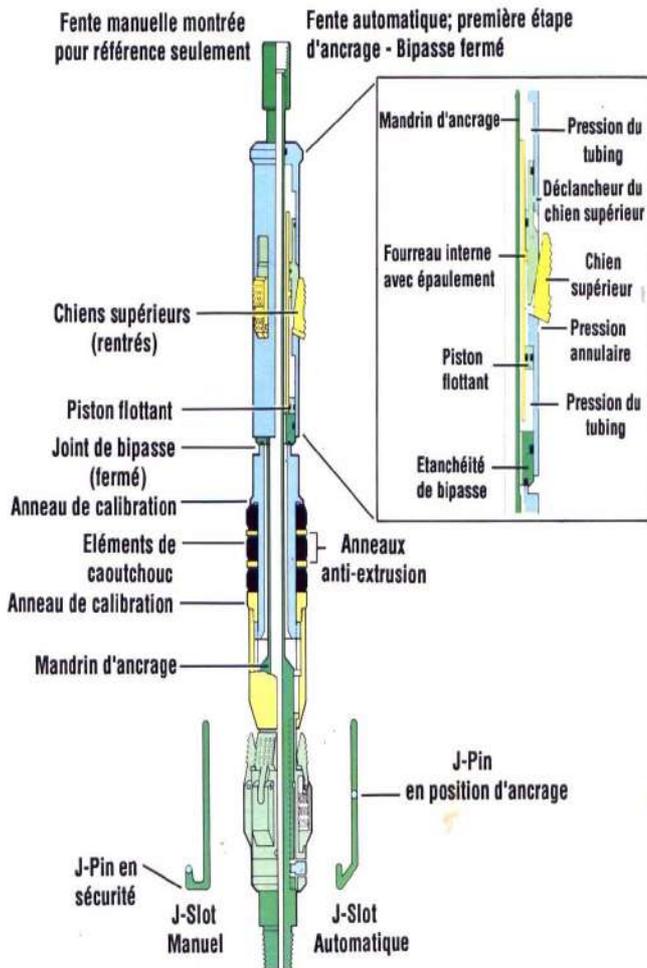


Fig2.14: packer positif.

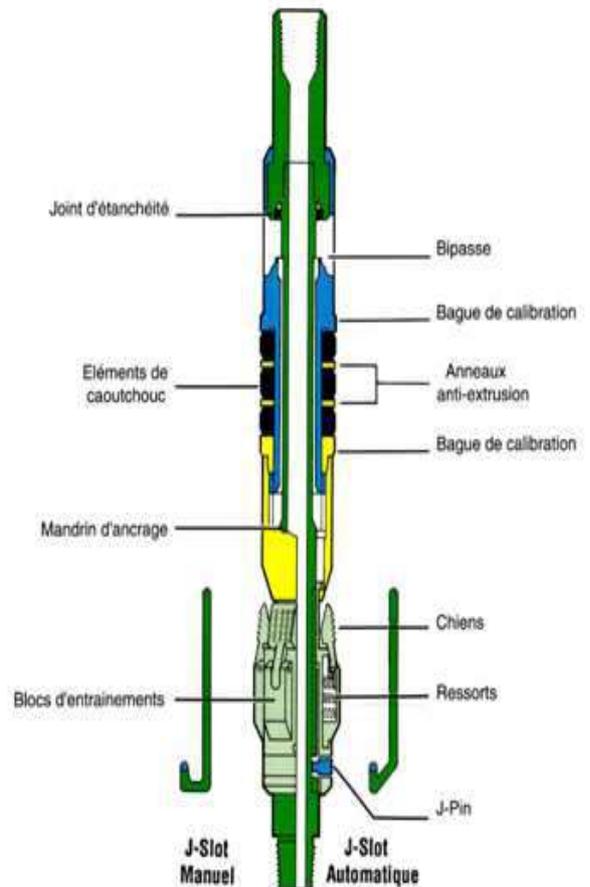


Fig2.15: packer positif.

[Source :PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels].

### 15.3. Train de test pct)

Ce type de train de test fonction par pression annulaire. Il possède une ouverture de 2 pouces 1/4. Et grâce celle-ci, qu'on peut faire d'autres opérations (P L T ; Acidification; T C P et Coll tubing) pendant le DST.

Il existe les P C T à 2 Cycles, à 3 Cycles et à 6 Cycles. Un cycle c'est une ouverture et une fermeture ou bien la remontée sous pression et purger à zéro. Ce type de test est utilisé dans les puits tubés. Le P C T de l'E N S P est un 10 K de capacité.

### composition :

1. Flow head.
2. Tiges de forage.
3. Slip joint.
4. Masses tiges.
5. S H R V (ou SHORT).
6. Masse tige.
7. Deuxième SHORT.
8. Masse tige.
9. P C T (Tester).
10. H R T.
11. Coulisserie hydraulique.
12. Joint de sécurité.
13. Packer pour casing.
14. Gauge carrier.

Voir les différents strings du test PCT.

### 15.3.1. Rôle de chaque élément :

#### 15.3.1.1. Slip joint : (figure 2.16)

- Son rôle est d'absorber la dilatation des tiges pendant l'opération. Le nombre de présence de celui-ci dans la composition du string dépend de la profondeur et de la température de fond.
- La cours totale de celui-ci est égale 1,5 m.
- 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 élément).

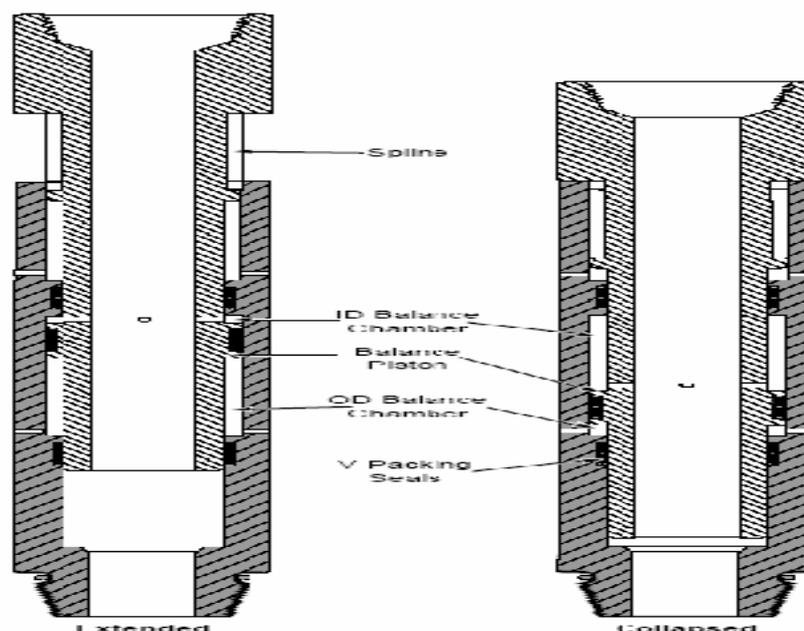


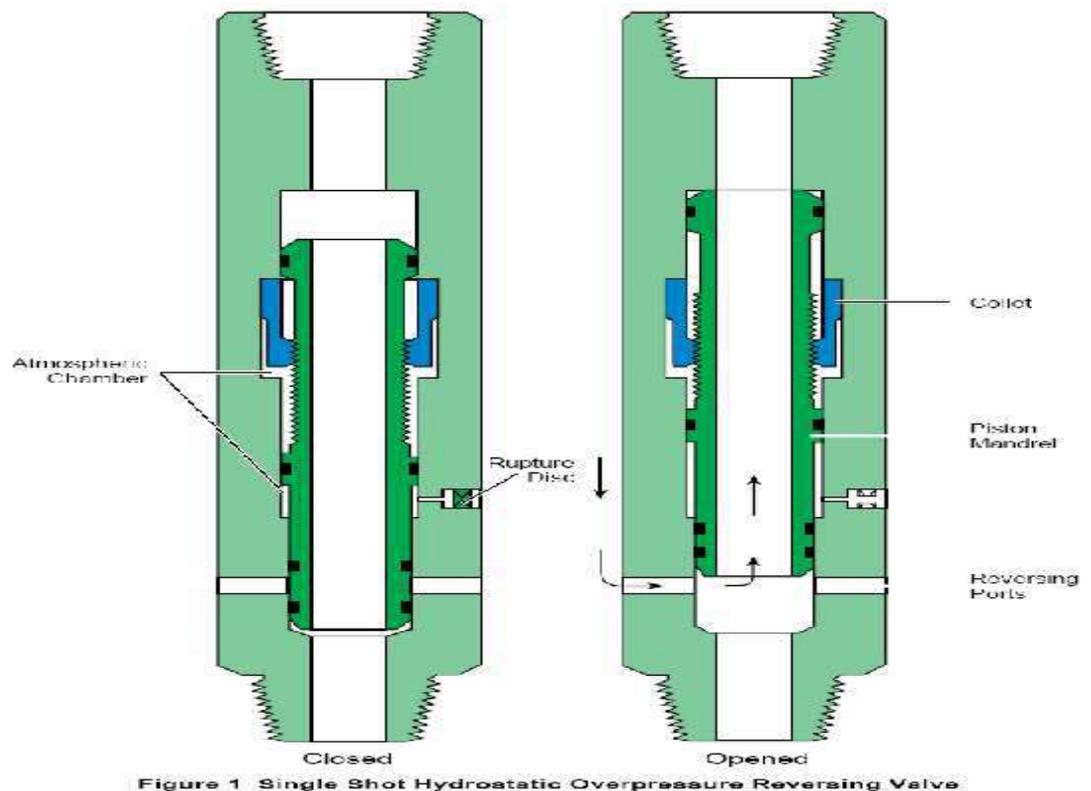
FIGURE 2-1 Slip Joint

Fig2.16:Slip joint.

[Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels].

### 15.3.1.2. SHRV ou SHORT: (figure 2.17)

- C'est un raccord de circulation inverse. 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 du P C T.
- Dès qu'on applique la pression maximale de ce disque dans l'annulaire, la partie mobile se shift à travers son clabot et libère les orifices pour la circulation.



**Fig2.17:** SHRV. [Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels]

### 15.3.1.3. PCT (Tester) : (figure 2.18)

C'est un outil qui fonctionne par pression exercée dans l'annulaire. Son ouverture et sa fermeture est assuré par une ball valve. Chaque remontée de pression dans l'annulaire provoque l'ouverture .Et chaque pression zéro dans l'annulaire provoque la fermeture, sauf le dernier cycle H O OP (Reste ouvert).

Donc celui-ci possède deux parties :

- \*Une partie mécanique, qui assure le nombre de cycle ainsi que l'ouverture et la fermeture.
- \*Une partie présentée par une chambre de nitrogène et un compensative piston, qui assure l'équilibre de l'outil jusqu'à la cote choisie.

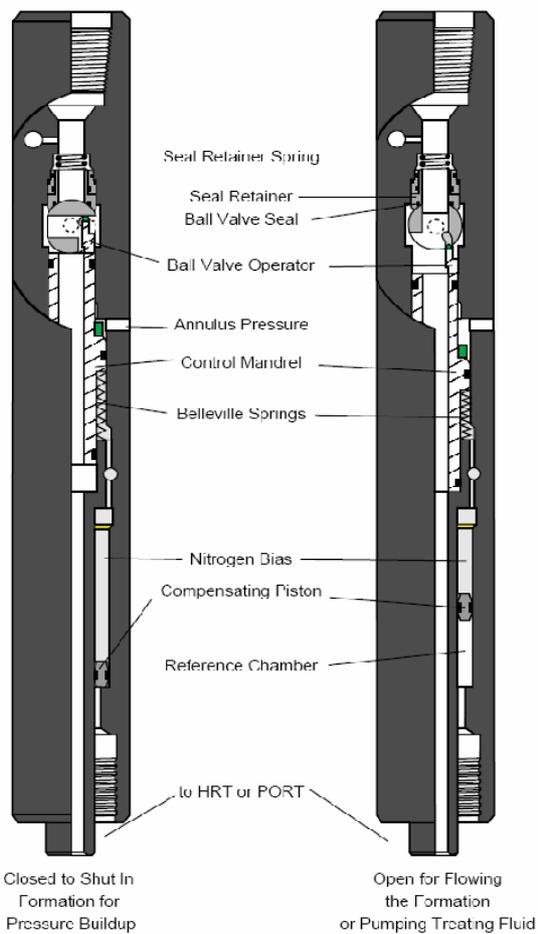


Figure 2-1 Pressure Controlled Tester Valve (PCTV-E)

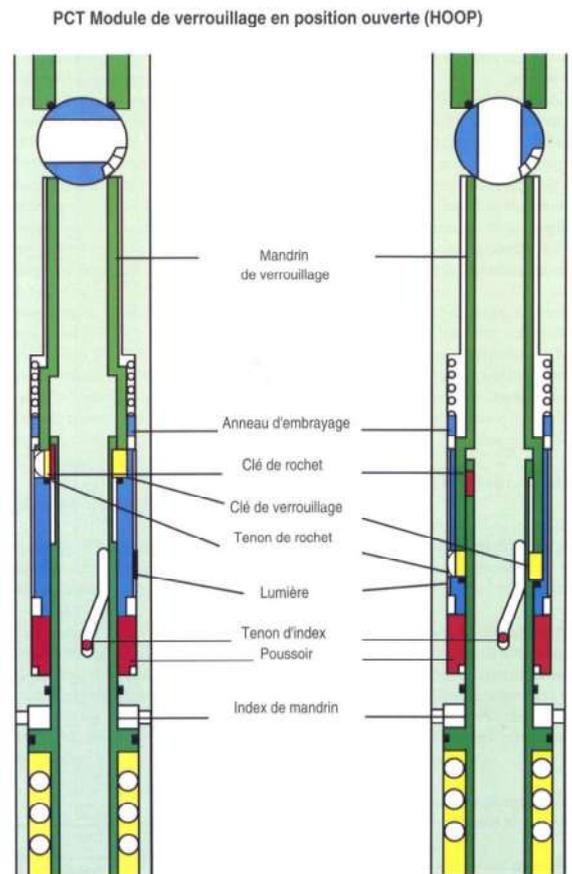


Fig2.18 : PCT. [Source : [www.flopetrol.com](http://www.flopetrol.com)].

15.3.1.4.HRT : (figure2.19)

- Celui ci fonctionne par pression différentielle. C'est un outil mécanique, et grâce à un ressort garde sa position ouverte.
- Après l'ancrage le ressort se comprime les trous existants sur la gorge se ferment et la pression hydrostatique sera isolée de l'intérieur.

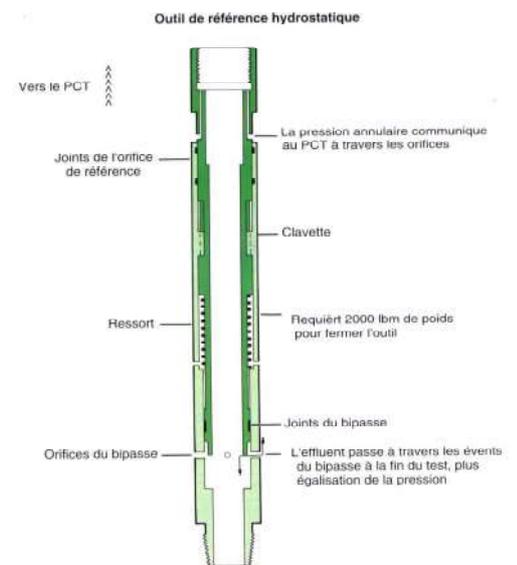


Fig2.19 :HRT. [Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels].

### 15.3.1.5.PORT : (figure2.20).

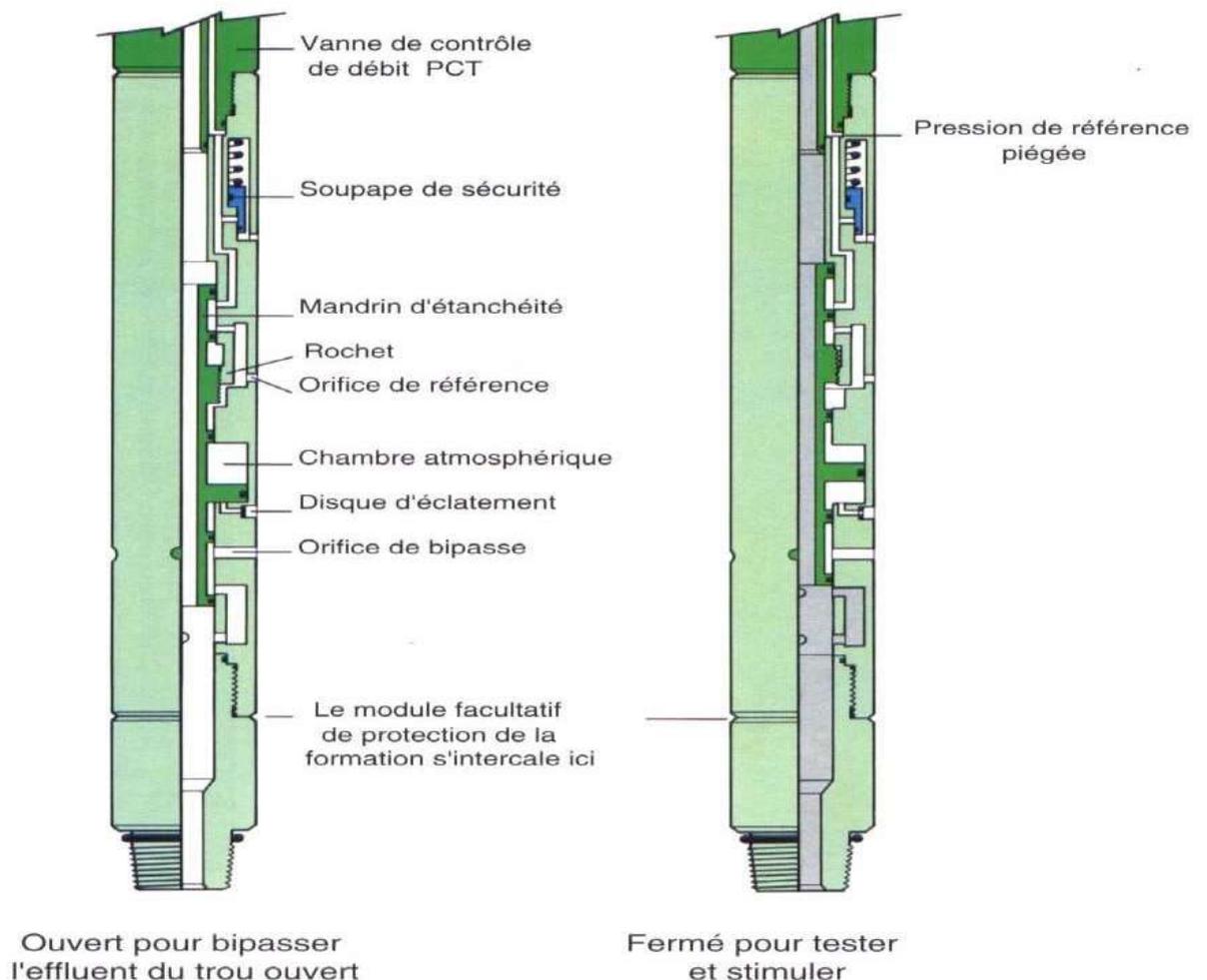
- Celui-ci après ancrage le mandrin sera actionné par rupture d'un disque, qui à son tour ferme le by pass port et isole la pression hydrostatique de l'intérieur.
- Cet élément après la remontée en surface garde une pression emprisonnée de 400 Psi (il faut la purger).

D'après l'expérience, il est préférable d'utiliser le PORT dans les grandes profondeurs

#### Comment actionner un port :

On arrivant au fond et après ancrage, pendant le test packer avec une pression supérieure à celle d'éclatement du disque de rupture de cet outil et après quelque minutes d'attente, on purge à zéro (le port est actionné). Pression pour actionner = Pression rupture disque + Une majoration (entre 200 psi à 300 psi)

#### PORT Outil de référence opéré par pression

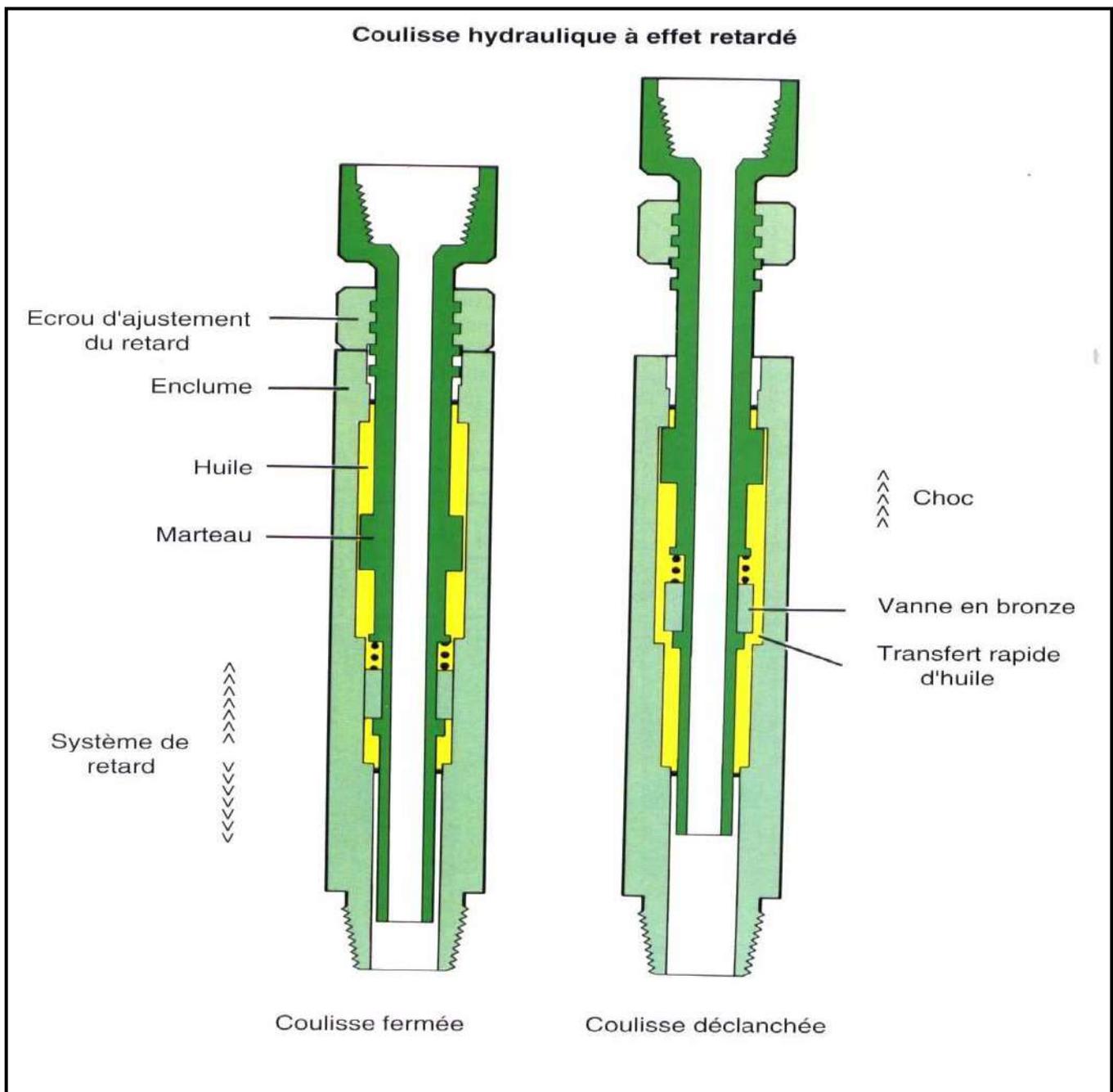


**Fig2.20:** PORT.

[Source : .PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels].

### 15.3.1.6. Coulisse de battage (jars) : (figure 2.21).

Avant de dévisser le joint de sécurité en cas de coincement, on tente de décoincer en exerçant des efforts de traction sur le packer par battage grâce à la coulisse hydraulique intercalée au dessus du joint de sécurité.

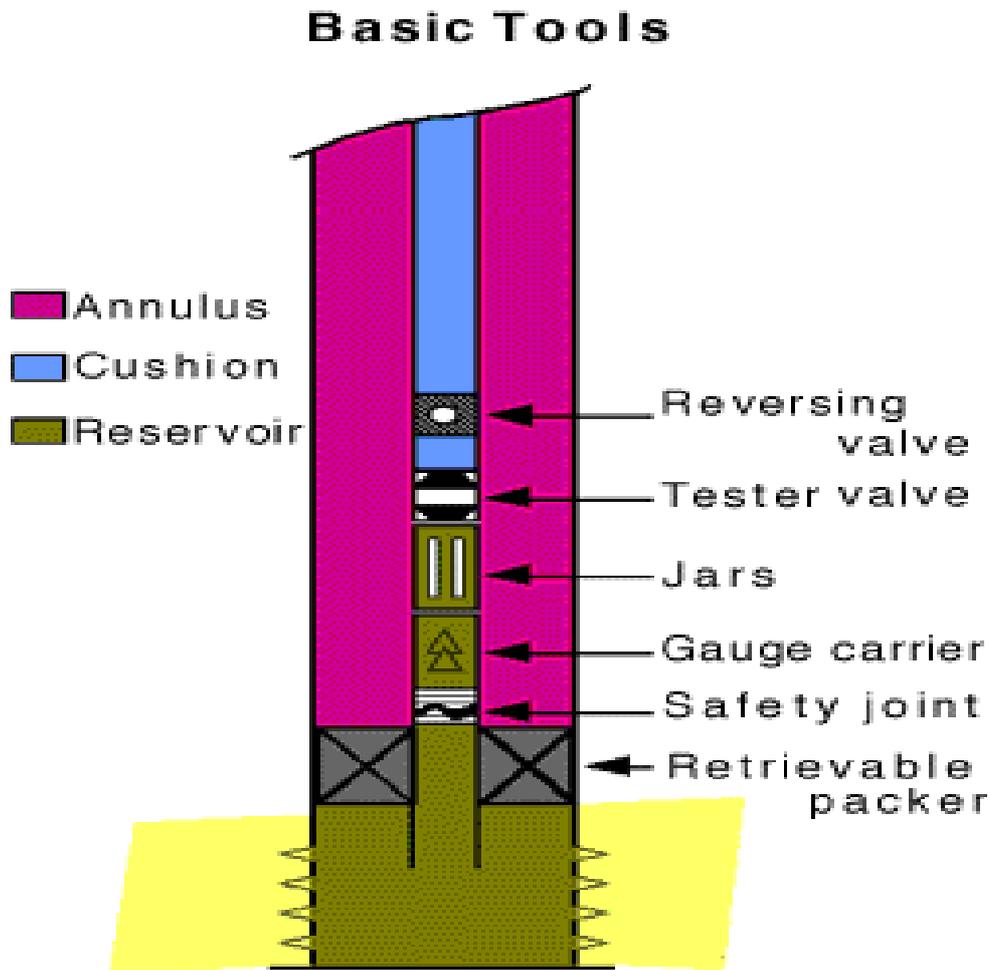


**Fig2.21:** Coulisse hydraulique a effet retardé.[Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels. ]

### 15.3.1.7. Joint de sécurité (safety joint) :

Les risques de coincement du packer sont importants. Dans ce cas, le dévissage au niveau du joint de sécurité permettra la récupération de la partie libre de la garniture.

Il s'agit de joints de sécurité identique à ceux que l'on utilise dans les garnitures de repêchage.



**Fig2.22** : Coupe sur les équipements de fond . [Source :.PRO01078 - Essais des puits – objectifs, matériels]

### 16. Les différents problèmes opérationnels au cours d'un test :

\*Risque de coincement des packers par éboulement de la formation ou par irrégularités de la géométrie du découvert, ce qui peut occasionner un side track ou l'abandon pur et simple du puits.

\*Risque d'obstruction des outils de fond par les particules de roche.

\*Risque de fuite au packer à cause de l'irrégularité du trou.

\*Insuffisance des informations recueillies sur le puits et le réservoir à cause du temps de test impérativement limité pour les raisons citées plus haut.

\*le test doit être de courte durée, on favorisera le temps d'ouverture plutôt que la remontée en pression. On recommandera par exemple un temps de production double du temps de fermeture.

\*Fuite au packer .

- \*Coincement par pression différentielle .
- \*Coincement par éboulement .
- \*Coincement par gonflement des argiles .
- \*Coincement par le non déverrouillage de l'élément du maintien du packer .
- \*Perte de boue .
- \*Bouchage pendant la circulation.

**17. Les séquences de déroulement du test :**

Les principales phases de l'opération sont les suivantes :

- \*préparation du trou,
- \*préparation du matériel,
- \*descente des outils de fond,
- \*opération de test proprement dite avec ouverture et fermeture de la vanne de fond,
- \*remontée des outils de fond,
- \*exploitation des données, résultats, interprétation.

**18. déroulement d'une opération de test pct :**

1. Préparation de l'appareil.
2. Préparation du matériel de fond.
3. Préparation du matériel de surface.
4. Traçage du string du test .
5. Programmation des enregistreurs.
6. Safety meeting.
7. Assemblage des outil de fond ( on respectant le couple de serrage ).
8. Test BHA.
9. Passation de consignes de descente.
10. Arriver au fond ajuster votre packer et ancrer.
  - S'assurer que le volume récupérer de boue, pendant la descente est égale au volume extérieur du string.
11. Placement des équipements de surface.
  - Fermer la vanne de curage.
  - Fermer la master valve.
  - Ouvrir la kil line du flow head.
  - Ouvrir la chock line du flow head.
12. Test des équipements de surface.
13. Préparation du sercuit de fonctionnement.

- Ouvrir la master valve.
  - Fermer la kil line du flow head.
  - Préparation du sércuitrig manifold.
  - Ouverture de le kil line et la chock line du rig.
  - Fermeture des Pipe rams.
  - Test des pompes.
  - Fermeture de la purge.
14. Test site packer et rupture disque du port ;
15. Ouverture du PCT (On augmentant la pression dans l'annulaire jusqu'à craquement de la ball valve).
16. Surveiller très attentivement l'annulaire pendant l'ouverture.
17. Fermeture du PCT (Pression annulaire est zéro).
- S'assurer de la fermeture.
  - Pour augmenter la sécurité de fermeture, fermer la master valve (N'oublier pas de l'ouvrir à chaque ouverture du PCT).
18. Le soir et ce ci pendant la fermeture du PCT, passer les consignes de surveillance du niveau annulaire et de récupérer le volume perdu pendant l'opération (En mettant chaque ¼ d'heure le charging en marche dans l'annulaire).
19. Kil line et chock line rig sont fermés.
20. Pipe rams ouvert.
21. Master valve fermée.
22. Chock manifold test fermé.
23. mise en pression de l'annulaire a 3000 psi pour ouvrir la SHRV et on faire la circulation inverce
- ✓ Safty meeting.
  - ✓ Allumer la torche.
  - ✓ Mesure des niveaux des bacs à boue.
  - ✓ Préparation de circuit boue et essai des pompes.
  - ✓ Les pompes doivent être tarées (3500 psi).
  - ✓ L'éclatement du disque de rupture est de 2800 à 3000 psi.
  - ✓ Après l'éclatement de disque de rupture continuer à circuler à une pression de 400 psi.
  - ✓ Faire au moins un cycle pour la circulation inverse.
  - ✓ Surveiller le retour boue au choke manifold.
  - ✓ Après homogénéisation de boue ouvrir les pipes rames.
  - ✓ Faire une observation de 10 mn.

- ✓ Dégerber le flow head.
- ✓ Desancrage de packer.

### 19. Opération de test par coll tubing :

Le coll tubing dans l'opération de DST est utilisé pour réduire la pression hydrostatique de boue par diminution de leur densité avec l'injection de lumière azotée cette opération permet de remonter des hydrocarbures

#### 19.1. Déroulement de l'opération :

- 1) La garniture repose sur cale ;
- 2) Placement de l'équipement du coll tubing ;
- 3) Fermeture de la vanne de curage ;
- 5) Purger la pression de test ;
- 6) Fermer la master valve ;
- 7) Ouvrir la vanne de curage ;
- 8) Evacuer l'eau de test sur torche ;
- 9) Ouvrir la master valve ;
- 10) Commencer la descente de celui-ci ;
- 11) Régler votre chock manifold (Passage sur duse réglable)
- 12) Positionner votre PCT sur dernier cycle ;
- 13) Pendant circulation par azotée, surveiller la pression au niveau de votre chock manifold, sans oublier la pression au niveau du rig manifold ;
- 14) Avant de traverser la balle valve, le PCT doit être en position HOOP ;
- 15) A la fin de l'opération et lorsque le coll tubing est en surface, fermer la vanne de curage, on comptant le nombre de tours ( 18 tours ) ;
- 16) Si vous avez circulé sous packer et le puits est sec, remplissez l'intérieur des tiges avant la circulation inverse.

# Chapitre 3

**1.Introduction :**

Le puits WRDC-1 est un puits d'exploration proposé afin d'augmenter les réserves déjà identifiées dans l'huile de dépôt Rhourde Chegga imprégnée dans le réservoir Triasique (T1 & Série Inférieur) et Ordovicien (Quartzite de Hamra) avec des taux prometteurs.

**2. Intérêt de complétion :**

- Mis en production du puits dans le réservoir ( **trias T1**).

**3. Données sur le puits :**

Profondeur atteinte : 3990 m(cote sondeur.

Etage d'arrêt : Cambrien Ri.

Csg 7 : 32 ,p110,N,VAM ,sabot a 3989m.

Top BC: 3667m (cote sondeur), 3672 (cote logging).

Boue de forage : OBM ;d=1.55 ;V =19 cv ;H/E=90/10.

**4..Drill steam test (DST):**

Puits : WRDC-1 .

Date de test : 05au12fév 2017.

Intervalle testé: 3728.5 m-3736.5m (sabot casing)

Type de test : Casing

Cote enregistreurs : TOP:3671.46m

Cote d'ancrage du packer: 3677m

Catégorie de tester : IRDV-Schlumberger

Formation testée : Trias Série inferieur

Type, densité perforation : 4539 PREDATOR ZX.OD=4"1/2 ; Phasing 60 dég

Hauteur du tampon: 240m d'eau + 3600psid'azote

**5.Informations générales :**

Compagnie: Sonatrach Exploration

Pays: ALGERIE

Province: Ouargla

Puits: WRCD-1

Rig / Installation: ENTP-206

Location géographique : X: 253 921.825 m ; Zs: 132.865 m

Y: 3 564 022.937 m ; Zt: 142,865 m

### **6. Informations sur les opérations :**

Numéro du rapport: Field report

Région / Distr / Base: EAF / NAG / HMD

Représentant du client: Mr. Hani Bourbia

Représentant de Schlumberger: Mr. Mourad Si Ahmed

Système unitaire: Métrique

### **7. Informations sur le puits :**

Type de Puits: Vertical

Type de fluide: Huile et Gaz

Type de Complétion: Temporaire

Diamètre du Casing: 7" 32/ft

Restriction minimale: 2.25 in

Degré de déviation: 0 Degré

Taille de drill pipe: 3.5" IF

Cote forage: 3990 m

Zone: Trias série inférieure

Intervalle testé: 3728.5-3736.5 m

### **8. Propriétés de la boue :**

Type de Boue : OBM

Densité de Boue : 1.55 g/cc

Tampon: 237 mètres d'eau et 3600 psi d'Azote

**9. Informations opérationnelles :**

Référence de profondeur : Table de rotation (RT)

Point de mesure des enregistreurs : 3671.46 m

Cote packer : 3675 m

Bas Packer : 2.20 m

Haut packer sans Drill Collar.: 33.97 m

**10. Equipements de fond :**

Type de port enregistreurs : DGA-C

Type de packer : FLXP-FA

Type de vanne de fond: Vanne de fond

Type de vanne de circulation : Vanne de circulation et SHRV

**11. Equipements de surface :**

Mesure de pression : Manomètre à tube de bourdon.

Mesure de température : Thermomètre

Type du Coflexip : 3" 1/16, 10k psi WP

Type du Manifold de duses : Wom 3" 1/16, 10k psi WP

Type de Tête de puits : Wom Flowhead 3" 1/16, 10k psi WP

Type du Séparateur : 1440 psi WP

Type du bac : Deux bac atmosphérique 50 m<sup>3</sup>

Type de connexion Tête de puits : 3 1/2" IF

Type de connexion Retour sur bac : 4" 602 M

Type de connexion Torche de Gaz : 4" 1/2 NewVam.

**12. Autre équipements :**

Systeme d'arret d'urgence : ESD-CB.

Manifold d'huile : MFD-BCA 3" 1440 psi WP.

Manifold de gaz : MFD-ADB 3" 1440 psi WP.

Lab cabine : WTAC

- **Enregistreur THQR880 (TUBING):**

Numéro de série de l'enregistreur..... THQR880  
 Mise en service de l'enregistreur.....05-Fev-2017 09:36:48  
 Début de l'enregistrement..... 05-Fev-2017 09:36:48  
 Temps d'échantillonnage..... 10 Secondes  
 Délai de retardement..... .0 Heure  
 Mémoire de garde.....Oui  
 Réduction.....Non  
 Point de mesure.....3671.46 mRT  
 Pression de travail.....30000 psi  
 Température de travail.....: 210 DegC

- **THQR919 (TUBING) :**

Numéro de série de l'enregistreur.....THQR#919  
 Mise en service de l'enregistreur..... 05-Fev-2017 09:12:51  
 Début de l'enregistrement..... 05-Fev-2017 09:12:51  
 Temps d'échantillonnage..... 10 Secondes  
 Délai de retardement.....0 Heure  
 Mémoire de garde.....Oui  
 Réduction..... Non  
 Point de mesure..... 3671.46 mRT  
 Pression de travail.....30000 psi  
 Température de travail ..... 210 DegC

### **13. Objectifs du test :**

- 1/ Mettre en évidence la présence d'hydrocarbure dans le réservoir trias serie inférieure.
- 2/ Déterminer la capacité de production.
- 3/ Déterminer la pression du réservoir.
- 4/ Prise d'échantillons représentatifs pour étude PVT et analyse chromatographique.

5/ Déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin).

6/ Déterminer éventuellement le modèle du réservoir.

**14.Procédure de test :**

Le train de test est composé essentiellement d'un Flex Packer 7", d'un porte enregistreur DGA, d'une vanne de fond TV et de deux vannes de circulation CV & SHR.V.

Après la conduite des tests en pression, l'ancrage du Packer et la réunion de sécurité, le puits a été ouvert au niveau de la vanne TV et en surface au niveau du manifold de dusses, le puits a débité d'huile. Un dégorgement a été effectué sur différentes dusses ajustables, puis un comptage a été réalisé sur la dusse fixe 32/64" et un échantillonnage de gaz et d'huile a été fait au niveau du séparateur.

Pour le deuxième jour, un comptage a été réalisé sur les dusses fixe 24/64" et 32/64".

A la fin du comptage, le puits a été fermé pour une remontée de pression finale.

- Circulation inverse :

Le puits a été neutralisé dans les meilleures conditions de circulation et de sécurité, et le test DST a été remonté en surface.

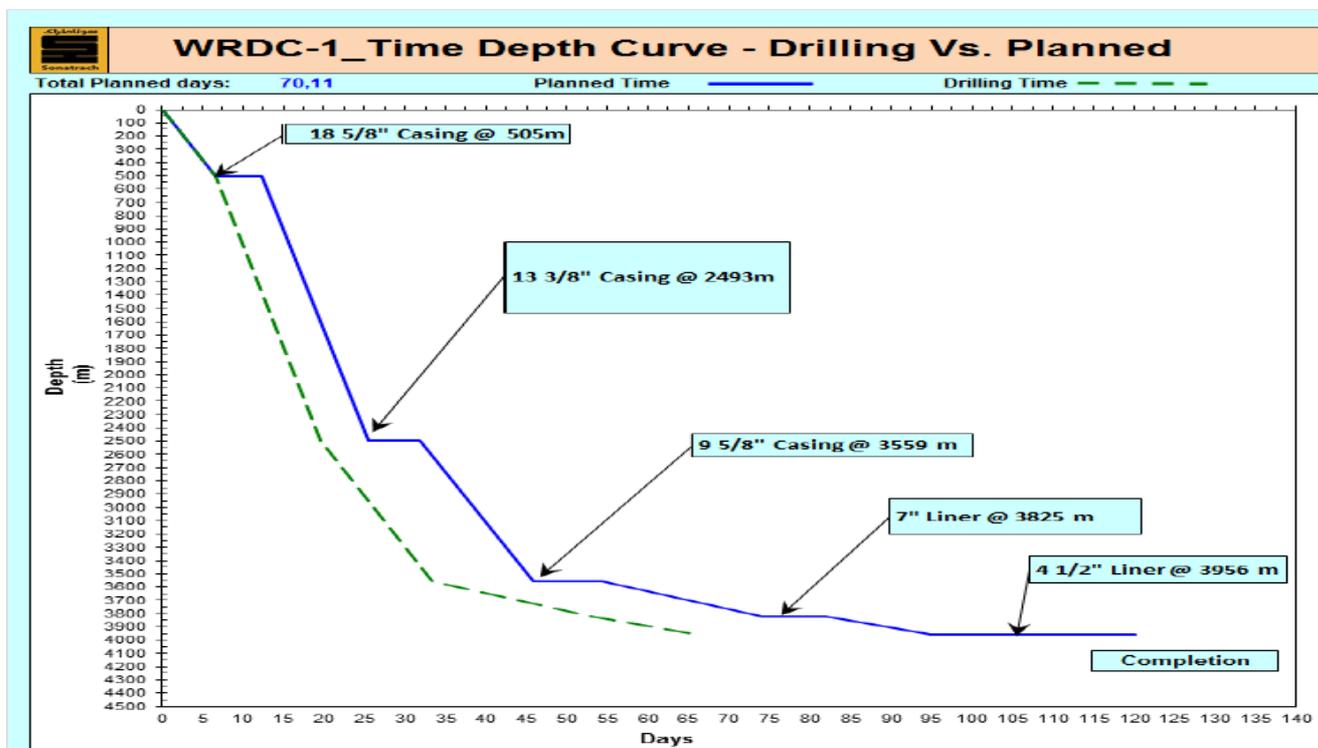


Fig3.1: Courbe de temps et profondeur de forage de puits WRDC-1. [Source : Programme de

Forage de puits WRDC-1, Sonatrach]]

	Client : Sonatrach-EXPLORATION	
	Champ : Amguid Messaoud	
	Puits : WRDC-1	
	Date : Du 03-Fev-2017 Au 13-Fev-2017	
Rig: ENTP-206	DST#1 - Test EXPLORATION	Field report
Schéma des équipements de surface		

#	Tool	Description	Tensile Rating	Working Pressure	Diameter		Threads		Length meters	Depth	
			Klb	psi	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom

### WRDC-1 Copie Finale

1		Flow-Head 3-1/16", 10K <b>FHD-G</b>	SLB	490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	6 1/2" S.A. Box	3.78	-5.13	-1.35
2		Cross over reducer <b>X-Over</b>	SLB	0	0	5.00	2.25	6 1/2" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	0.70	-1.35	-0.65
		3 1/2" Drill Pipe <b>Drill Pipe</b>	TP-206	0	0	3.50	2.76	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3455.82	-0.65	3455.17
		124 stands of 3 1/2" DP										
4		Slip Joint <b>SLPJ-FAA</b>	1459	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	8.08		3463.24
		Closed by 0.5 m <b>SLPJ-FAA</b>	1312	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.08		3470.32
		Fully closed <b>SLPJ-FAA</b>										
6		4 3/4" Drill Collars <b>Drill Collars</b>	TP-206	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	163.00		3633.32
		06 stands of 4 3/4" DC										
7		Single Shot Hydrostatic Reversing <b>SHRV-FEA</b>	1336	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.35		3634.67
		RD code "X" [2857-3361 psi ]										
8		4 3/4" Drill Collars <b>Drill Collars</b>	TP-206	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	26.37		3634.67
		01 stand of 4 3/4" DC										
9		IRis Dual Valve <b>IRDV-BA</b>	1219	300	10,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.60		3661.04
		RD code "VA" [1953-2353 psi ]										
10		DST Gauge Adapter <b>DGA-C</b>	895	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.61		3668.65
		3 Tubing gauge+1 annulus gauge										
11		JAR <b>JAR-FAA</b>	1244	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.23		3672.25
		Fully closed										
12		Safety Joint <b>SJB-FA</b>	1640	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.52		3674.49
		Flexpac Packer 7" 32# <b>FLXP-FA</b>	1282	221	12,000	5.98	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.57		3675.00
		By-pass closed mule shoe										
14		<b>mule shoe</b>				3.50	2.25	2 7/8" EUE Box	NA Pin	0.70		3677.57
												3678.27

Fig3.2: Downhole test string diagram .[Source : field report WRDC-1\_DST-1\_ENTP-206].

	Client : Sonatrach-EXPLORATION	
	Champ : Amguid Messaoud	
	Puits : WRDC-1	
	Date : Du 03-Fev-2017 Au 13-Fev-2017	
Rig: ENTP-206	DST#1 - Test EXPLORATION	Field report
Schéma des équipements de surface		

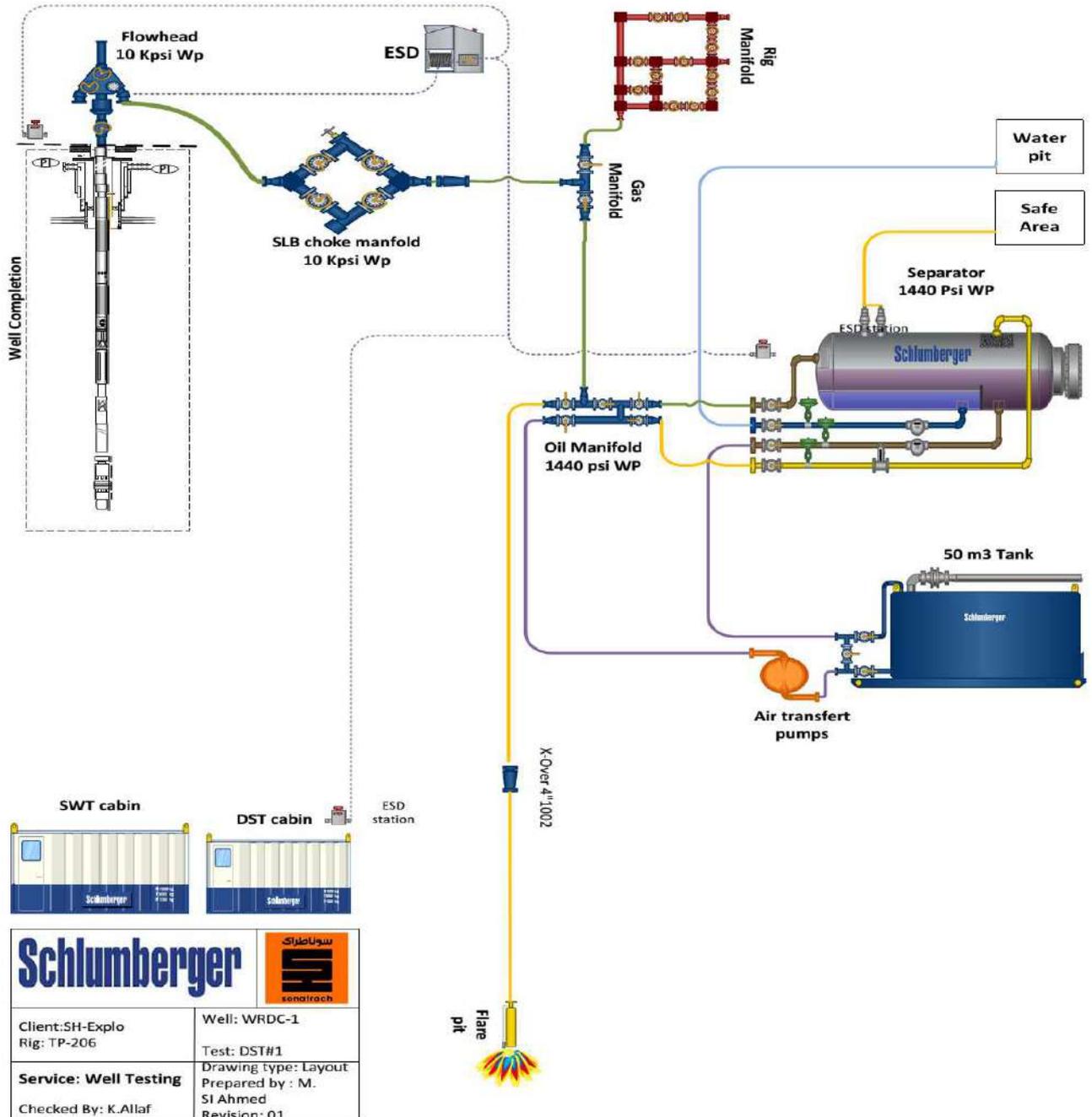
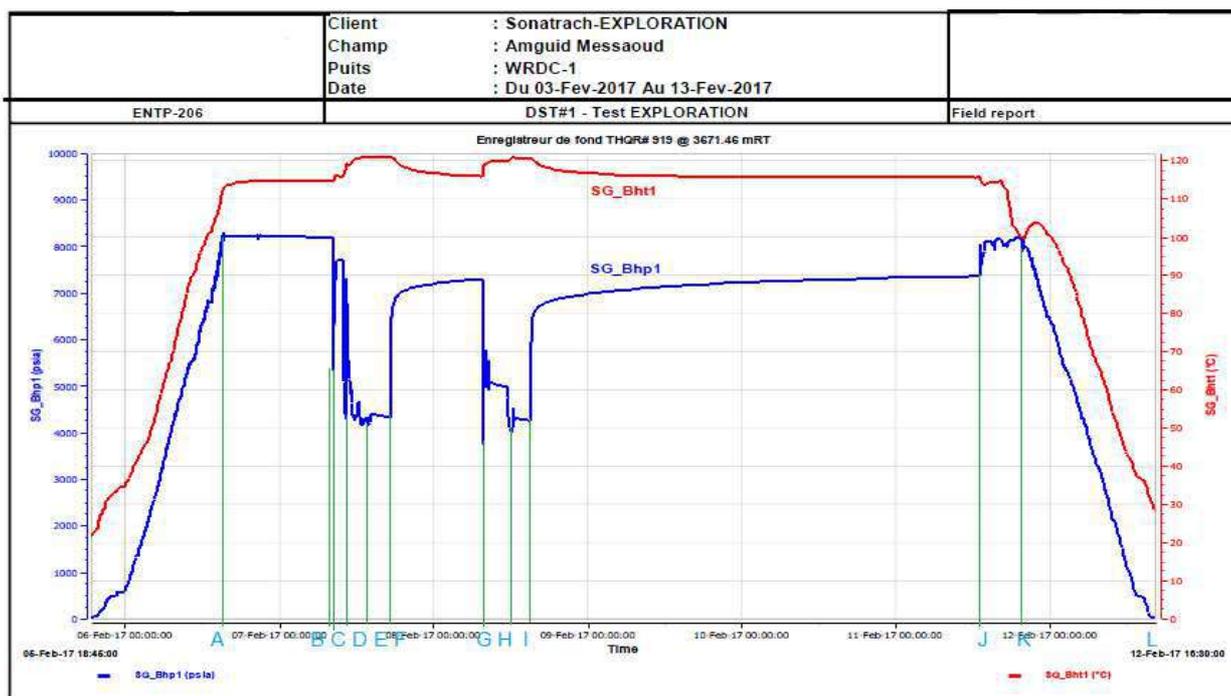


Fig3.3 : L'installation des équipements de surface .

[Source : field report WRDC-1\_DST-1\_ENTP-206].

## 15. les résultats de test :

## SH/DP WRDC-1 Pressure vs .température



**Fig3.4 :** Graphes de température et de pression .[ *Source : field report WRDC-1\_DST-1\_ENTP-206*].

### 15.1. Interprétation des résultats des enregistreurs

Après la récupération de tout la garniture les enregistreurs ont été récupérés aussi, un peu plus tard et à l'aide d'un lecteur et un logiciel spécial les données enregistrés ont été transmets a l'ordinateur qui a nous donné le graphe (fig3.4). L'habillage de graphe se fait d'une manière qui nous permet de différencier les différentes étapes de test. Le plus important est la courbe de pression qui nous donne plus de renseignement sur le réservoir. Le découpage du graphe de pression se fait comme suit :

A : la fin de descente de train de test.

A-B: montage de flow head.

B: l'ancrage du packer.

B-C: plusieurs opérations ont été effectuées :

- ✓ Fin Montage équipement de surface
- ✓ Test ligne de surface (Manifold - Torche) à 500 psi ok
- ✓ Test équipement de surface (Flow head- MFD) à 1500psi OK
- ✓ Safety meeting

C : première ouverture de PCT pour le pré-débit.

C-D : le temps de pré-débit.

D : fermeture de PCT pour la pression vierge.

D-E : la période d'enregistrement de la pression vierge.

E : ouverture PCT pour débit.

E-F : passage sur duse réglable 3/8.

F-G : passage sur duse 1/2 réglable puis fixe avec passage sur séparateur.

G-H : passage sur duse fixe 5/8 avec le passage sur séparateur.

H : fermeture de puits pour build up.

H-I : augmentation de pression (build up).

I : début de circulation inverse (éclatement des disques).

I-J : la période de circulation inverse.

J : désancrage du packer.

K : début de la remonté.

L : la fin de remonté.

### **15.2.Explication et diffinition :**

BHA : Bottom Hole Assambly

SG\_Bhp1 : Pression du Fonds du l'Enregistreur THQR#919

SG\_Bhp2 : Pression du Fonds du l'Enregistreur THQR#880

SG\_Bht1 : Température du Fonds du l'Enregistreur THQR#919

SG\_Bht2 : Température du Fonds du l'Enregistreur THQR#880

BSW : Présence de Sédiments et d'eau

DGA: DST Porte enregistreur

DST: Drill Stem Test

ESD: Emergency Shut Down System (System d'arret d'urgence)

FP : Flow Period

HOOP: Hold Open Position

RT : Rotary Table

SLK: Slickline

SHRV : Single shoot hydrostatique reverse valve.

THQR : Enregistreur de fond (Testing HPHT Quartz Recorder)

SWT : Surface Well Test

Whp : Pression de Tête

Wht : Température de Tête

WP : Working pressure

WL: Wire Line

## 15.3. les valeurs de pression et Les résultats de séparateur :

- Puits : WRDC-1 date : 08/02/2017
- ❖ Intervalle à tester : 3728.5-3736.5m.
- ❖ Formation testée : Trias série inferieur.
- ❖ Cote d'encrage du packer : 3677 m
- ❖ Catégorie de tester : IRDV- Shlumberger
- Les séquences\_:
  - ✓ Pression hydrostatique initiale: 8183 Psi.
  - ✓ Pré-débit durant 10 mn.
  - ✓ Pression vierge : 7705psi.
  - ✓ Pression prédébit : IFP :5299psi. FFP :7385psi
  - ✓ Première débit: IFP :5969psi. FFP :4289psi
  - ✓ Première build up : FSIP : 1939psi.
  - ✓ Deuxième débit : IFP :3741psi FFP :4235psi
  - ✓ Deuxième build up : FSIP :7335psi
  - ✓ Pression hydrostatique finale (FHP): 8134psi.
  - ✓ Température de fond (BHT) : 121°C.

Le puits WRDC-1 est un puits producteur d'huile en éruptif. Le passage sur séparateur à donné les résultats suivants :

**Tableau3.1** : les résultats du séparateur (*Source : programme de complétion du puits WRDC-1 ,fait par :S.ZIANE*).

Paramètre	Unité	Duse 24/64"	Duse 32/64
WHP	psi	1625	1125
Le débit d'huile	m <sup>2</sup> /h	12.48	15.58
Le débit d'huile	m <sup>2</sup> /jours	299,00	373.92
Le débit de gaze	m <sup>2</sup> /h	1753.93	2204.28
Le débit de gaze	m <sup>2</sup> /jours	42094.32	52902.72
Densité d'huile	Par rapport à l'eau (31°C)	0,795	0,794
Densité de gaz	Par rapport à l'air	0,840	0,842
GOR	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	141	141

- **Observation** :  
« Test techniquement réussi, productif d'huile et gaz ».



### Conclusion et recommandations :

Les résultats de test obtenus ont été remarquables et pas attendus vu la diminution de pression dans le réservoir après une longue période de production.

Donc on peut motiver ces bons résultats par la présence des puits injecteurs au voisinage de puits considéré qui ont une influence majeure sur le maintien de pression dans le réservoir.

A la fin de cette étude, il faut donner quelques instructions concernant les opérations effectuées au cours d'un DST pour une meilleure sécurité :

- ↳ Le teste en cours de forage (DST) est une branche de forage comme c'est une partie de "well contrôle". C'est une opération délicate qui doit être préparée avec soin:
  - ✓ Pour obtenir le maximum d'information sûres.
  - ✓ De manière à travailler avec le maximum de sécurité.
- ↳ Le programme doit clairement définir les objectifs et établir un ordre de priorité afin d'avoir recueilli les informations principales même si l'on ne peut mener le programme jusqu'à sa fin.
- ↳ Il faut noter toutes les informations relatives au déroulement effectif de l'essai (en particulier l'habillage des diagrammes doit être fait sur le chantier dans la foulée de l'opération).

---

## BIBLIOGRAPHIE

1. Field report WRDC-1\_DST-1\_ENTP-206
  2. La géologie de l'Algérie
  3. la geologie des fluides en exploitation pétrolière, Div. geologie, SNEAP.
  4. Mémoire sur « Etude de l'opération de DST dans la région HASSI MASSOU » ,(cas de Puits OMJZ52)
  5. Programme de complétion du puits WRDC-1, fait par : S.ZIANE
  6. Programme de forage du puits WRDC-1 , Sonatrach
  7. PRO01078 - Essais des puits – objectifs.
  8. Technique d'exploitation pétrolière, le forage par :  
(Jean-Paul NGUYEN ; Ingénieur principal à l'Istitut Français du Pétrole 1993).
  9. Test en cours de forage de puits WRDC-1 , (shlumberger)
  10. [www.flopetrol.com](http://www.flopetrol.com)
  11. [www.Nos-activites\\_gisement.com](http://www.Nos-activites_gisement.com)
  12. [www.slb.com](http://www.slb.com)
-