

N° Ordre...../FHC/UMBB/2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des hydrocarbures et de la chimie

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BOUKKEBOUT Dahou

SINI Jugurta

Filière : hydrocarbure

Option : Forage des puits des hydrocarbures


Thème

**Etude de l'opération DST dans le puits HMZ-10
Région TFT**

Devant le jury :

Mellak Abderrahmane	Prof	UMBB	Président
Boumaza Nadia	MA(A)	UMBB	Encadreur
Chieb Bachire			Examineur
Aissani Rabah			Examineur

Année universitaire : 2016/2017



REMERCIEMENTS

*Nous tenons à remercier en premier lieu DIEU
le tout puissant qui a fait que ce travail soit terminé*

*En achevant ce modeste travail, nous remercions
vivement notre promoteur chargé du suivi de notre travail :
M. BOUMAZA Nadia
Pour ses encouragements, ses conseils et sa disponibilité.*

*Nous tenons à remercier les responsables de SONATRACH et l'ENTP Pour
Nous avoir accueillies dans leurs services durant le stage pratique et pour les
dispositions qu'ils ont pris pour nous faciliter le travail.
Nous remercions également tous le personnel de Schlumberger*

ET

*Nos amis et toutes les personnes qui nous ont aidés
de près ou de loin à la réalisation de ce travail,*

*Enfin nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous feront l'honneur de
juger notre travail.*



Dédicaces

Quoi que de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime. Je dédie ce modeste travail

A ma très chère Mère et mon très cher Père

A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes études.

A ceux qui ont veillé pour mon bien être

A ceux qui m'ont soutenu dans les moments difficiles

A ceux que j'aime et je respecte infiniment

Ainsi qu'à mes chers frères MOHAMED et MASSINISSA

Ma très CHÈRE sœur SIHAME.

et

A toute la famille SINI et tout mon village et,

A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en particulier MOUHOUB, ABDERRAHMANE²,

HOCINE #CHRIF #SALAH

Le jour est venu pour leur dire Merci...

sans oublier

les superviseurs Hichem et Nacer.

Et A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme

DAHOU.

JUGURTA

Dédicace

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

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

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères et mes meilleurs amis chacun à son nom.

Et sans oublier les superviseurs Hichem et Nacer.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme Jugo.

Daddah



SOMMAIRE

Introduction	01
Chapitre II : Généralité sur la région TFT	
1 Situation géographique.....	02
2 Historique de la région d'étude	02
3 Aperçu structurale	05
4 Identification et coordonnées d'implantation de puits HMZ-10:.....	10
5 Programme de forage	11
5-1 Les objectifs de puits HMZ-10	11
5-2 Les diffèrent phases de forage.....	13
5-3 Programme de diagraphie	18
Chapitre III : Notions de gisement	
1-Introduction	19
2-Caractéristiques des roches réservoir.....	19
3-Skin.....	21
4-Indice de productivité	23
5-AOFP (Absolute Open Flow Potential).....	23
6-FVF, GOR, WOR et BSW.....	24
7-Recherche des gisements.....	24
8- Le Drainage.....	25
8-1-Drainage naturel.....	25
8-2-Drainage artificiel.....	26
Chapitre IV : Généralités sur les essais de puits	
1-Principe des essais de puits.....	27
2-Principaux objectifs des essais de puits et moyens de les atteindre.....	27
2-1-Cas des essais sur puits d'exploration.....	28
2-2-Cas des essais sur puits de confirmation.....	28
2-3-Cas des essais initiaux sur puits de développement.....	29
2-4-Cas des essais périodiques sur puits de développement.....	30
Chapitre V : DST Drill Stem Test	
1-Les objectifs de DST	32
2-Principe d'un DST.....	32
3-Différents types de test DST.....	33

3-1-n trou non tubé.....	33
3-2-En trou tubé (Cased Hole)	34
3-3-Test de couche sélectif (Straddle test)	34
4-Les équipements utilisés dans un DST	35
4-1 Equipements de fond	35
4-2 Equipements de surface.....	50
5-Déroulement des opérations pendant un DST.....	58
5-1 Actions préliminaires avant les opérations de TEST.....	58
5-2 Principes de déroulement d'un essai de puits.....	59
6-Synthèse des résultats attendus d'un DST.....	62
6-1 Informations recueillies sur site	62
6-2 Informations obtenues en surface.....	63
6-3 Résultats en laboratoire	63
6-4 Résultats recueillies sur site	64

Chapitre VI étude de cas

1-Introduction.....	65
2-Objectif de DST du puits HMZ-10	65
3-La garniture de test utilisé	66
3-1 La composition du train de test	67
3-2 Rôle de chaque élément.....	68
3-3 Les équipements de surface	69
4-Opération avant le test DST	71
5-Déroulement test DST.....	72
5-1 Safety meeting	72
5-2-La descente de train de test.....	72
5-3 La circulation inverse	73
5-3-1 Programme de la circulation inverse.....	73
5-3-2-Calcul de volume de boue dans le puits	73
5-4 Le désencrage de packer et la remonté de train de test.....	74
6-La chronologie des opérations.....	75
7-Résultats des enregistreurs.....	79

Conclusion et recommandations

Bibliographie

Liste des tableaux :

Chapitre II Généralités sur la région TFT

Tableau I.01 : Identification et coordonnées d'implantation du puits.....	10
Tableau II.02 : Programme d'outil.....	13
Tableau II.03 : Programme de BHA.....	13
Tableau II.04 : Programme de tubage.....	13
Tableau II.05 : Programme de boue.....	14
Tableau II.06 : Programme d'outil.....	15
Tableau II.07 : Programme de BHA.....	15
Tableau II.08 : Programme de boue.....	15
Tableau II.09 : Programme de tubage.....	16
Tableau II.10 : Programme d'outil de la phase 8 1/2".....	16
Tableau II.11 : Programme de tubage 7".....	16
Tableau II.12 : Programme de la BHA de la phase 8 1/2".....	17
Tableau II.13 : Programme de boue de la phase 8 1/2".....	17
Tableau II.14 : Tableau II.14 : Le programme de diagraphie.....	18

Chapitre VI Etude de cas du puits HMZ-10

Tableau VI.01 : Information sur le puits.....	64
Tableau VI.02 : Données des enregistreurs.....	81

Liste des Figures :

Chapitre II généralités sur la région TFT

Figure II.01 : Situation géographique de la région TFT.....	04
Figure II.02 : Coupe lithologique du champ de TFT.....	06
Figure II.03 : Localisation de puits HMZ-10.....	10
Figure II.04 : Courbe d'avancement prévisionnelle.	11
Figure II.05 : Fiche technique du puits.....	12

Chapitre III notions de gisement

Figure III.01 : Anticlinal.....	24
Figure III.02 : Faille.....	24
Figure III.03 : Variation de faciès.....	25
Figure III.04 : Biseauage.....	25
Figure III.05 : Gas – cap.....	26
Figure III.06 : Coning.....	26

Chapitre V DST (Drill Stem Test)

Figure V.01 : Types de DST.....	33
Figure V.02 : Packer pour le découvert	36
Figure V.03 : Packer pour trou tubé.....	37
Figure V.04 : Vanne à percussion.....	38
Figure V.05 : Vanne à percussion.....	39
Figure V.06 : Coulisse de battage	41
Figure V.07 : Ordre d'installation des équipements.....	43
Figure V.08 : Vanne de circulation inverse SHR.....	45
Figure V.09 : Full Bore Pressure Controlled Tester (FB PCT).....	46
Figure V.10 : Testeur MFE (en trou découvert)	47
Figure V.11 : Différentes positions de j.pin.....	48
Figure V.12 : MFE by-pass.....	49
Figure V.13 : Flow head.....	51

Figure V.14 : Manifold de duses.	52
Figure V.15 : Réchauffeur.....	53
Figure V.16 : Séparateur.....	54
Figure V.17 : Disposition des matériels de surface.....	57
Chapitre VI chapitre étude de cas du puits HMZ-10	
Figure VI.01: Données géologiques de carottage.....	66
Figure VI.02: Composition du train de test.....	67
Figure VI.03: Tête de puits (Flow-head).....	69
Figure VI.04: Séparateur.....	70
Figure VI.05: Bac de stockage.....	71
Figure VI.06 : Résultats des enregistreurs.....	79

INTRODUCTION

Le pétrole et le gaz jouent un rôle très important et capital dans l'industrie des pays de monde, le forage est resté jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter cette source inestimable, mais avant d'exploiter ces richesses souterraines, il faut d'abord estimer leur valeur économique et son rôle stratégique. En exploration, il est très nécessaire de prendre des échantillons des terrains traversés pour une meilleure compréhension de la lithologie, et les caractéristiques des fluides contenus dans les formations de ces derniers.

Le suivi des conditions d'un gisement est très important pour améliorer la récupération des hydrocarbures, et même de trouver des solutions de quelques problèmes de ce gisement.

Pour cela, on essaye d'avoir des échantillons de ce gisement avec la plus grande quantité et sans aucune alternance ou endommagement, pour permettre de faire des analyses très précises de perméabilité, porosité, saturation en huile et en gaz... et d'autres paramètres très importants pour les géologues, producteurs et les foreurs.

Le test en cours de forage connue par " **DST** " est un test qui permet de connaître avec assez 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.

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

Nous allons par ce modeste travail mettre en exergue le déroulement d'un test DST dans le puits HMZ-10 dans le champ de TFT,

A la lumière de ceci, ce travail est structuré comme suit :

Généralités sur la région de tin Fouyé Tabankort (TFT),

Notions du gisement,

Généralités sur les essais de puits,

Etude de cas ou nous avons essayé d'interpréter les différents résultats du DST.

1-Situation géographique :

La région de tin Fouyé Tabankort (TFT) est située dans la partie centrale du bassin d'ILLIZI plus précisément à 30Km au nord ouest d'IN AMENAS et 500Km au sud-est de HASSI MESSAOUD.

La région de TFT est délimitée par les coordonnées UTM (Universel Transverse Mercator) suivantes :

$X_1=310000$; $Y_1=3110000$.
 $X_2=400000$; $Y_2=3190000$.

2-Historique de la région d'étude

- **Historique de découverte :**

Le premier gisement découvert dans la région est celui de Tin-Fouyé en 1961, suivi ensuite par :

- 1 -Hassi Mazoula Sud en 1963.
- 2 -Hassi Mazoula Nord en 1963.
- 3 - Tin -Fouyé Nord en 1966.
- 4 – Djoua en 1966.
- 5 - TFT Ordovicien en 1967.
- 6 – Tamendjelt en 1970.
- 7 – Amassak en 1970.

Le gisement de TIN FOUYE est situé au nord ouest de gisement TFT, il a été mis en évidence de l'huile et du gaz dans l'unité IV3 de l'ordovicien (2000m) afin de préserver la pression de gisement en utilise aussi bien le maintien de pression que le gaz lift "ordovicien" pour son exploitation.

Le gisement de DJOUA se trouve au sud est de TFT, il produit de l'huile principalement dans le réservoir F6 "unité C" du dévonien, 1500m et A-VIII et M1-X du GAUTHLANDIEN (1600m) par pompage électrique.

Le gisement de TAMENDGLET est situé à environ 6KM au nord ouest de TFT huile, son réservoir F6 dévonien est exploité par le gaz lift.

Le gisement de HASSI MAZOLA (nord, sud et B) produit par pompage électrique à partir du réservoir F6.

- **Historique de développement :**

Le champ de Hassi Mazoula dévonien (1500m) l'un de champ qui produit la plus grande partie de production de la région de TFT, son exploitation a commencé en 1964.

Jusqu'à 1975, les puits forés sont au nombre de 52, dont 49 producteurs, la surface embrassé par le forage ne présentait que 40% de la surface de TFT.

En raison de la diminution de la pression de gisements, la région à fait appel à une énergie artificielle, la plus fréquente étant l'injection d'eau ou de gaz. Ces méthodes sont appliquées aux gisements épuisés par l'exploitation, d'où l'appellation de "récupération secondaire".

La région de TFT connue par sa capacité de production d'huile classée deuxième région après HASSI MESSAOUD elle produit en moyenne :

10700 T/jour d'huile.

18500 m³/jour d'eau.

35000 m³/jour de gaz.

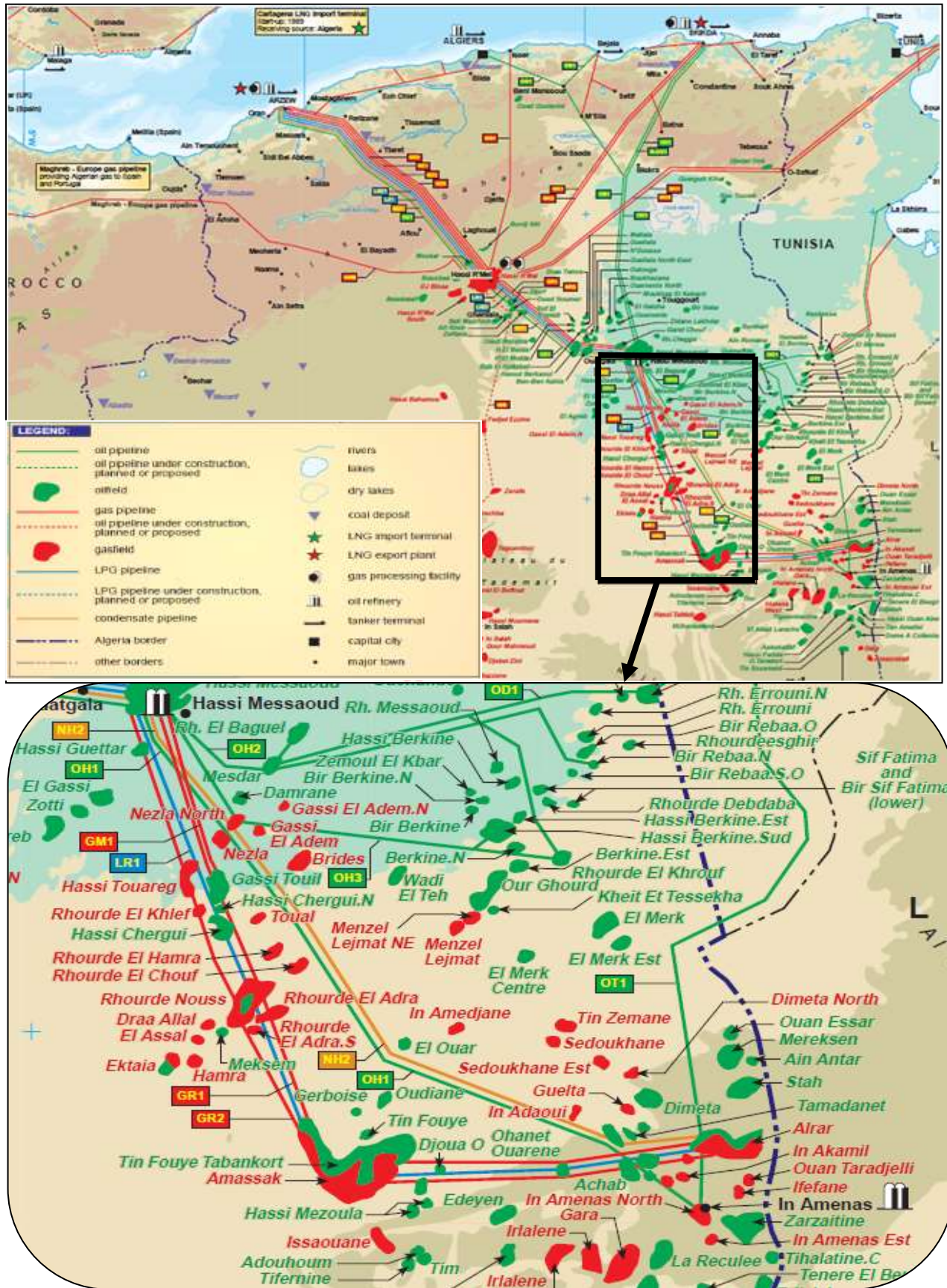


Figure II.01 Situation géographique de région TFT.

3-Aperçu structural :

Le gisement de TFT se présente comme un système de compartiment longitudinaux, délimités par des failles transversales par rapport à la direction Est-Ouest du monoclin.

Le toit du réservoir Ordovicien forme un monoclin de direction Est-Ouest et de pendage Nord. La régularité du monoclin est aussi affectée par une série de failles de direction Nord Ouest à Nord-Nord Ouest et du Nord Est à Nord-Nord Est, par des culminations secondaires en relations avec des failles et des replats avec diminution de la pente structurale.

Des failles dont le rejet atteint 50 à 60 m ont été mises en évidence dans l'Ouest dans les régions du champ où les rejets des failles dépassent l'épaisseur de la couche, ces failles représentent des écrans hydrodynamiques.

L'analyse des constructions au toit de l'Ordovicien et au mur delà couche productrice prouve que le gisement a une structure divisée en bloc.

Les séries sédimentaires sont marquées par deux discordances majeures, la discordance Francienne et la discordance Hercynienne. Ces dernières ont engendré la disparition des terrains du Dévonien et ceux du Trias.

3-1 la coupe lithologique:

AGE	Formations	Prof	C.abs	Ep
CRETACE	Senonien			
	Turonien			
	Cénomaniens	00	551	185
	Albien	185	366	75
	Aptien	260	291	19
	Barrémien	279	272	69
	Néocomien+Malm	348	203	140
JURA.	Dogger	488	63	194
	Lias	682	-131	83
TRIAS	Trias			
CARB.	S.Tiguentourine			
	Westphalien+Namurien	765	-214	79
	Viséen+Touraisien	844	-293	445
DEVONIEN	Réservoir " F2 "	1289	-738	50
	Série Arg.	1339	-788	207
	Unité C3-I	1546	995	6
	Unité C2-II	1552	-1001	22
	Unité C1-III	1574	-1023	18
GOTHLANDIEN	Unité B2 IV-V	1592	-1041	

Figure II.02 : coupe lithologique du champ TFT.

3-2 La composition de la série stratigraphique :

La coupe stratigraphique type du champ de TFT se compose d'une série sédimentaire allant du Cambro-ordovicien gréseux au Turonien calcaire..

Donc la série stratigraphique du champ de TFT est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) :

a-Le Mésozoïque :

Il est marqué par la disparition des terrains triasiques et une limite incertaine entre le Crétacé et le Jurassique.

- **Le Cénomaniens : (e=185 m)**

Il est représenté par une argile verte au sommet et brunâtre à rouge brique vers la base, tendre à pâteuse, localement carbonatée.

Au sein de cet ensemble argileux, on note une intercalation de passées de gypse blanc, translucide, fibreux et de calcaire blanc, microcristallin, légèrement dolomitique.

- **L'Albien : (e=74 m)**

Ce terme est représenté par une alternance de niveaux métriques de grès gris -blanc, fin à très fin, friable, à ciment argilo-carbonaté, de sable blanc à rosâtre, fin à moyen, arrondi à sub-arrondi et d'argile brune à verte, tendre à pâteuse, localement indurée.

- **L'Aptien: (e=21 m)**

Il est représenté par un niveau d'argile gris-vert, tendre à pâteuse, silteuse où s'intercalent des passées de sable blanc, fin à moyen, arrondi.

- **Le Barrémien : (e=69 m)**

Cet étage est représenté dans sa partie sommitale par un empilement rythmique de niveaux de sable translucide, opaque, moyen à grossier, sub -arrondi, séparés par des passées d'argiles rouge brique, tendres, légèrement carbonatées et de calcaire jaune, tendre. Dans sa partie basale, il est représenté par du sable translucide, moyen à grossier, arrondi à sub-arrondi, renfermant des passées micro-conglomératiques.

- **Le Néocomien et le Malm : (e=141 m)**

Cet intervalle est représenté par une intercalation de niveaux de sable blanc, translucide, parfois rosâtre, moyen à grossier, sub-arrondi, d'argile brune, légèrement silteuse, présentant des traces de lignite à la base.

- **Le Dogger : (e=194 m)**

C'est un empilement de niveaux métriques de sable blanc, translucide, parfois rosâtre, fin à moyen, de silt versicolore, pâteux, de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi, siliceux, pyriteux et d'argiles brunes à vertes, pâteuses.

On note par ailleurs la présence de fines passées de lignite le long de l'intervalle.

- **Le Lias : (e=82 m)**

Il est caractérisé par une alternance de niveaux de sable blanc, translucide, moyen, sub-arrondi, de grès blanc, moyen à grossier, siliceux dur, pyriteux, devenant micro-conglomératique par endroits.

On note par ailleurs la présence de petites passées de dolomie blanche, compacte, massive.

b-Le Paléozoïque :

Le premier horizon paléozoïque sous la discordance Hercynienne est le Carbonifère, représenté par le Viséen et le Tournaisien.

Le Carbonifère Viséen & Tournaisien : (e=444 m)

Ces deux formations sont représentées par une intercalation de niveaux métriques d'argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée, renfermant quelques passages de grès gris à beige-brun, moyen à grossier, silico-argileux, moyennement dur.

Le Dévonien :

La série dévonienne est marquée par la disparition des termes du Dévonien Moyen.

- **Le Dévonien Supérieur :**
- **Le Strunien (Réservoir F2) : (e=50 m)**

C'est un ensemble d'argile gris-noir, silteuse, indurée, micacée où s'intercalent quelques niveaux métriques de grès brun, moyen à grossier, silico-argileux, pyriteux.

- **La Série Argileuse : (e=206 m)**

Cet intervalle est représenté par une argile gris-foncé à noire, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

- **Le Dévonien Inférieur :(Réservoir F6)**
- **L'unité C3-I : (e : 6 m)**

Elle est caractérisée par une superposition de niveaux de grès blanc, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi, moyennement consolidé, séparés par des passées d'argiles gris -foncé, silteuses, finement micacée.

- **L'unité C2 -II : (e : 22 m)**

Cette unité est représentée par une intercalation de niveaux métriques de grès blanc, fin à très fin, friable, mal cimenté, intercalés à de fines passées d'argile gris-foncé, silteuse, finement micacée et de silt blanc, tendre.

- **L'unité C1-III: (e : 18 m)**

C'est une superposition de niveaux de grès blanc, moyen, à grossier, bien classé, siliceux, riche en dragées de quartz, séparés par des passées d'argile gris-foncé, silteuse, finement micacée, indurée.

C-Le Gothlandien :

- **Le Gothlandien Argilo-Gréseux (Réservoir F6).**
- **L'unité B-2 IV-V : (e=60 m).**

C'est une succession rythmique de niveaux de grès gris clair, moyen à grossier, silico-argileux et d'argile gris-foncé, silteuse, indurée, finement micacées.

3-3 Caractéristiques pétrophysiques:

Le réservoir de Hassi Mazoula se caractérise par d'importantes variations d'épaisseur, de faciès et de caractéristiques pétrophysiques. Il est surmonté par les argiles Siluriennes qui donnent lieu à un contact franc.

Le mur de réservoir est constitué par les séries argilo-gréseuses de réservoir F6. Les accumulations principales d'huile et de gaz appartiennent aux grés C1, C2, C3 du Dévonien.

- **caractéristiques de l'Unité C1-III : (Dévonien)**

- Epaisseur utile: 30 m.
- Perméabilité moyenne: 450 mds.
- Porosité moyenne: 19 %.
- SW: 20 %

- **Pression de gisement :**

La pression du réservoir Dévonien est actuellement de 115 bars. Cette structuration complexe a donné lieu à des plans huile/eau assez différents d'un compartiment à l'autre.

- **Pression de fracturation :**

Le gradient de fracturation pour le réservoir Dévonien du champ de TFT est estimé à 0.64 - 0.8 psi par foot, soit une pression au fond de 4250 à 5200 psi.

Cette variation est due au caractère non homogène du réservoir qui comporte des zones fissurées et d'autres plus compactes.

4- Identification et coordonnées d’implantation de puits HMZ-10 :

- Donnes puits :

Nom du puits	HASSI MAZOULA 10
Direction	Tinfouyé Nord-est
Wilaya	ILLIZI
Prospect	Développement
Coordonnées UTM	X = 385 220,18 m Y = 3 142 740,1 m Zs = 542,78 m Zt = 550,4m
Objectifs	Devonien F6 (C3-I unit)
Profil	Verticale
La profondeur totale de puits	1600 mètres
Nombre de jour	10,56 jours

Tableau II.01 : Identification et coordonnées d’implantation du puits.

- Localisation de puits HMZ-10 :

Le puits HMZ-10 est situé à 2.2Km nord–est de puits HMZ-9.

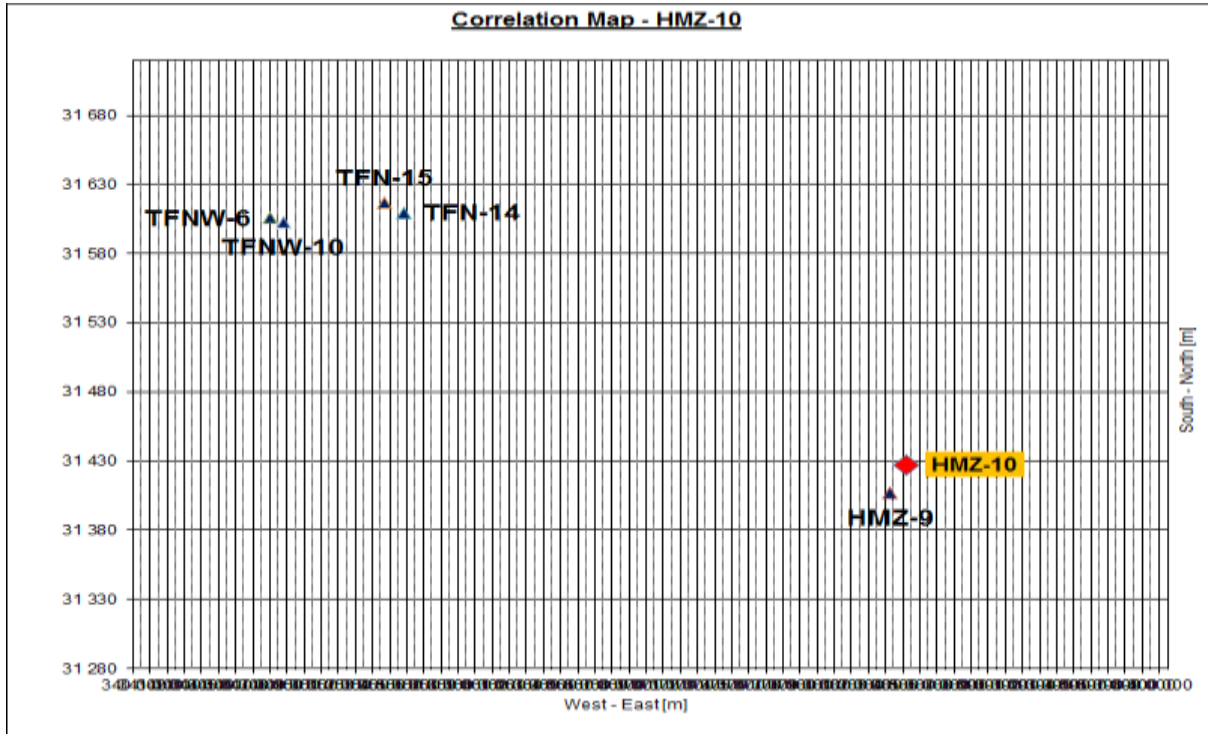


Figure II.03 : Localisation de puits HMZ-10.

5- Programme de forage :

5-1 Les objectifs de puits HMZ-10 :

- **Objectif De Production :**

L'objectif de HMZ-10 est le développement de réservoir F6.

- **Cible :**

L'unité C3-I du Dévonien.

- **Objectifs Opérationnels :**

- * Aucuns incidents ou accidents qui perdent de temps.
- * Aucuns événements environnementaux.
- * Le délai prévu pour arriver à la cible 2120m est de 16 jours.
- * Prendre les informations nécessaires pour optimiser le forage dans la région.
- * Des échantillons de carottage seront pris selon les instructions de géologue de puits, tous les deux ou trois mètres, et chaque un mètre quand approchant d'Unité IV-3.
- * Une carotte de neuf (09) mètres sera prélevée au niveau de l'unité C 3-I du Dévonien.
- * DST en trou ouvert avec coiled tubing sera effectué au niveau de l'unité C3-I du Dévonien.

❖ Courbe d'avancement prévisionnelle :



Figure II.04 : Courbe d'avancement prévisionnelle.

❖ Fiche technique du puits :

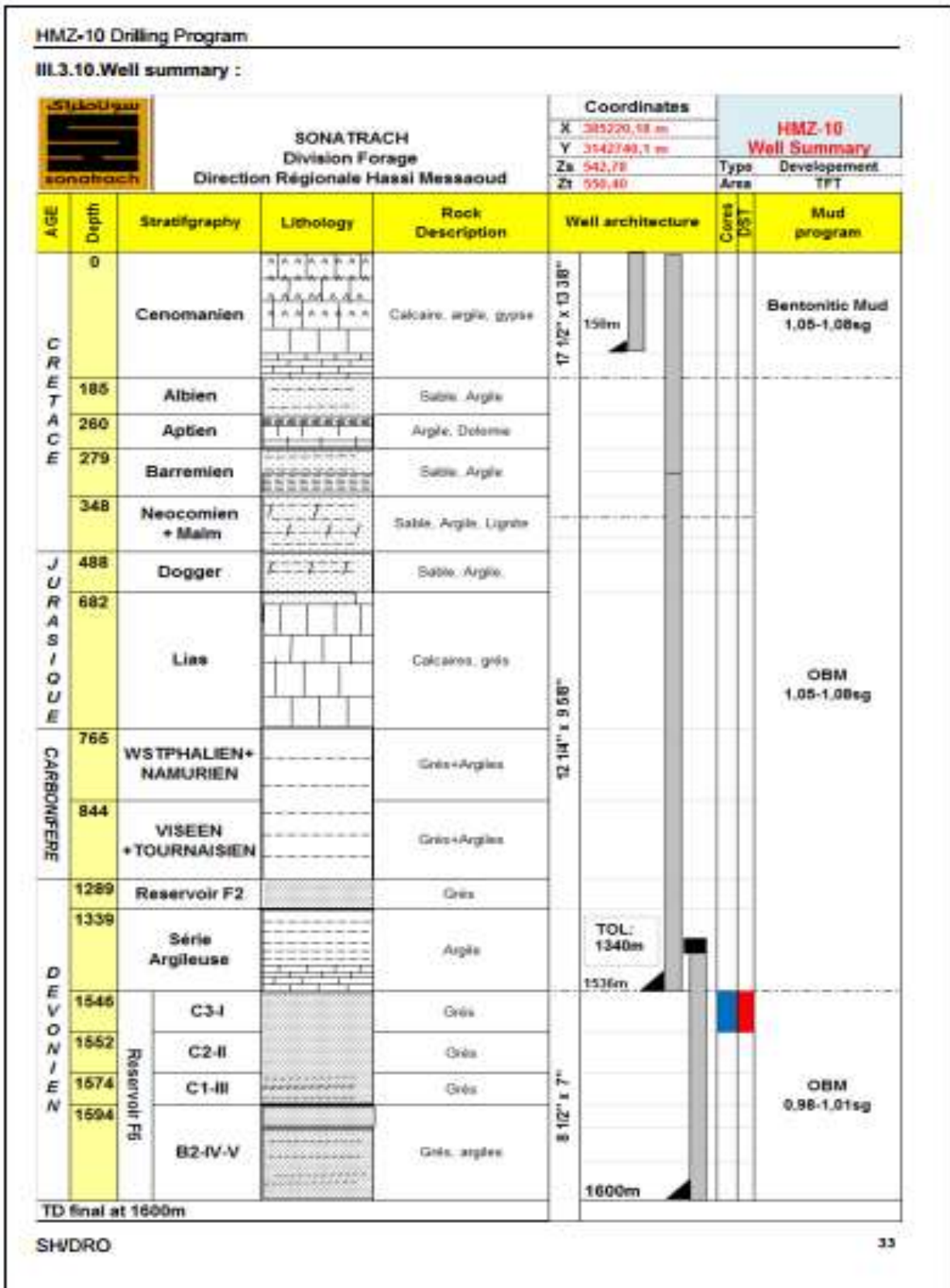


Figure II.05 : Fiche technique du puits

5-2 Les différentes phases de forage :

5-2-1 Phase 17 1/2" x 13 3/8" de 00 à 150 m :

➤ Les objectifs :

- Le but est de forer dans 150m Cénomaniens et maintenir de toute formation non consolidée et assurer l'étanchéité suffisante pour installer un BOP pour contenir des gaz à faible profondeur pendant le forage de la section suivante.
- obtenir une bonne adhérence du ciment à la surface derrière 13 3/8".

➤ Programme d'outil :

Type	Duse	Longueur forée (m)	WOB (T)	RPM (tr/min)	Flow rate (l/min)
ER3GJMRS (RR)	3 x 20/32"	150	5-25	60-110	1000-3000

Tableau II.02 : Programme d'outil.

➤ Programme de la BHA :

No	Type	OD (In)	ID (In)	Description
1	Rock Bit	17 1/2"	-	TOTCO Ring
1	Bit Sub	9 1/2"	3	7 5/8" REG.B x B
1	Shock sub	11"	3	7 5/8" REG.P x B
1	Short DC	9 1/2"	3	Spiral
1	DC	9 1/2"	3	Spiral
1	Stabilizer	17 7/16"	3	7 5/8" REG.P x B
1	DC	9 1/2"	3	Spiral
1	XO	-	3	7 5/8" REG.P x 6 5/8" REG.B
2	DC	8"	2.812	Spiral
1	XO	8"	2.812	6 5/8" REG.P x 4 1/2" IF B

Tableau II.03 : Programme de BHA

➤ Programme de tubage :

Casing size	Nominal weight	Grade	I.D	O.D	Connexion	Collapse Psi	Burst Psi	Tension 10 ³ lbft
13 3/8"	54.5#	K 55	12.61 "	12.45"	BTC	1130	2740	851

Tableau II.04 : Programme de tubage.

➤ **Programme de boue :**

- Type de boue : Boue bentonitique douce.

Propriety	Requirement	Units
Mud weight	1.05-1.08	SG
Funnel Viscosity	60-80	Sec/qt API
Plastic Viscosity	Minimum	cP
Yield point	30-40	Lb/100 ft ²
Gels 0/10	15/30	Lb/100 ft ²
API fluid loss	N.C - (+/-20)	Cc/30 min
Methylene Blue Test	70-90	Kg/m ³
PH	11-12	-
Total Hardness	400	Mg/l

Tableau II.05: Programme de boue.

➤ **Tête de puits et les BOP's :**

Composants:

- Casing head housing: 13 3/8 "x13 5/8" - 3M récupérable.
- Adaptateur : 13 5/8 "-3M x 13 5/8" -5M.
- Mud cross : 13 5/8 "-5 M.
- BOP's : 13 5/8 "-5 M.

5-2-2 Phase 12 1/4" x 9 5/8" de 150 à 1536 m

➤ **Les objectifs :**

- L'objectif de forage de cette phase est l'isolation de la formation d'Albien, d'Aptien et de Barremien.
- Mettre et cimenter une colonne du tubage intermédiaire 9 "5/8 au-dessus du réservoir F6.
- Fournir une intégrité du tubage suffisante pour installer les BOP pour la section suivante.
- obtenir une bonne adhérence du ciment à la surface derrière le tubage.

➤ Programme d'outil :

Type	Duse	Longueur forée (m)	WOB (T)	RPM (tr/min)	Flow rate (l/min)
VTD813DGX (RR)	8x13/32"	1386	5-20	80-150	2300-3000

Tableau II.06 : Programme d'outil.

➤ Programme de BHA :

No	Type	OD (In)	ID (In)	Description
1	Bit	12 1/4"	-	TOTCO Ring
1	N Bit. STB	12 3/16"	3	7 5/8" REG B x B
1	SDC (3m)	9 1/2"	3	7 5/8" REG.P x B
1	Stabilizer	12 3/16"	3	7 5/8" REG.P x B
1	DC	9 1/2"	3	Spiral
1	Stabilizer	12 3/16"	3	7 5/8" REG.P x B
1	DC	9 1/2"	3	Spiral
1	XO	-	3	7 5/8" REG.P x 6 5/8" REG.B
11	DC	8"	2.812	Spiral
1	XO	-	2.812	6 5/8" REG.P x 4 1/2" IF B
6	HWDP	5	3	50# - D- 4 1/2" IF

Tableau II.07 : Programme de BHA

➤ Programme de boue :

- Type de boue : OBM.

Propriety	Requirement	Units
Mud weight	1.05-1.08	SG
Plastic Viscosity	minimum	cP
Yield point	12-18	Lb/100 ft ²
Gels 0/10	8/12	Lb/100 ft ²
HPHT fluid loss 200 F/500 psi	<10	Cc/30 min
NaCl (water phase)	317	g/l
Stabilité électrique	>600	Volts
Pb (cc 0.1 H2SO4)	2.0-2.5	mg/l
O/W ratio	85/15	
L.G.S	<5	% by volume

Tableau II.08 : Programme de boue.

➤ Programme de tubage :

Casing size	Nominal weight	Grade	I.D	O.D	Connec tion	Collapse Psi	Burst Psi	Tension 10 ³ lbft
9 5/8"	47#	P 110	8.681"	8.525 "	BTC	5300	9440	1460

Tableau II.09 : Programme de tubage.

➤ Tête de puits et les BOP's :

Composants:

- Casing head housing: 9 5/8" casing X 11" - 3M.
- Adaptateur: 11" - 3M X 13 5/8" -5M.
- Mud cross: 13 5/8" -5M.
- BOP's: 13 5/8" -5M.

5-2-3 Phase 8 1/2" x 7" de 1536 à 1600 m

➤ Objectifs :

Atteindre le liner shoe provisoire et réaliser le tubage de production de 7", le sabot sera mise à la base de formation Dévonien.

➤ Programme d'outil :

Type	Duse	Longueur forée (m)	WOB (T)	RPM (tr/min)	Flow rate (l/min)
Q507FX (New)	7 x 12/32"	64	5-15	80-140	1800-2000

Tableau II.10 : Programme d'outil de la phase 8 1/2".

➤ Programme de tubage:

Casing size	Nominal weight	Grade	I.D	O.D	Connec tion	Collapse Psi	Burst Psi	Tension 10 ³ lbft
7"	32#	P 110	6,094 "	5,969"	N- VAM	10768	12449	1021

Tableau II.11 : Programme de tubage 7".

➤ Programme de BHA :

No	Type	OD (In)	ID (In)	Description
1	Rock Bit	8 1/2"	-	4 1/2" API REG PIN
1	NBS	8 7/16"	2.81	4 1/2" IF Pin x Box
1	Short DC (3m)	6 1/2"	2.81	4 1/2" IF Pin x Box
1	Stabilizer	8 7/16"	32.81	4 1/2" IF Pin x Box
1	DC	6 1/2"	2.81	4 1/2" IF Pin x Box
1	Stabilizer	8 7/16"	2.81	4 1/2" IF Pin x Box
20	DC	9 1/2"	2.81	4 1/2" IF Pin x Box
6	HWDP	5"	3	50 # - D - 4 1/2" IF

Tableau II.12 : Programme de la BHA de la phase 8 1/2".

➤ Programme de boue :

- Type de boue : OBM.

Propriety	Requirement	Units
Mud Weight	0.97-1.01	S.G
Plastic Viscosity	minimum	cP
Yield Point	10-12	lb/100 ft ²
Gels 0/10	5/10	lb/100 ft ²
HPHT fluid loss 200 OF/500 psi	<4	Cc/30 min
NaCl water phase	317	g/l
Stabilité électrique	>1000	Volts
Pb (cc 0.1 H2SO4)	2.0-2.5	mg/l
O/W Ratio	90/10	Lb/100 ft ²

Tableau II.13 : Programme de boue de la phase 8 1/2".

➤ **Tête de puits et BOP :****Composants :**

- Casing head housing: 11" - 3M x 9 5/8".
- Tubing head: 11" -3M x 7 1/16" -5M.
- Adaptateur: 7 1/16" -5M x 13 5/8" -5M.
- Mud cross: 13 5/8"-5M.
- BOP's: 13 5/8 -5M.

5-3 Programme de diagraphie :

Phase	Programme
La phase 17 1/2 "	Aucun
La phase du 12 1/4"	Aucun
La phase 8 1/2"	<p>Trou Ouvert De 8 1/2 :</p> <p>* GR-CAL.</p> <p>* CBL/VDL/CCL/GR de 9 5/8".</p> <p>Trou tubé Par 7" :</p> <p>* GR - CBL – VDL – CCL.</p>

Tableau II.14 : Le programme de diagraphie.

1-Introduction :

Le réservoir est une roche qui contient un effluent, qui peut être un hydrocarbure (gaz ou pétrole), ou de l'eau.

Le pétrole est un minéral qui s'est formé dans les bassins sédimentaires. En général, il migre, c'est à dire qu'il s'écoule de la roche dans laquelle il s'est formé, appelée roche mère, vers d'autres, jusqu'à ce que cette migration soit stoppée par une roche imperméable, qui fait étanchéité et l'empêche de continuer sa migration, appelée roche couverture. La roche dans laquelle le pétrole reste piégé est appelée roche réservoir ou magasin.

Les roches mères sont argileuses ou carbonatées à texture fine.

Les roches couvertures sont les argiles qui sont imperméables grâce à leur texture, les carbonates fortement argileux, et les évaporites qui ont une imperméabilité parfaite, telle que l'anhydrite qui couvre la majorité des réservoirs carbonatés.

Les roches réservoirs ont une porosité et une perméabilité élevées. Elles peuvent être de type détritique, telles que les sables et les grès, formées de calcite, pyrite, argile et essentiellement de quartz, ou de type carbonaté, telles que les calcaires et dolomies.

2-Caractéristiques des roches réservoir :

2-1-La porosité :

Une roche réservoir est constituée de particules solides cimentées entre elles. Les vides formés entre ces particules sont appelés pores, dans lesquelles s'accumule le fluide. La porosité est le rapport entre le volume de ces vides (V_P) et le volume total (V_T) de la roche.

Cette caractéristique est exprimée en pourcentage et est déterminée sur un échantillon de roche d'un volume déterminé. Le volume des pores est égal au volume total diminué du volume solide.

$$V_P = V_T - V_S$$

$$P = V_P / V_T$$

P = porosité (%).

V_P = volume des pores.

V_S = volume des solides.

V_T = volume total.

On appelle porosité utile la porosité de seulement les pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur.

Une roche ayant une porosité inférieure à 3% est considérée comme roche compacte, et elle à une très bonne porosité si cette dernière dépasse 20%.

2-2-La perméabilité :

C'est l'aptitude d'une roche à permettre l'écoulement d'un fluide à travers ses pores. Elle est exprimée par la loi de Darcy.

Pour un liquide en régime permanent, si l'écoulement est linéaire, cette loi est :

$$k = Q (\mu/S) (dL/dP)$$

Avec :

k = perméabilité.

Q = débit.

S = section de l'échantillon de roche.

dP = chute de pression due au passage du fluide.

μ = viscosité dynamique.

dL = longueur de l'échantillon.

dP = chute de pression due au passage du fluide.

Si l'écoulement est radial circulaire (cas plus représentatif pour les réservoirs), cette loi devient :

$$k = Q \mu B \ln(R/a) / 2 \mu h (P_G - P_F)$$

h = hauteur productrice de la roche.

P_G = pression de gisement.

P_F = pression de fond.

B = facteur de volume de l'huile.

\ln = log népérien.

R = rayon de drainage.

a = rayon du puits.

L'unité est le Darcy, mais pratiquement on utilise le milli – Darcy (mD).

Une perméabilité inférieure à 1 mD est considérée comme négligeable, tandis que si elle est supérieure à 100 mD, elle est très bonne.

La mobilité est le rapport k/μ , qui est plus important pour le gaz.

2-3-La saturation :

La saturation en un fluide (S_f) est le rapport entre le volume du fluide contenu dans les pores (V_f) et celui des pores (V_p). Elle est dite irréductible si elle est trop faible, ce qui entraîne une perméabilité nulle à ce fluide.

$$S_f = V_f / V_p$$

3-Skin :

3-1-Notion de skin :

Les abords du puits sont perturbés par différents phénomènes tels que :

3-1-a-Du "colmatage" :

La perméabilité aux abords du trou peut être différente de la perméabilité naturelle du réservoir. En particulier, elle peut être :

- ❖ Inférieure suite à un colmatage initié par exemple par la filtration du fluide de forage, de complétion ou de workover sous l'action de la surpression (qui existe durant ces phases-là) entre la pression en fond de puits et la pression de gisement ; cela générera des pertes de charge supérieures à celles où la perméabilité aux abords du trou resterait inchangée par rapport à la perméabilité initiale du réservoir.
- ❖ Supérieure suite par exemple à une acidification des abords du trou (sous réserve la formation ait réagit positivement à ce traitement) ; dans ce cas là les pertes de charge seront alors inférieures.

3-1-b-Des perforations :

En considérant que l'on a perforé la couche à produire sur toute sa hauteur, et que les perforations sont idéales (pas de restriction de perméabilité suite à un colmatage, une zone broyée "crushed zone" ...), les pertes de charge lorsque l'on produit une couche à travers des perforations seront, par rapport à celles que l'on aurait si l'on produisait directement à travers le trou foré (complétion de type "trou ouvert") supérieures, égales ou inférieures selon :

- ❖ La "géométrie" de perforation (pénétration des perforations dans la formation, nombre de perforations par pied, nombre de direction de tir, diamètre des perforations, ...)
- ❖ L'anisotropie du réservoir (rapport de la perméabilité verticale sur la perméabilité horizontale, la perméabilité verticale étant en pratique souvent bien plus faible que la perméabilité horizontale).

3-1-c-Une pénétration partielle :

En réalité si l'on choisit une liaison couche-trou de type "trou cuvelé, cimenté, perforé" c'est pour des raisons de sélectivité, ce qui conduit à ne perforer la couche que sur une partie de la hauteur. La hauteur d'écoulement aux abords du puits sera donc plus faible que dans le gisement proprement dit, ce qui implique qu'il y aura un resserrement des veines fluides dans le plan vertical et donc des pertes de charge supplémentaires. Elles seront d'autant plus importante que :

- ❖ le rapport entre la hauteur perforé et la hauteur de la couche est faible ;
- ❖ le rapport entre la perméabilité verticale et la perméabilité horizontale est faible.

3-1-d-Une inclinaison du puits :

En pratique, très souvent le puits pénètre la couche à produire non pas perpendiculairement mais selon une déviation qui peut être importante. La surface de contact entre le puits et la formation est donc plus importante et, en conséquence les pertes de charge s'en trouveront diminuées. Toutefois cet effet est généralement assez faible et sera d'autant plus faible que le rapport entre la perméabilité verticale et la perméabilité horizontale est faible.

3-1-e-Un écoulement turbulent :

C'est généralement le cas pour les puits à huile, y compris aux abords immédiats du puits. Dans le cas où l'écoulement serait turbulent les pertes de charge seraient plus élevées.

Ces effets sont regroupés dans le "skin" (effet de peau, ces perturbations étant concentrées aux abords immédiats du puits).

Le skin traduit la qualité de la liaison entre le réservoir et le puits, c'est-à-dire l'écart aux abords du puits entre :

- ❖ La situation réelle.
- ❖ Les hypothèses de départ (en particulier perméabilité aux abords du puits égale à celle du gisement, puits en communication avec le réservoir sur toute la hauteur de celui-ci ...).

3-2-Définition du skin (skin global) :

Par définition, le ΔP_{skin} est le ΔP supplémentaire dû à l'ensemble des perturbations aux abords du puits.

Par analogie à la loi de Darcy en écoulement radial circulaire

$$\Delta P = \frac{Q B \mu}{2 \pi h k} \ln \frac{R}{r_w}$$

On caractérise l'effet de l'ensemble de ces perturbations par le skin global S :

$$\Delta P_{\text{skin}} = \frac{Q B \mu}{2 \pi h k} S$$

Avec :

Q = débit d'huile (conditions de stockage).

B (oil bulk volume) = FVF (formation volume factor)

$$= \frac{\text{volume de l'huile aux conditions de gisement}}{\text{volume de l'huile aux conditions de stockage}}$$

q = Q B = débit d'huile dans les conditions de gisement.

h = hauteur de la couche.

k = perméabilité du réservoir.

μ = viscosité du fluide (aux conditions de gisement).

Ln = logarithme népérien.

R = rayon de drainage du puits.

r_w = rayon du puits (well).

S = effet pariétal (skin effect).

3-3-Moyens d'évaluation des différents skins :

Le skin global "S" est obtenu directement à partir d'essais de puits.

Les skins partiels tels que les skins de perforation "Sp", de pénétration partielle "Spp" (dit aussi d'étranglement "Se"), d'inclinaison "Si" (dit aussi de déviation "Sd" ou "Sθ") sont obtenus à partir d'abaques ou de formules en fonction de la géométrie du système et du rapport de la perméabilité verticale sur la perméabilité horizontale.

Le skin de colmatage "Sc" est déduit du skin global en tenant compte de l'effet des autres skins partiels.

4-Indice de productivité :

L'indice de productivité est défini comme le rapport entre le débit et le gradient de pression :

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi kh}{\mu\beta} \cdot \left(\frac{1}{\ln\left(\frac{r_d}{r_a}\right) + S} \right)$$

Avec :

r_d = rayon de drainage (m).

r_a = rayon de puits (m).

Autrement dit le IP est la capacité de puits de produire à un gradient de pression donné.

Donc la relation entre le skin et l'IP est comme suit :

Si on pose :

$$\frac{2\pi kh}{\mu\beta} = \alpha = Cte \quad \text{Et} \quad \ln\left(\frac{r_d}{r_a}\right) = \lambda = Cte$$

L'expression d'IP devienne :

$$IP = \frac{Q}{\Delta P} = \alpha \times \frac{1}{\lambda + S}$$

Avec :

ΔP : différence de pression gisement – fond du puits (Pa).

- ❖ Si le Skin (S) prend une valeur positive l'indice de production diminue donc la formation est endommagée.
- ❖ Si le Skin (S) prend une valeur négative l'indice de production augmente donc la formation est stimulée.

5-AOFP (Absolute Open Flow Potential):

Au lieu de l'IP qui n'est pas applicable aux puits à gaz, on caractérise aussi souvent le puits à gaz par l'AOFP (absolute open flow potential). L'absolute open flow potential, appelé aussi en français "débit potentiel absolu du puits" est le débit que l'on aurait si l'on ne laissait en fond de puits que la pression atmosphérique (c'est donc un débit fictif supérieur à ce que peut réellement produire le puits puisque, en fond de puits, la pression sera toujours supérieure à la pression atmosphérique du fait en particulier du poids de la colonne de gaz

et des pertes de charge dans le tubing). Cette caractérisation n'est que partielle dans la mesure où deux puits ayant les mêmes AOFP, pression de gisement et pression de fond produiront en général des débits différents.

6-FVF, GOR, WOR et BSW:

- ❖ pour récupérer 1 m³ d'huile au stockage, il faut extraire du gisement un volume supérieur d'hydrocarbures, appelé facteur volumétrique de fond (formation volume factor ou FVF) ;
- ❖ en même temps que ce mètre cube d'huile de stockage, un certain nombre volume de gaz a été soit récupéré, soit brûlé. Ce volume mesuré dans les conditions standard (15 °C, 1 atm) s'appelle solubilité du gaz dans l'huile, RS, ou GOR (Gas Oil Ratio) de dissolution.
- ❖ En pratique, les FVF s'écrivent Bo pour l'huile (et Bg pour les gaz). Les Bo et les RS varient beaucoup suivant les types d'huiles : légère, moyenne et lourde.
- ❖ En général :

1,05	<	Bo	<	2
10	<	RS	<	200
- ❖ Pour les huiles volatiles (très légères), les valeurs sont souvent plus élevées que ces chiffres.
- ❖ WOR : (Water Oil Ratio) : Volume d'eau associé à la production d'un volume unité d'huile de stockage.
- ❖ BSW (Basic Sediment and Water) : Pourcentage d'eau et de sédiment par rapport à la phase "liquide" (huile + eau + sédiment).

7-Recherche des gisements:

La migration des hydrocarbures est arrêtée par des obstacles appelés pièges, qui peuvent être :

- ❖ **Structuraux** : dôme de sel, anticlinal, faille, ...
- ❖ **Stratigraphiques** : variation de faciès, récif, biseautage, ...
- ❖ **Mixtes**.



Figure III.01 : Anticlinal

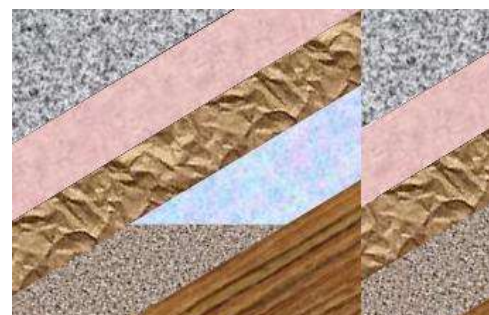


Figure III.02 : Faille



Figure III.03 : Variation de faciès



Figure III.04 : Biseutage

Pour détecter les roches dans lesquelles se sont formés les hydrocarbures (roches mères) et les pièges, on utilise les méthodes géologiques et géophysiques. Mais ces méthodes ne permettent pas de connaître la nature des fluides piégés dans les roches réservoirs, ce qui nécessite la réalisation d'un ou plusieurs puits d'exploration.

Dans ces forages, on utilise différentes méthodes pour bien connaître la nature des roches et des fluides :

- ❖ **diagraphies instantanées** : analyse des vitesses d'avancement et des déblais.
- ❖ **carottage** : extraction d'un échantillon de roche pour déterminer ses caractéristiques (porosité, perméabilité ...) mais pas la saturation, qui change pendant le carottage et la remontée en surface.
- ❖ **diagraphies différées** : ce sont des mesures effectuées après le forage et la remontée de la garniture. Ces mesures peuvent être électriques, soniques ou nucléaires. Ainsi, on peut déterminer plusieurs paramètres, telles que la porosité, les saturations, mais pas la perméabilité.
- ❖ **essais du puits** : consistent à faire débiter le réservoir d'une façon contrôlée, pendant une courte durée. Ceci permet de mesurer la pression du réservoir et son endommagement, et les caractéristiques des fluides contenus dans ce réservoir.

8- Le Drainage:

Le drainage est le déplacement des fluides du réservoir vers le puits. Ce drainage peut être naturel (ou primaire) ou artificiel (assistée ou secondaire, tertiaire ...).

8-1-Le Drainage naturel :

On distingue :

- ❖ **Expansion monophasique** : le taux de récupération du gaz est très important grâce à sa forte compressibilité, tandis que celui de l'huile est faible, à cause de sa faible compressibilité.
- ❖ **Contraction des pores** : cette contraction étant faible, le taux de récupération correspondant est également faible.
- ❖ **Expansion des gaz dissous** : lorsque la pression exercée sur l'effluent diminue, le gaz dissous dans l'huile se libère et occupe un volume plus important.

- ❖ **Expansion du gaz - cap** : c'est l'expansion du gaz qui s'est accumulé au-dessus de l'huile, ce qui augmente sa production, mais peut engendrer des problèmes par la formation d'un cône de gaz (coning) si le débit est élevé.

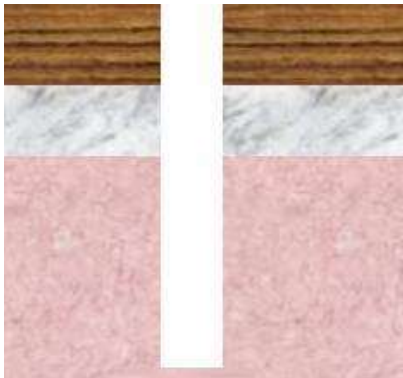


Figure III.05: Gas – cap

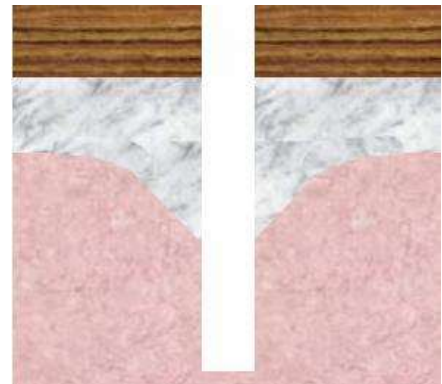


Figure III.06: Coning

- ❖ **Expansion d'un aquifère** : du à l'hydrophile de la roche réservoir. Ce phénomène augmente le taux de récupération, mais peut être mauvais si la roche est fissurée : l'eau monte rapidement dans les fissures et risque d'isoler l'huile. Comme dans le cas du gaz - cap, un débit trop élevé peut provoquer le coning.
- ❖ **Imbibition** : l'huile est chassée par l'eau par suite de la mouillabilité préférentielle de la roche à l'eau.
- ❖ **Pesanteur**.

8-2-Drainage artificiel :

On distingue :

- ❖ **Injection d'eau** : si l'eau au-dessous d'un réservoir d'huile n'en est pas séparée par une couche imperméable, on peut l'alimenter par l'injection d'eau à travers des puits injecteurs pour pousser l'huile qui remonte vers le puits suivant un drainage vertical. On peut ajouter des polymères dans l'eau pour augmenter sa viscosité et lui donner ainsi une meilleure mobilité, ou même des produits tensio-actifs pour réduire la tension entre l'eau et l'huile.
- ❖ **Injection de gaz** : soit dans un gaz - cap, soit directement dans l'huile. Cette méthode est moins efficace que l'injection de l'eau, puisque le gaz ne mouille pas la roche.
- ❖ **Injection de gaz carbonique** : soit en forme de gaz ou dissous dans l'eau, le gaz carbonique réduit les forces capillaires, diminue la viscosité de l'huile et augmente son volume.
- ❖ **Injection de la vapeur** : réduit la viscosité de l'huile.
- ❖ **Combustion interne** : si l'huile est très visqueuse, on réduit cette viscosité en brûlant une partie par l'injection de l'air dans le réservoir.

1-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 puits fermé sont préférables aux essais en débit pour lesquels la pression de fond risque d'être perturbée par des fluctuations intempestives du débit.

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.

2-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.

2-1-Cas des essais sur puits d'exploration :

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.

2-2-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, effet pariétal [skin] 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.

2-3-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.

2-4-Cas des essais périodiques sur puits de développement :

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 ...).

DST (Drill Stem Test)

1-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.

2-Principe d'un DST :

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 débité.

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.

3-Différents types de test DST :

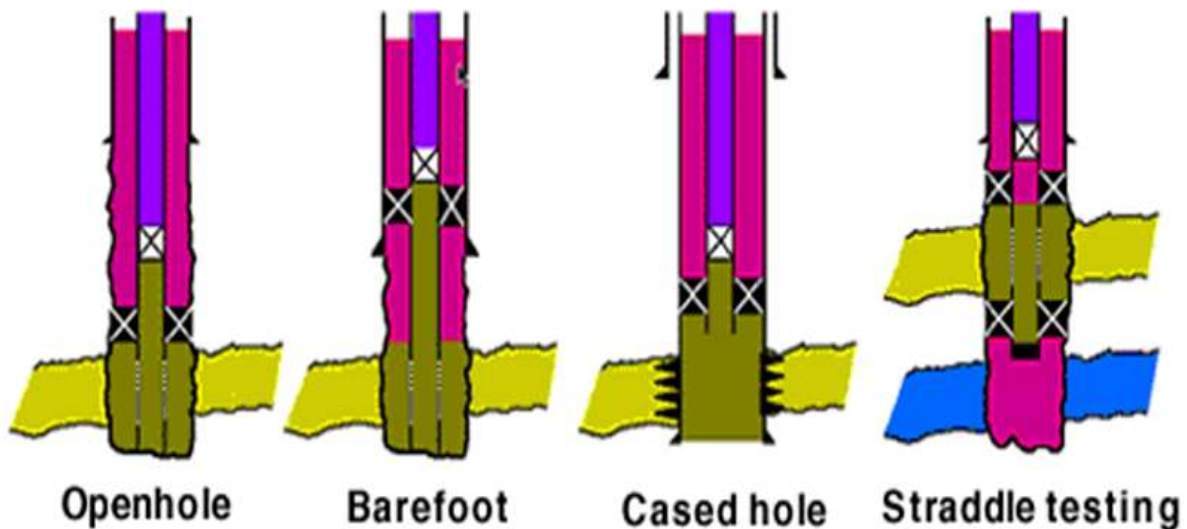


Figure V.01 types de DST

3-1-En trou non tubé :

L'intervalle testé est isolé par un packer ancré immédiatement au-dessus, 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 située plus bas. Dans les deux cas les packers sont ancrés dans le découvert.

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.

a) 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).

b) 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).

3-2-En trou tubé (Cased Hole):

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. (Notre cas)

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 envisagée, 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.

3-3-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.

4-Les équipements utilisés dans un DST :

4-1 Equipements de fond :

4-1-1 Fonctions de base à assurer :

La réalisation d'un test, et tout particulièrement d'un test en trou ouvert, impose de pouvoir :

- s'affranchir de la pression exercée par la colonne de boue sur la zone à tester et diminuer la pression en face de cette zone jusqu'à une valeur inférieure à celle des fluides contenus dans la couche,
- canaliser ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution de la boue ou d'éruption,
- maintenir, sur les formations non testées, la pression exercée en forage par la colonne de boue pour éviter leur éboulement ou la venue des fluides qu'elles contiennent,
- d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue,
- d'enregistrer en fond de puits la température, la pression et leurs variations tout au long du test,

procéder, en fin de test, à la remontée de la garniture de test après avoir remis l'ensemble du puits sous fluide de contrôle.

4-1-2 Composants de base :

Les éléments de base d'une garniture de test, permettant en particulier d'assurer les fonctions vues au paragraphe précédent, sont les suivants :

a) Le tubulaire proprement dit :

Constitué selon le cas de tiges de forage ou de tubing. Le tubulaire sert :

- De conduit pour l'effluent qui sera produit,
- De support pour les autres éléments.

Les tiges de forage sont plus particulièrement utilisées dans le cas de tests en cours de forage (DST : Drill Stem Test) de courte durée d'une zone à faible ou moyenne pression (notre cas). Dans les autres cas, et tout particulièrement s'il y a risque de présence d'acide sulfurique (H₂S), on préfère utiliser des tubings qui présentent une meilleure étanchéité au niveau des raccords.

b) Un packer :

Ce manchon en caoutchouc situé au dessus de la zone à tester s'appuie sur les parois du trou par compression, réalise l'étanchéité et sépare le puits en deux zones sans communication entre elles.

- **Le packer pour découvert :**

Il comprend une garniture en caoutchouc longue montée sur un mandrin qui coulisse dans un corps.

Il suffit que le train de test s'appuie sur le fond du puits par le biais de la béquille (ou sur les parois du puits par le biais du dispositif d'ancrage latéral si le fond est loin), puis on pose du poids sur le packer pour comprimer la garniture en caoutchouc qui flue dans le puits et vient épouser la forme des parois, créant ainsi l'étanchéité entre la partie inférieure et celle supérieure.

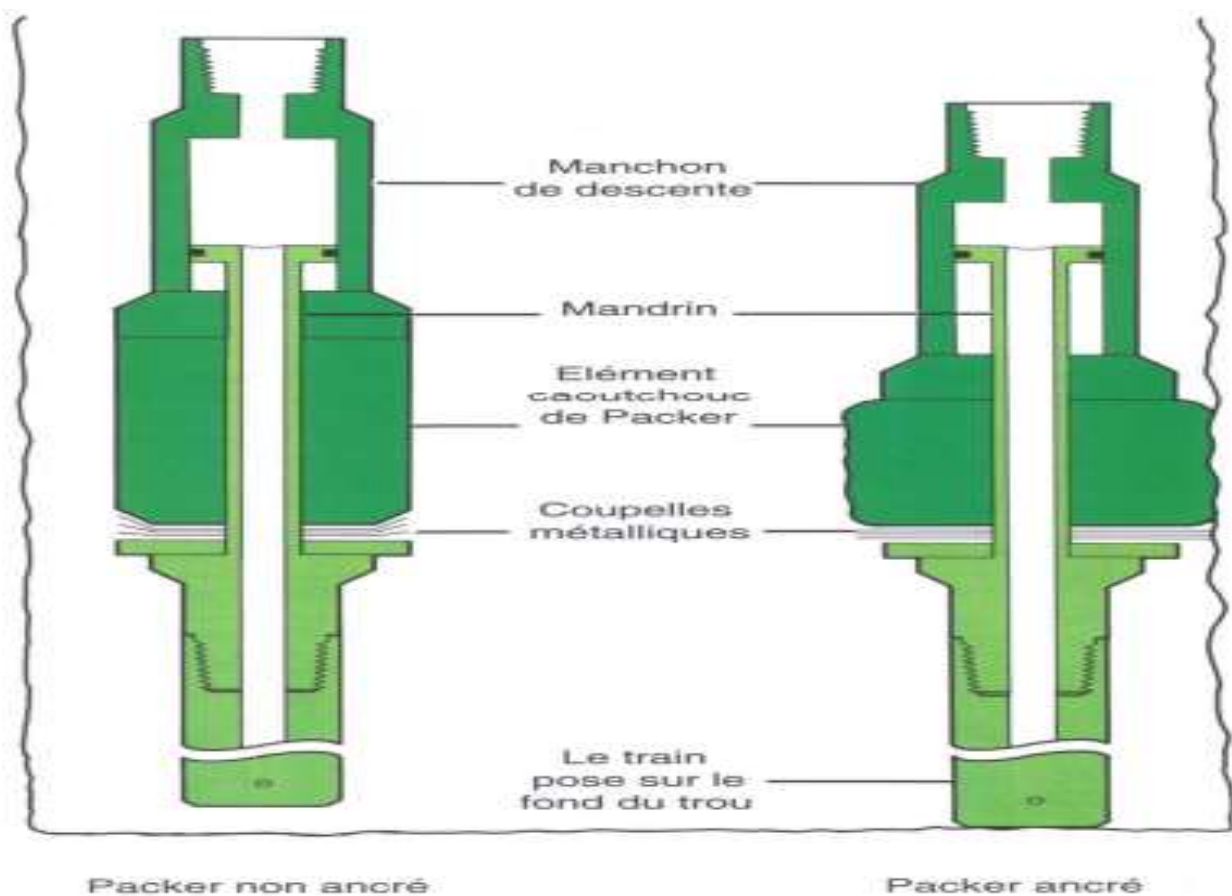


Figure V.02 Packer pour le découvert

La côte d'ancrage du packer doit être résistante et bien calibrée pour éviter les fuites à ce niveau. Le poids nécessaire mis sur le packer pour l'ancrer est de l'ordre d'une tonne par pouce du diamètre du packer.

Quelquefois, si le diamètre du trou est élevé, on utilise deux packers vissés l'un au-dessus de l'autre pour accroître les chances d'assurer l'étanchéité.

Figure V.01 :Packer pour découvert

Pendant la descente du packer dans le découvert, faire attention de ne pas poser à plus de 10 tonnes, sinon le packer risque de s'ancrer et, si on perd du temps (2 à 3 minutes), la vanne du testeur peut s'ouvrir (le cas de MFE) à son tour. Pour cet effet, si on pose durant la descente, il faut dégager immédiatement.

Si le packer est mal ancré, c'est à dire qu'il ne fait pas étanchéité, une fois que la vanne du testeur s'ouvre, la boue passe derrière le packer, entre par les tubes crépinés et remonte dans la garniture de forage, ce qui diminue la colonne hydrostatique dans l'annulaire et peut provoquer une venue. Si la fuite est constatée, il faut fermer immédiatement le testeur et remplir le puits. Pour cela, les deux pompes doivent être prêtes pour remplir immédiatement dès constatation de la fuite.

- **Le packer pour trou tubé :**

Dans le test en trou tubé, le fond est généralement très loin, ce qui rend impossible l'utilisation d'une béquille. On utilise comme point d'appui un dispositif d'ancrage latéral intégré au packer. Il suffit de libérer les coins et les faire adhérer contre les parois du trou par rotation du train de test. On pose ensuite le poids pour ancrer le packer (environ 1 tonne par pouce du diamètre du packer).

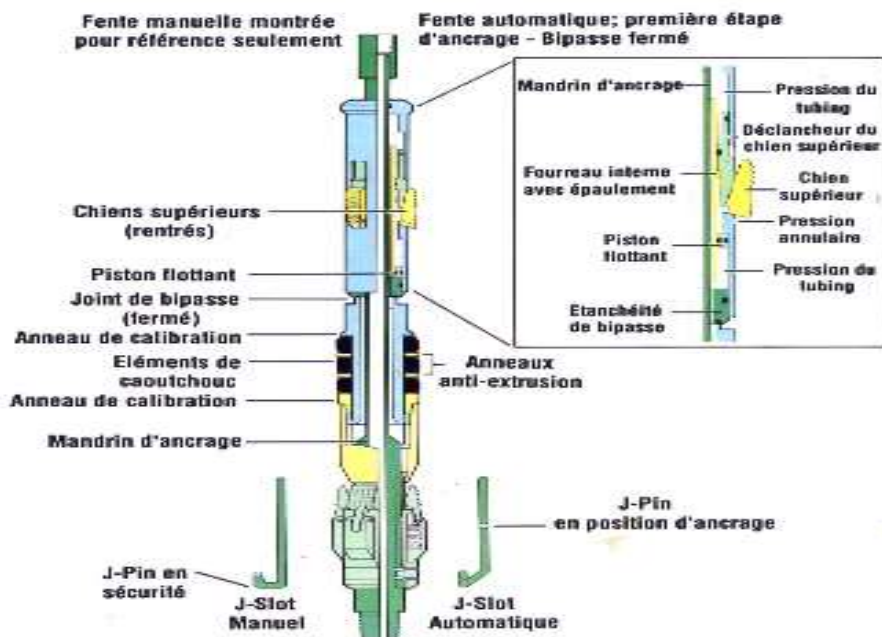


Figure V.03 Packer pour trou tubé

Le packer pour trou tubé comporte trois garnitures d'étanchéité courtes. Dans le cas où l'on envisage d'injecter de l'acide ou autre sous le packer, on risque de le désancrer.

Pour éviter cela, on utilise un packer qui s'ancre vers le haut et vers le bas. Les coins d'ancrage vers le haut sont actionnés par des pistons manœuvrés par la pression interne.

c) Un testeur :

C'est principalement une vanne (ou plusieurs) qui peut être ouverte ou fermée à volonté.

Descendu fermée, elle est surmontée à l'intérieur des tiges d'un coussin de liquide de densité et de hauteur adaptées (tampon d'eau ou de gasoil par exemple) de manière à ce que la pression hydrostatique correspondante soit inférieure à celle des fluides présents dans la zone à tester.

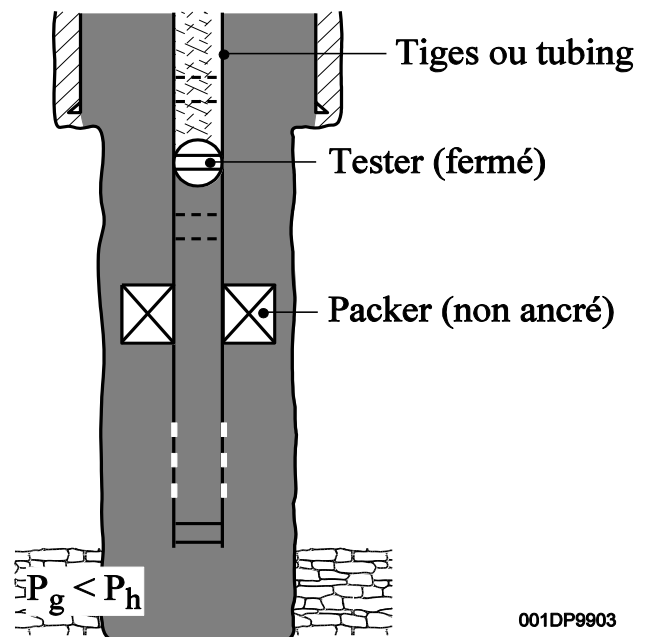


Figure V.04 testeur

001DP9903

d) Le fourreau porte enregistreur :

C'est un fourreau qui renferme un tube de Bourdon pour mesurer la pression et une jauge pour mesurer la température. Il est positionné en face du réservoir pour mesurer et enregistrer sur un papier spécial les variations de la pression, depuis le début de la descente du train de test jusqu'à sa remontée.

Suivant leur place et leur agencement dans la garniture, les enregistreurs de pressions permettent d'enregistrer soit la pression régnant à l'intérieur de la garniture soit la pression régnant à l'extérieur de la garniture, et donc en particulier l'évolution de la pression de fond lors de la phase de débit (draw down) et lors de la phase de fermeture (build-up).

Une deuxième porte enregistreur est placée au-dessus du joint de sécurité. Il sert surtout à récupérer les données dans le cas du coincement du packer et l'abandon de la partie sous le joint de sécurité.

L'enregistreur peut être un module électronique avec mémoire intégrée.

e) Une vanne d'égalisation :

La réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydrostatique de la boue qui s'exerce au-dessus du packer.

Afin de pouvoir décompresser et désancrer le packer à la fin du test, il est indispensable d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer.

Pour cela on utilise une vanne d'égalisation située entre le packer et le tester. En fin de test, elle permet d'ouvrir une communication entre l'annulaire et l'intérieur de la garniture de test (partie en dessous du tester) et donc :

- D'égaliser les pressions de part et d'autre du packer.
- De repousser, sous réserve que l'injectivité soit suffisante, les effluents produits (situés dans la garniture en dessous de ce point) dans la formation testée en

pompant de la boue de forage en tête d'espace annulaire, les mâchoires annulaires des BOP étant fermées.

Lors de la descente du train de test, cette vanne est en position ouverte et sert de by-pass pour le passage du fluide du dessous au dessus du packer au fur et à mesure que la garniture est descendue. Elle sera fermée avant l'ouverture initiale du testeur.

f) Une vanne de circulation inverse :

A la fin du test, si le puits a été productif, le train de test se trouve partiellement ou complètement rempli par l'effluent. Il est alors dangereux de réaliser la manœuvre de remontée avec ce fluide inflammable à l'intérieur de la garniture de test.

La vanne de circulation inverse est placée au-dessus du testeur et est ouverte à la fin du test pour permettre le passage de la boue de l'espace annulaire vers l'intérieur de la garniture de forage pour remplacer l'effluent avant de remonter le train de test.

Pendant la circulation inverse, il faut veiller à ce que la pression dans l'espace annulaire ne dépasse pas la pression maximale admissible.

Un train de test doit comporter deux vannes de types différents, pour que si la première ne fonctionne pas, on puisse utiliser la deuxième. En général, la première vanne à utiliser est celle à percussion et la deuxième celle à plaques d'éclatement.

Il en existe plusieurs types :

- **Vanne à percussion :**

C'est un raccord qui possède des trous communiquant avec l'espace annulaire et bouchés par des bouchons creux. Pour l'ouvrir, on lance une barre à partir de la tête de production qui vient casser ces bouchons libérant ainsi les trous qui permettent le passage de la boue de l'espace annulaire vers l'intérieur. La barre continue sa descente jusqu'à ce qu'elle repose sur un réceptacle situé plus bas.

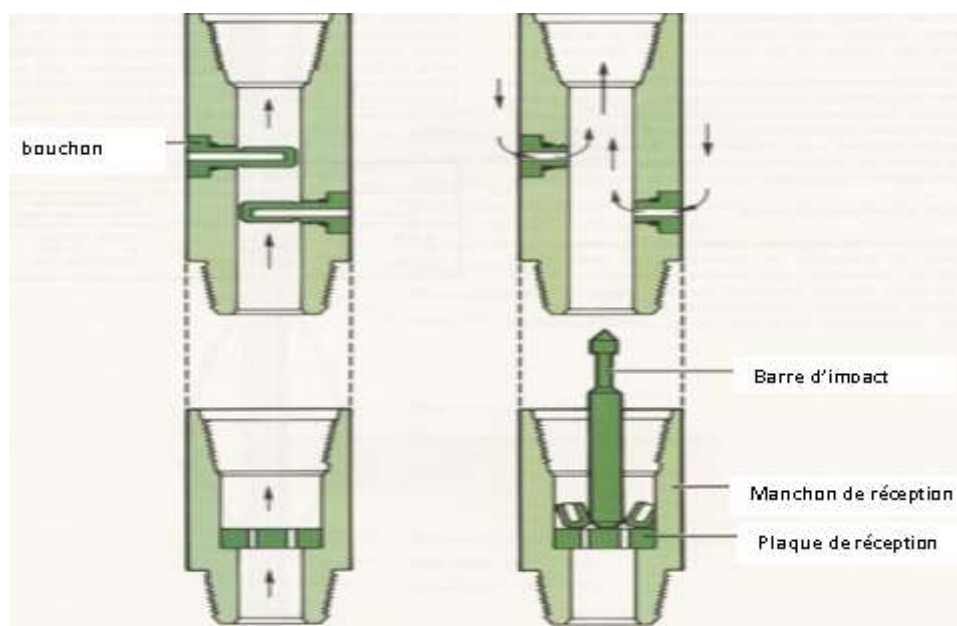


Figure V.05 : Vanne à percussion

- **Vanne à plaques d'éclatement :**

C'est un raccord qui possède des trous communiquant avec l'espace annulaire et bouchés par des plaques tarées à une pression différentielle de l'ordre de 1500 psi, qui s'éclatent en pompant par l'intérieur.

- **Vanne à pression interne :**

C'est un raccord qui possède des trous communiquant avec l'espace annulaire et bouchés par une chemise retenue par des goupilles tarées à une certaine pression (généralement 1500 à 2000 psi). Lorsque l'on pompe par l'intérieur, la pression entre par des orifices et pousse la chemise jusqu'au cisaillement des goupilles ; la chemise se libère et se déplace vers le haut, libérant ainsi les orifices de circulation.

- **Vanne à ouverture par rotation :**

La chemise qui obture les trous de passage de la boue se déplace par vissage dans une autre chemise solidaire d'un mandrin qui tourne par rapport au corps de la vanne. Il suffit de tourner une dizaine de tours à droite pour ouvrir complètement la vanne.

4-1-3 Autres composants :

Selon que le test est effectué en trou ouvert ou en trou cuvelé, de nombreux autres éléments sont ou peuvent être aussi intégrés dans un train de test, tout particulièrement :

- ✓ **Béquille :**

Afin d'ancrer le packer, le bout du train de test doit s'appuyer sur le fond. Pour cela, on connecte des masses – tiges à partir des fourreaux portes enregistreurs jusqu'au fond. Ces masses tiges représentent la béquille qui permet d'appuyer sur le fond pour permettre l'ancrage du packer et l'ouverture du testeur.

- ✓ **Dispositif d'ancrage latéral :**

Si le fond est très loin des fourreaux porte enregistreurs, on utilise un dispositif qui possède des coins qui s'ancrent aux parois du puits (puits découvert), assurant ainsi l'appui du train de test pour l'ancrage du packer. Il est vissé au bout du train de test et s'ancre par rotation. Des ressorts de friction empêchent la rotation de la chemise pour permettre aux coins de sortir et s'agripper aux parois du puits.

- ✓ **Verrouillage hydraulique du packer :**

Il permet de garder le packer ancré même si l'on reprend le poids de la garniture pour manoeuvrer les outils au dessus du packer et en particulier le tester. Cet outil de verrouillage est activé par surpression entre la pression hydrostatique due à la boue dans l'annulaire et la pression qui règne dans le train de test (sous le tester) pendant le test proprement dit.

Il est désactivé lors de l'ouverture, en fin de test, de la vanne d'égalisation situé entre le packer et le tester.

- ✓ **Sabot**

Cet élément est situé tout en bas de la garniture de test. Dans le cas d'un test en trou ouvert, c'est un raccord à fond plat permettant de prendre appui sur le fond du puits et donc de comprimer le packer.

✓ **Crépines**

Ce sont des tubes perforés par lesquels l'effluent produit par la zone testée pénètre dans la garniture de test et qui agissent aussi comme un filtre vis à vis des débris produits.

✓ **Joint de sécurité :**

Tout particulièrement lors d'un test en trou ouvert, les risques de coincement du packer sont importants. Dans ce cas, le dévissage du joint de sécurité permet la récupération de la partie libre de la garniture.

✓ **Coulisse de battage :**

Avant d'en venir à l'extrémité de dévisser le joint de sécurité en cas de coincement, on essaye de décoincer le packer en exerçant des efforts de traction sur le packer par battage grâce à la coulisse hydraulique intercalée au-dessus du joint de sécurité.

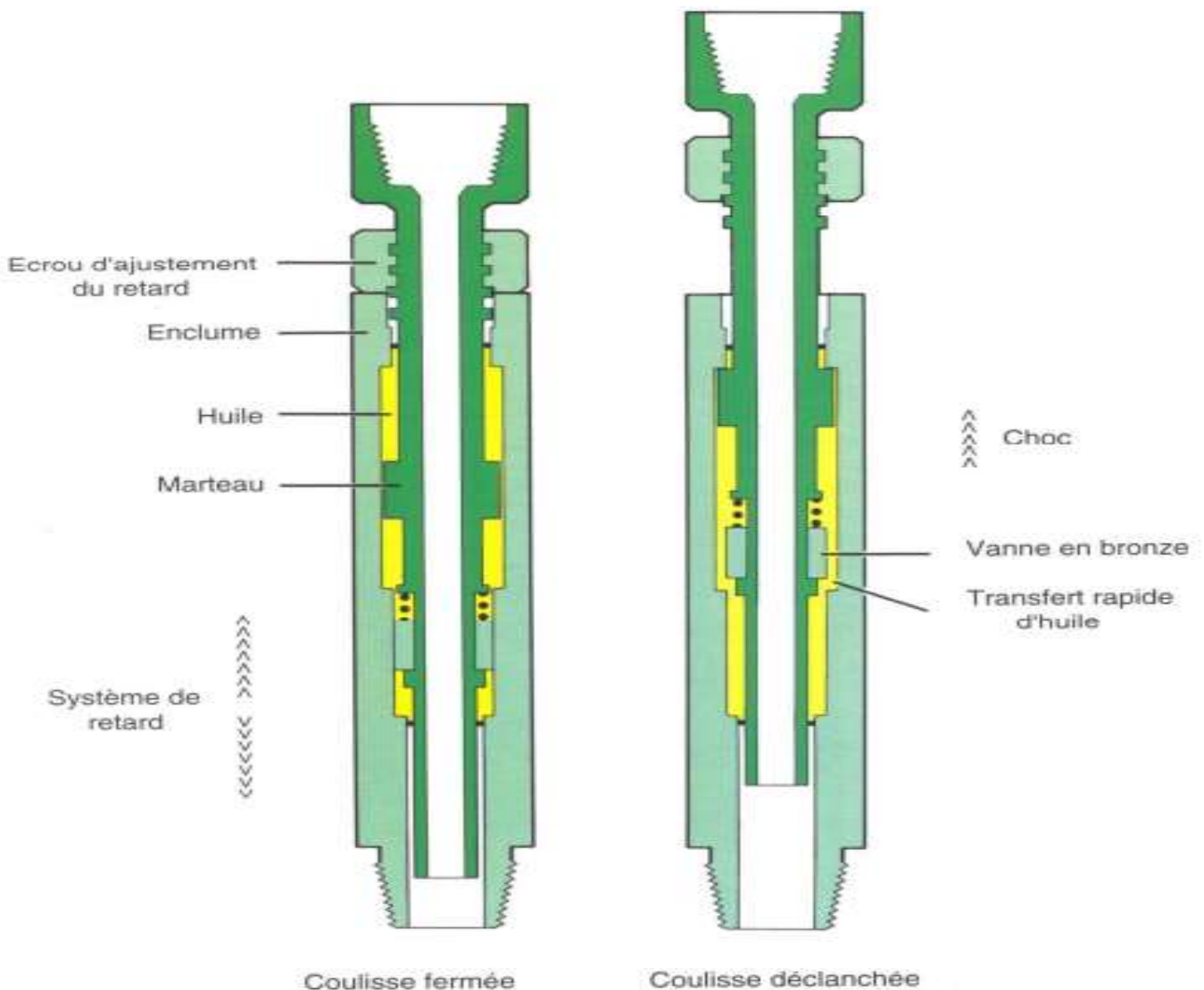


Figure V.06 coulisse de battage

✓ Des masse-tiges ou des tiges lourdes :

Placées au dessus du dispositif de circulation inverse, elles permettent en particulier de disposer de suffisamment de poids pour :

- comprimer les garnitures d'étanchéité du packer.
- Et, dans le cas d'un tester de type mécanique, ouvrir la vanne du tester.

✓ Une vanne de sécurité de fond :

Elle permet de fermer la garniture de test en fond de puits au cas où la vanne du tester serait défaillante.

✓ Un échantillonneur de fond :

Intégré dans la garniture, il permet de piéger l'effluent présent à cette cote. Il est activé en fin de la dernière phase de débit.

✓ Tampons :

L'utilisation dans les tiges d'un tampon d'eau ou d'azote sous pression s'est généralisée pour les raisons suivantes:

- Pour réduire la pression différentielle entre les deux faces packer;
- D'amortir la pression de fond;
- D'Amortir les coups de bélier (qui peut provoquer un dégât en surface);
- Pour éviter l'écrasement de la garniture.

Le tampon a pour objectif :

- D'évité l'éboulement de la formation pendant la première ouverture.
- D'évité l'écrasement de la garniture.
- D'amortir le coup de bélier qui peut être dangereux en surface.

Le tampon c'est un bouchant ralentisseur de démarrage de puits.

Il est choisi en fonction de pression de gisement.

4-1-4 L'ordre d'installation des équipements de test :

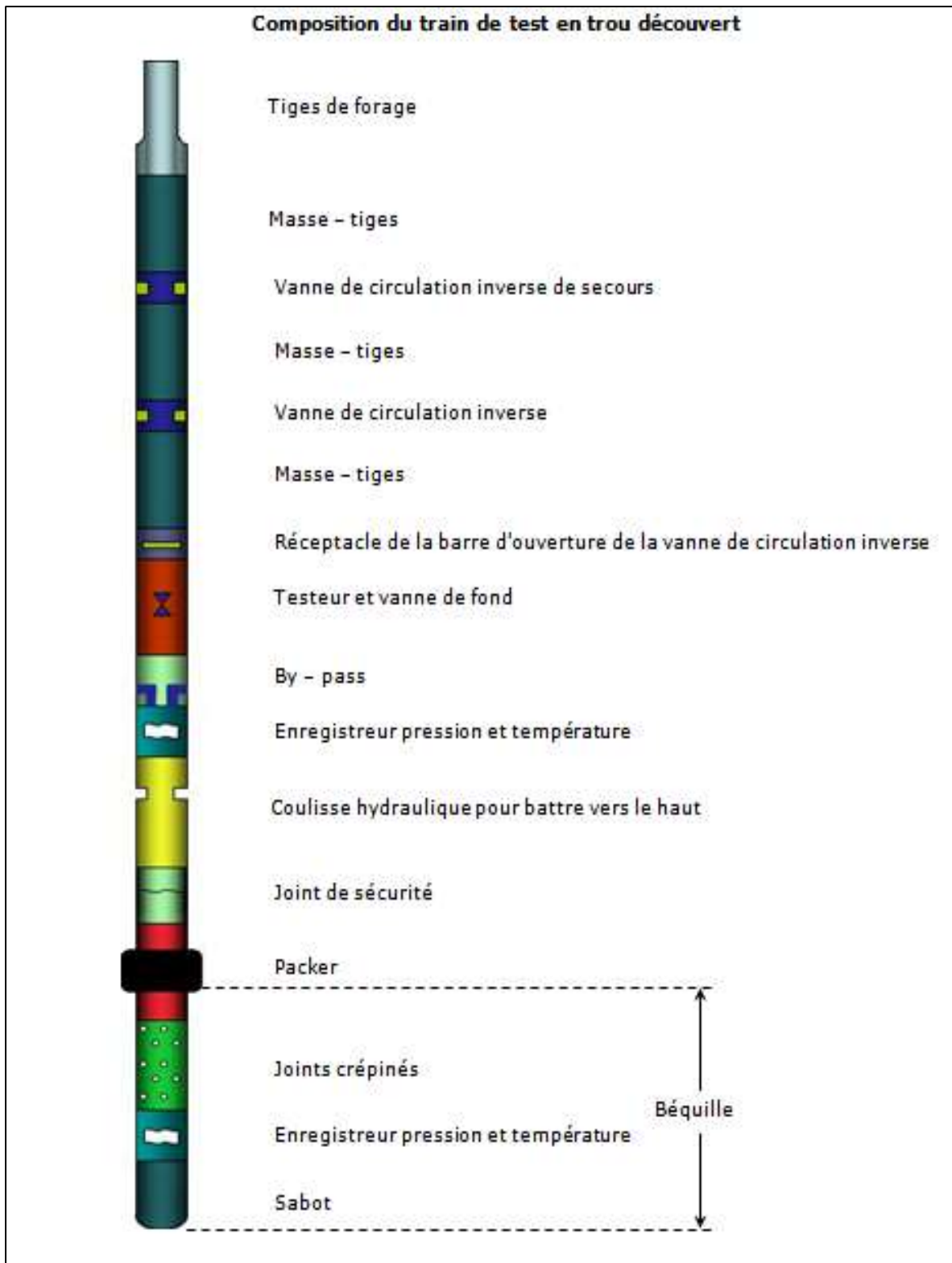


Figure V.07 : L'ordre d'installation des équipements

4-1-5 Equipement Johnston (Schlumberger) :

a) Train de test commandé par pression annulaire

- **Le testeur PCT (Pressure Controlled Tool) :**

Cet outil comporte un piston qui flotte dans la partie basse d'une chambre d'azote préchargée à 2500 psi. Une chemise comportant un piston est manœuvrée par la pression de l'espace annulaire.

Cet outil est descendu avec un autre, appelé HRT (Hydrostatic Reference Tool), qui fonctionne de la même façon que le MFE, et qui comporte, en plus, un by-pass, qui est fermé par la chemise du MFE lorsqu'elle se déplace vers le bas après ancrage du packer pour ouvrir le testeur.

Les deux outils sont descendus fermés. Lorsque le packer est ancré, la HRT s'ouvre. Lorsqu'on remonte en pression dans l'espace annulaire, la chemise du PCT se déplace vers le bas et libère le passage pour l'effluent. En relâchant la pression, la chemise revient à sa position initiale et ferme le passage.

On peut alors la manœuvrer ainsi une infinité de fois, mais on ne peut l'ouvrir que lorsque le HRT est ouvert.

Le PCT possède également un système de verrouillage qui le maintient fermé en remontant la pression à environ 2500 psi.

Cet outil ne possède pas de chambre d'échantillonnage et est toujours descendu accompagné d'un échantillonneur indépendant.

Le PCT plein passage possède une vanne sphérique et est descendu avec un HRT également à plein passage, comportant un clapet anti-retour.

- **Vanne de circulation inverse SHR (Single Short Reversing Valve):**

C'est une vanne de circulation inverse qui s'ouvre en remontant en pression dans l'espace annulaire, ce qui pousse une chemise qui se déplace vers le bas, découvrant ainsi les orifices de circulation inverse.

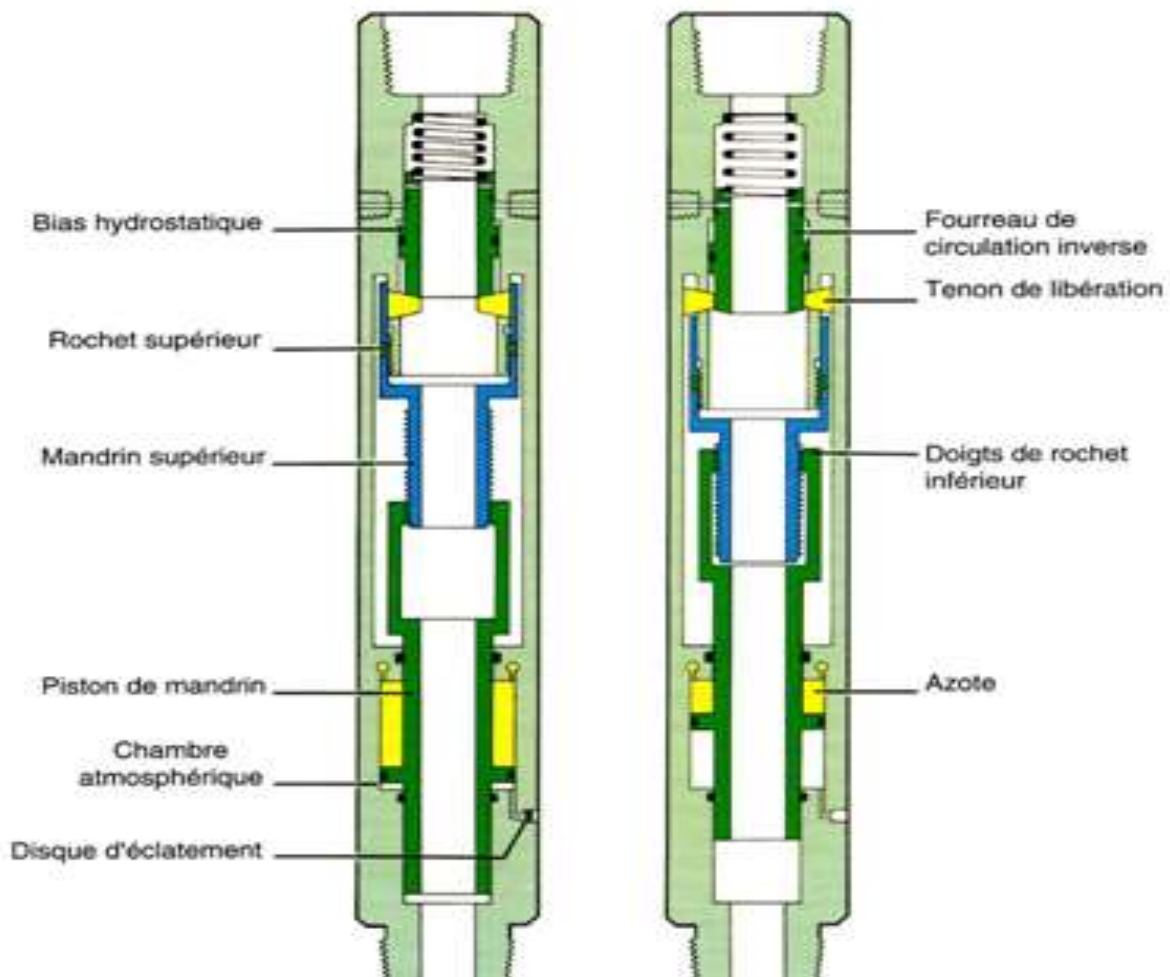


Figure V.08 : Vanne de circulation inverse SHR

- **Le Full Bore Pressure Controlled Tester (FB PCT) :**

Cet outil est constitué de 2 parties :

- ✓ La partie vanne (vanne de type ball valve).
- ✓ La partie opérateur hydromécanique.

Le PCT est préchargé avec de l'azote en surface (en fonction de la pression hydrostatique dans le puits) de manière à régler la pression à exercer en tête d'annulaire pour provoquer son ouverture.

Le PCT reste ouvert tant que cette pression est maintenue en tête d'annulaire. Pour fermer le PCT, il suffit de purger la pression annulaire. En réappliquant de la pression dans l'annulaire on peut rouvrir le PCT et ainsi de suite autant de fois que nécessaire en fonction du programme de test. Un accessoire (Hold open) peut être ajouté qui permet de descendre et remonter la garniture avec le PCT en position ouverte bien que l'annulaire ne soit pas en pression.

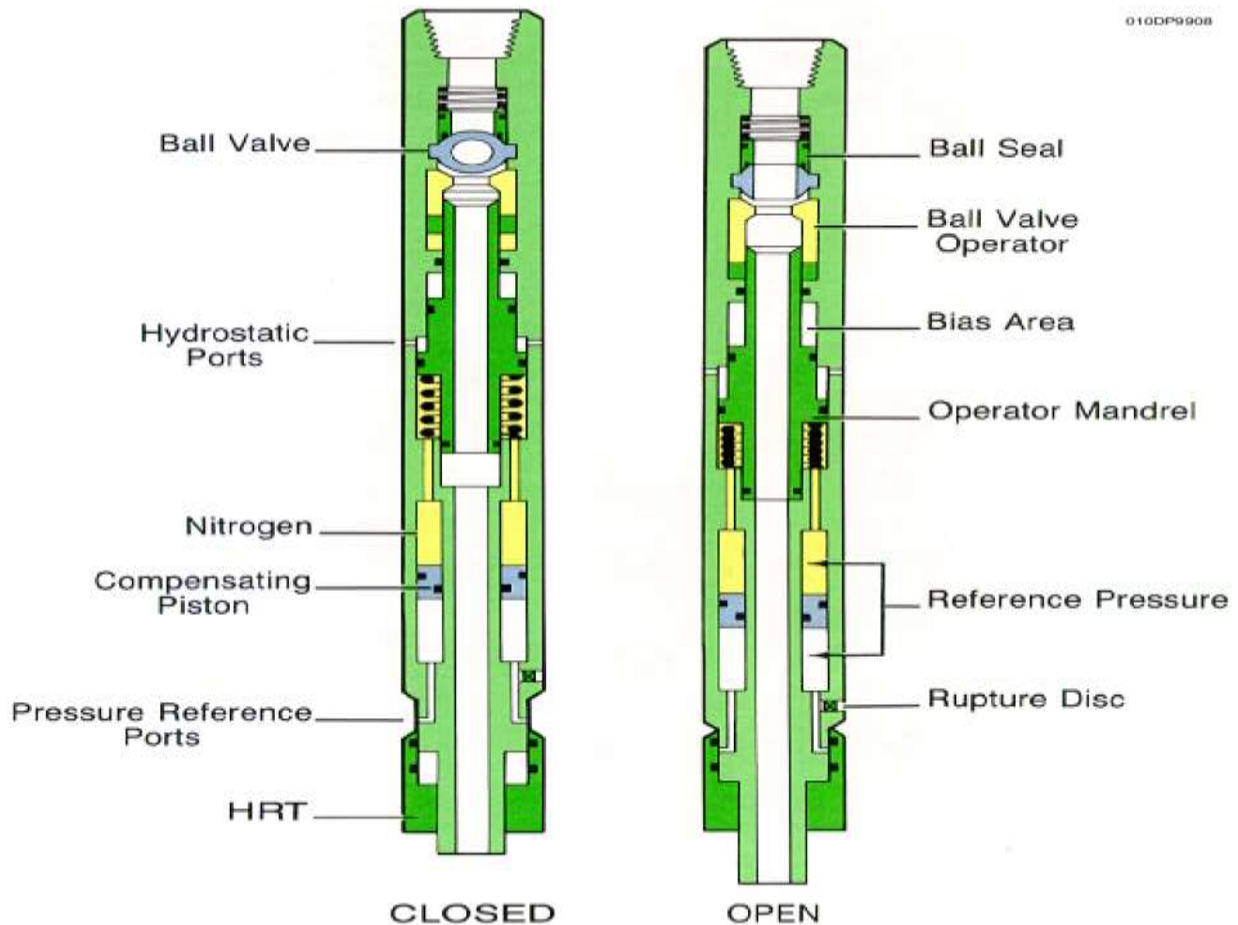


Figure V.09 : Le Full Bore Pressure Controlled Tester (FB PCT)

- **L'échantillonneur :**

C'est un dispositif à plein passage qui comporte une chambre d'échantillonnage emprisonnée entre deux vannes sphériques. Monté au dessus du testeur PCT, il descend avec ses deux vannes ouvertes. Elles ne se ferment que par pression annulaire à la fin du test.

b) Train de tests actionné mécaniquement :

- **Le testeur MFE et ses annexes (en trou découvert) :**

Les testeurs sont des vannes de fond qu'on ouvre et ferme un certain nombre de fois pour débiter le réservoir ou le mettre en pression. En trou découvert, ces vannes sont actionnées mécaniquement, soit par translation, soit par rotation. Les vannes actionnées par pression annulaire ne sont pas utilisées dans le découvert, parce que la pression peut influencer sur la stabilité des parois du trou et provoquer le coincement du packer.

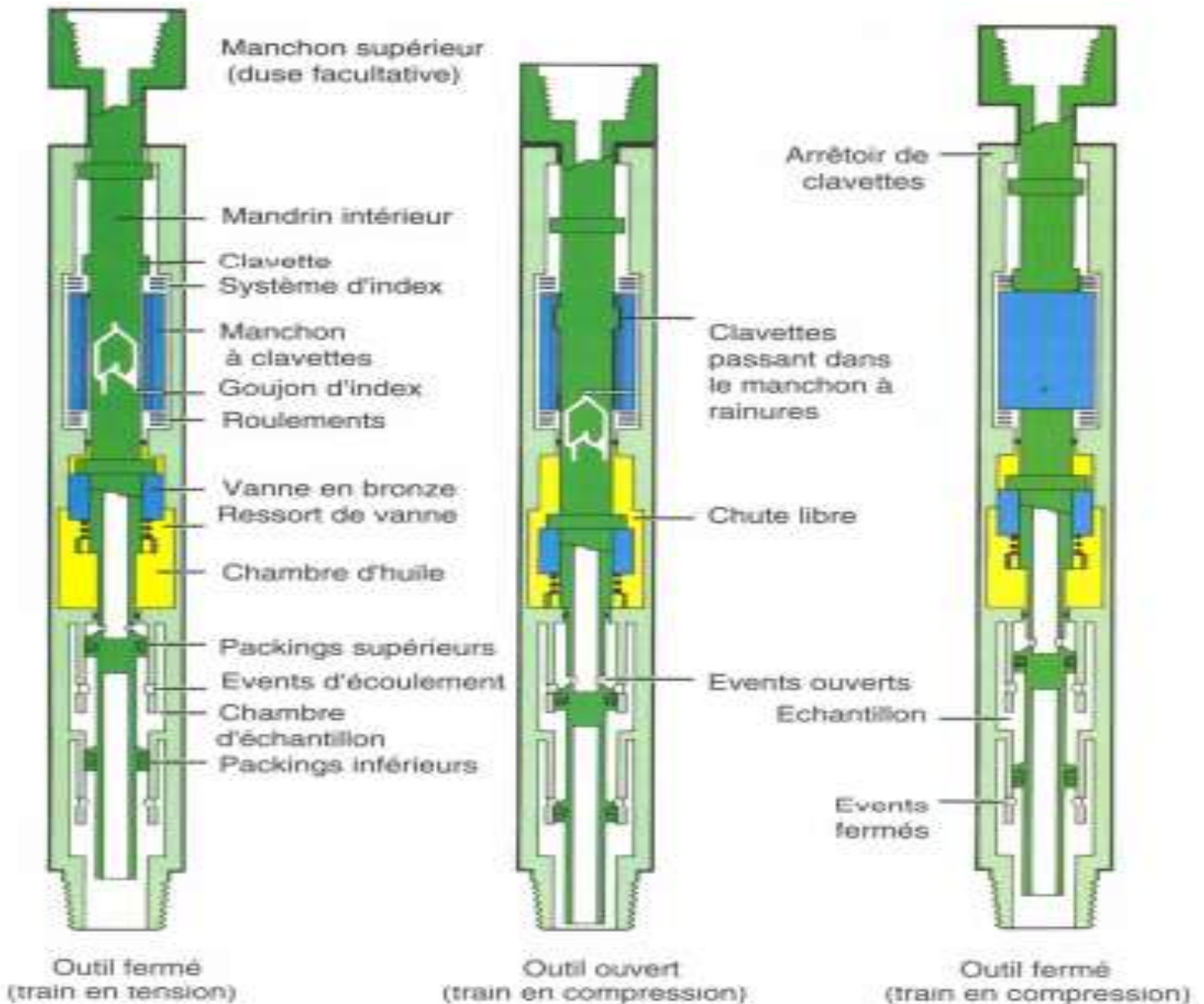


Figure 1 V.10 Le testeur MFE et ses annexes (en trou découvert)

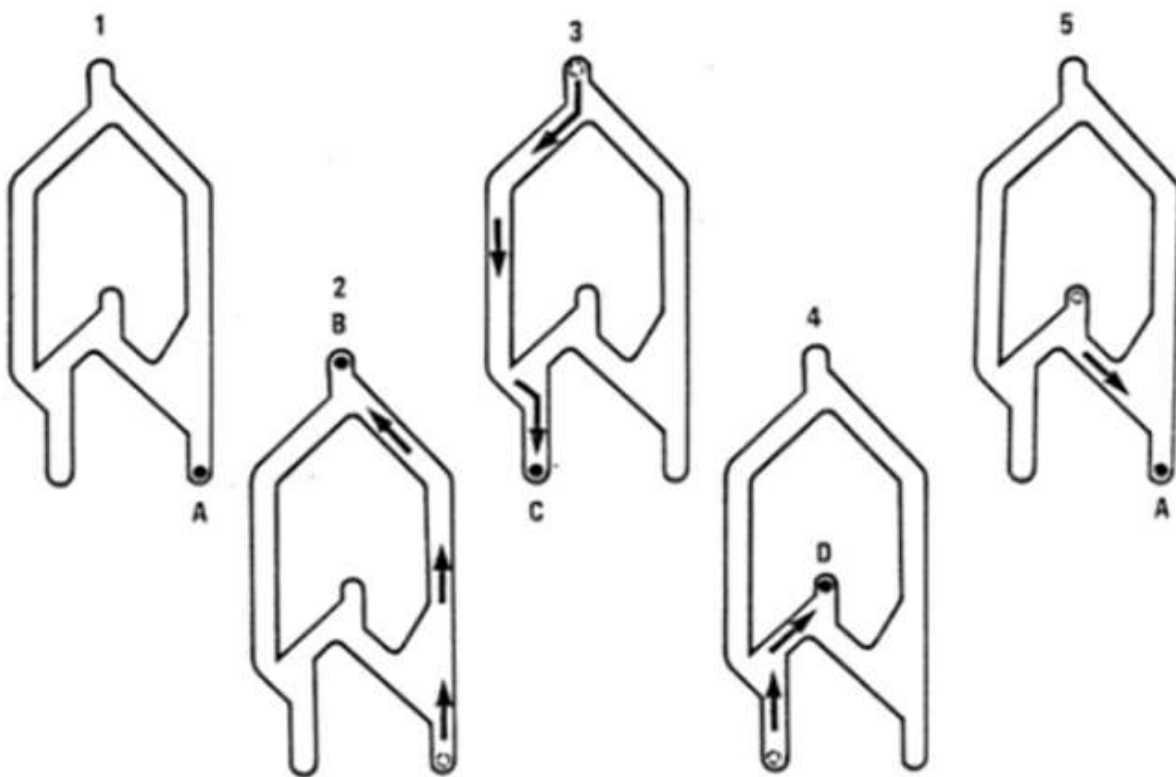
Le testeur Multi Flow Evaluator (MFE) de Johnston comporte un mandrin qui contrôle le passage de l'effluent par translation. Il permet une infinité de fermetures et d'ouvertures.

Un échantillon (d'une capacité de 2500 cm³ pour un MFE de 5") est emprisonné dans une chambre dès la fermeture de l'outil.

Le MFE s'ouvre pour le pré-débit quelques instants après l'ancrage du packer (2 à 3 minutes). Un système hydraulique à retardement empêche l'ouverture du MFE avant l'ancrage du packer. L'ouverture se remarque en surface par une descente brusque de la garniture de 3 centimètres, ou par le souffle qui sort du tuyau connecté au manifold de duses (si le débit est fort), ou même sur l'indicateur du poids par l'oscillation de l'aiguille.

En tirant vers le haut, le MFE se ferme immédiatement avant l'ouverture du by-pass. Mais si la tension est maintenue pour que le MFE reste fermé, on risque d'ouvrir la vanne de bypass et même de glisser le packer contre les parois du trou.

Pour éviter tout cela, le mandrin est solidaire d'un système de rainurage qui permet de garder le MFE fermé dans une position intermédiaire qui le met en compression (position 4). Dans ce système, la chemise rainurée est solidaire du mandrin, et l'ergot est solidaire du corps. De par sa conception, le MFE ne permet pas le plein passage interne pour le travail au câble.



	Mouvement	J. Pin	Vanne
1	Descente du train de test	Normalement en A	Fermée
2	Glissement retardé puis libre vers le bas	Atteint B	Ouverte
3	Course libre vers le haut	Atteint C	Fermée
4	Glissement retardé vers le bas	Atteint D	Fermée
5	Course libre vers le haut	Retourne en A	Fermée

Figure V.11 : les états de la vanne avec les différentes positions de j.pin.

- **Le MFE by-pass :**

C'est une vanne située au – dessous du testeur et manœuvrée par translation pour permettre le passage de la boue entre l'espace annulaire au – dessous du MFE fermé et l'intérieur du train de test pour sortir sous le packer par les tubes crépinés.

Elle est ouverte durant la descente et la remontée du train de test pour éviter le pistonnage du au passage restreint entre le packer et les parois du trou.

Elle permet également l'égalisation des pressions pour déverrouiller et désancrer le packer.

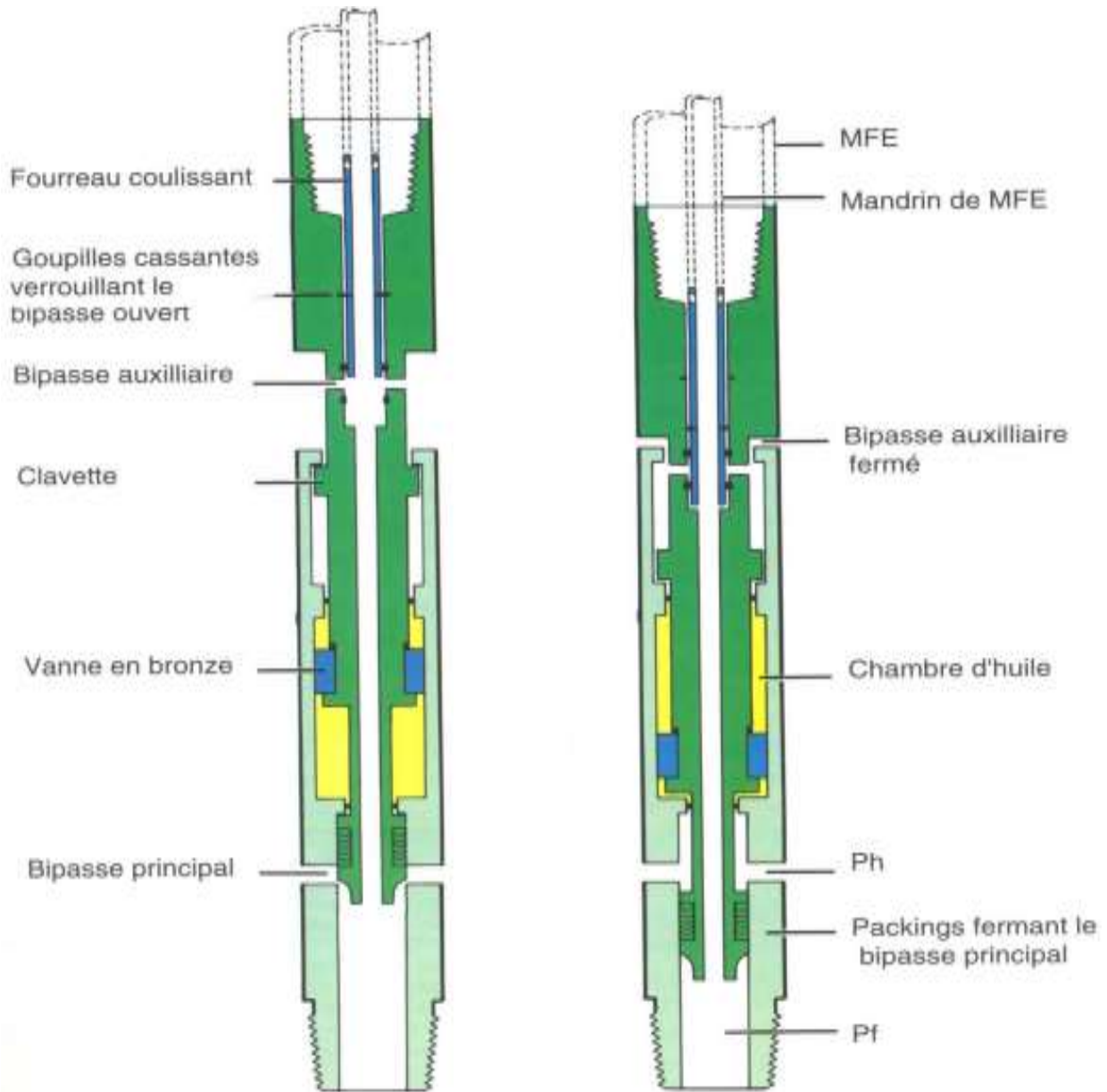


Figure V.12 Le MFE by-pass

- **Le MFE safety seal :**

Le safetyseal est placé immédiatement au top du packer pour le verrouiller et l'empêcher de se désancrer lorsque l'on met le train de test en tension.

C'est un système hydraulique qui comporte un mandrin solidaire de celui du packer qui se déplace en haut lorsqu'on pose le poids sur le packer pour l'ancrer. En se déplaçant vers le haut, il pousse l'huile qui remonte de la chambre inférieure à celle supérieure à travers un clapet anti-retour. Lorsque le by-pass se ferme et la vanne de fond s'ouvre, la différence de pression entre l'intérieur et l'extérieur du train de test est grande, ce qui pousse une vanne tambour vers l'intérieur, pour obturer le passage de l'huile entre les deux chambres. Ainsi, si on met le train de test en tension, l'huile ne peut pas passer de la chambre supérieure vers celle inférieure, étant empêchée, d'un côté par le clapet anti-retour, et de l'autre par la vanne tambour.

Le packer ne se déverrouille que lorsque le by-pass est ouvert après la fermeture de la MFE, ce qui égalise les pressions et le ressort pousse la vanne tambour vers l'extérieur, pour permettre à l'huile de passer du haut vers le bas.

4-2 Equipements de surface :

4-2-1-Fonctions de base à assurer :

L'équipement de surface doit permettre en particulier :

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

VI-2-2 Équipements de base :

Les équipements de base en surface sont les suivants :

a)-Tête de circulation ou tête de test en surface pour DST (flow head):

Elles sont construites en une seule pièce, en opposition au premier modèle qui était assemblé à partir de différents composants. Quel que soit le type les deux doivent contenir :

- Une vanne supérieure principale "Upper Master Valve" utilisée pour une utilisation d'urgence seulement.
- Une vanne inférieure principale "Lower Master Valve" située en dessous de l'axe pivotant utilisée pour une situation d'urgence seulement.

- Une vanne latérale manuelle "Kill Wing Valve" située sur une sortie latérale connectée à la pompe de cimentation ou sur le manifold du chantier.
- Une vanne latérale hydraulique "Flow Wing Valve" située sur une sortie latérale connectée au manifold de duse laquelle est activée par le système ESD.
- Une vanne inférieure "Swab Valve" située sur le bas de la tête de test, utilisée pour fermer le puits lors des opérations au câble "wireline" ou des opérations de "coiled tubing".
- Un Raccord de levage "HandlingSub" utilisé pour connecter les équipements de "wireline" ou de "coiled tubing" mais aussi utilisé pour soulever la tête de test.
- Une rotule ou joint rotatif "pressure swivel" qui permet la rotation de la colonne de production tout en ayant les lignes de pompage et de production

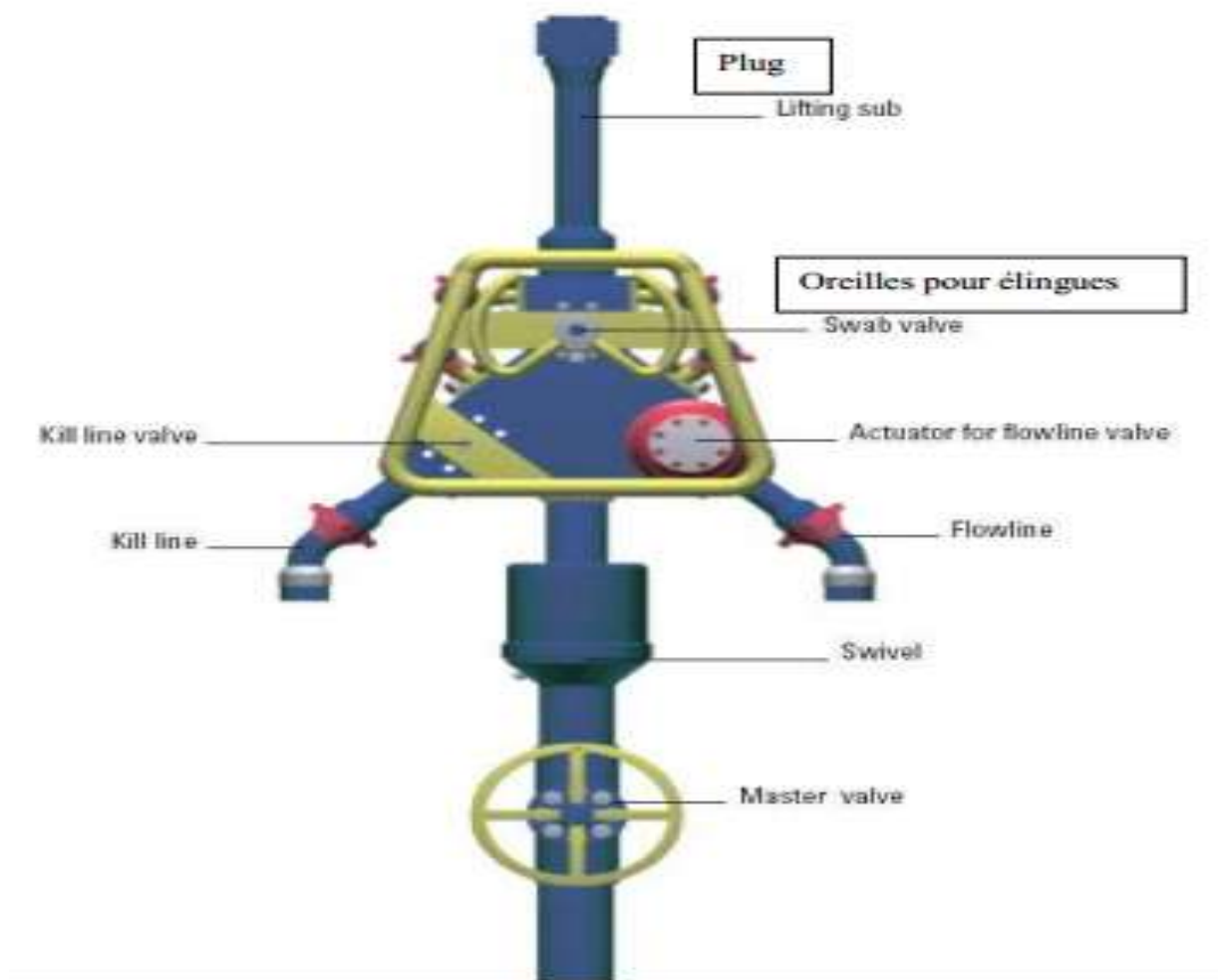


Figure V.13 : flowhead

b)-Le manifold de duses :

Ce petit manifold est muni de deux duses, l'une à pointeau est réglable entre 0 et 2", et l'autre est fixe et remplaçable par des duses de 4/64" à 1" tous les 4/64", puis de 1 à 2" tous les 8/64". Les duses fixes et celle réglable ainsi que le pointeau et son siège sont en céramique ou en carbure de tungstène pour ne pas être érodés, surtout dans les tests de réservoirs à gaz ou de formations mal consolidées.

Un ensemble de vannes permet d'acheminer l'effluent vers la sortie du manifold soit directement soit en passant par l'une des duses. Ce manifold est utilisé pour contrôler la pression en tête du puits pour limiter le débit du réservoir pour, d'une part, éviter l'éboulement du réservoir, et, d'autre part, avoir un débit contrôlable en surface (limité par le séparateur, le réchauffeur, etc...).

Ce manifold doit comporter à l'amont, entre autres, une connexion pour brancher un tuyau plongé dans un seau d'eau qui indique l'arrivée de différents fluides en surface et permet la prise d'un échantillon en conditions de surface et une connexion pour la mesure de la pression à l'aide d'une balance à poids mort avec un enregistreur graphique.

Le manifold est relié à la tête de production par des conduites de 2 ou 3", à haute pression. Les conduites à l'aval des duses sont à moyenne ou basse pression.

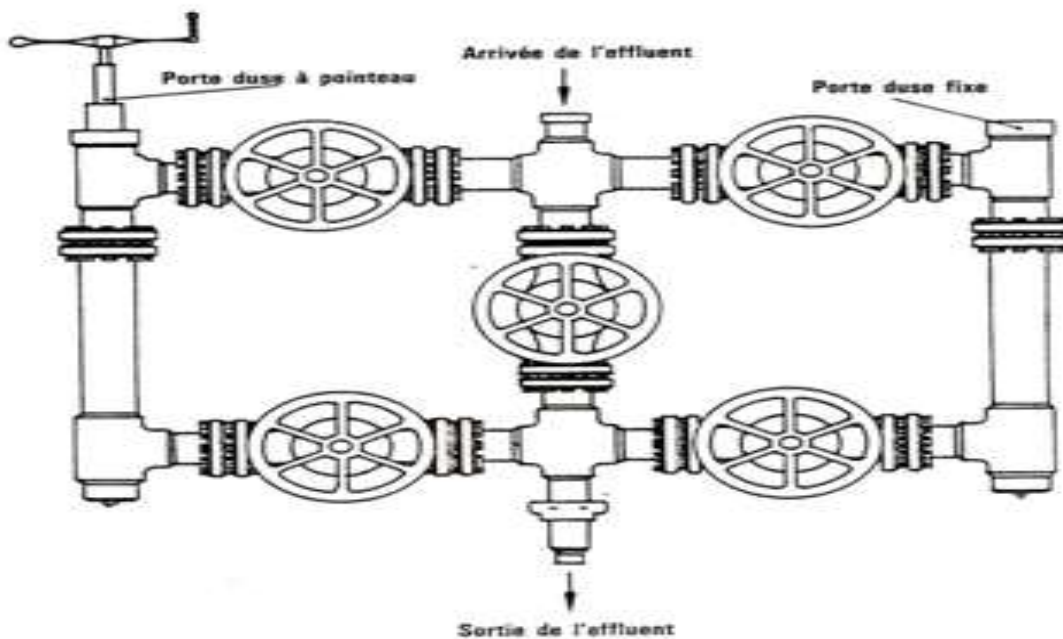


Figure V.14 : Le manifold de duses.

c)-Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur :

Dans le cas où l'effluent est du gaz ou de l'huile à fort pourcentage de gaz dissous, les détentes dans la duse et dans le séparateur entraînent la chute brusque de la température de l'effluent, formant ainsi des composés solides appelés hydrates, qui peuvent boucher les conduites et les appareils de mesure. La chute de la température peut même causer le dépôt de paraffines par l'huile, ce qui augmente sa densité et rend la séparation de ses composants difficile.

Pour éviter ces problèmes, l'effluent, avant d'entrer dans le séparateur, doit être réchauffé dans un équipement spécial, appelé réchauffeur ou échangeur thermique.

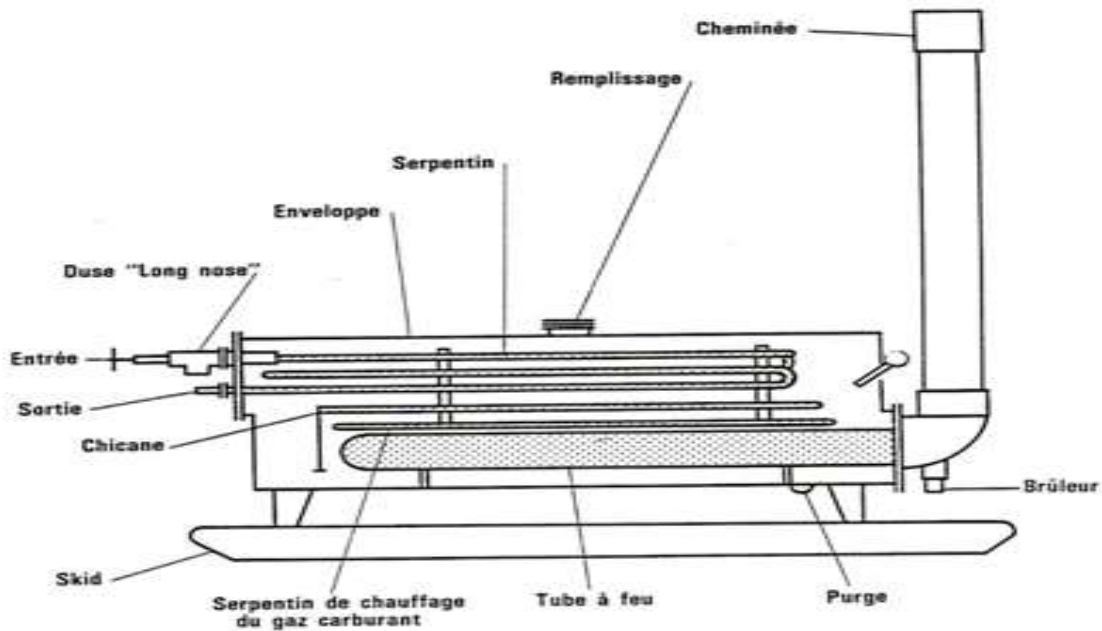


Figure V.15 : Le réchauffeur

Les réchauffeurs peuvent être directs ou indirects.

Dans le réchauffeur direct, l'effluent est en contact direct avec la flamme d'un brûleur, ce qui présente des risques d'incendie.

Dans le réchauffeur indirect, l'effluent passe dans un serpentin plongé dans un bain chaud d'eau ou de glycol. Le tube à feu, en forme de "U", est fixé en bas, dans le bain. Une cheminée verticale permet l'échappement de la vapeur. La température de l'effluent à l'entrée du séparateur ne doit pas excéder 20° C.

Il existe des réchauffeurs munis d'une duse réglable à l'entrée, plongée dans le bain chaud pour que la détente du gaz se fait dans un milieu chaud afin d'éviter la formation d'hydrates au niveau de la duse. Ce type de réchauffeur ne nécessite pas l'utilisation du manifold de duses.

d)-Le séparateur :

Le séparateur sert à séparer les différents fluides constituant l'effluent remonté du réservoir, afin de mesurer leurs débits et volumes séparément et en prendre des échantillons.

Le séparateur est un réservoir cylindrique, disposé horizontalement ou verticalement, ou sphérique. Dedans, en lui laissant le temps nécessaire, les différents composants de l'effluent se séparent par décantation : les liquides sont déposés au fond du séparateur en fonction de leur masse volumique, les plus lourds en bas, et les gaz sont évacués par le haut.

L'huile qui se dépose au fond du séparateur contient encore du gaz, mais en attendant le temps nécessaire (généralement une minute), le gaz finira par s'évacuer complètement.

L'huile qui reste en suspension dans le gaz forme un brouillard et nécessite un temps beaucoup plus important pour s'en séparer. Pour activer la séparation, on provoque :

- une projection de l'effluent dès son entrée contre une paroi pour écraser les gouttelettes,

- ou l'écoulement contrarié provoqué par des chicanes disposées à l'entrée du séparateur qui changent brusquement la direction de l'effluent, créant ainsi des accélérations et ralentissements successifs provoquant la séparation des phases,
- ou la centrifugation de l'effluent à l'entrée du séparateur qui projette le liquide à la périphérie,
- ou la disposition d'un tamis à la sortie du gaz pour retenir les gouttelettes qui peuvent mesurer jusqu'à 10 microns.

La séparation entre l'eau et l'huile se fait sans problèmes s'il n'y a pas d'émulsion. Il faut noter que la séparation entre l'huile et l'eau n'est jamais complète et l'huile, même après séparation, contiendra toujours une faible quantité d'eau. Mais s'il y a émulsion, il faut ajouter un désémulsifiant à l'amont du séparateur pour briser les films inter – faciaux.

Le séparateur possède un tube transparent qui indique les niveaux de l'huile et de l'eau. Il possède également une soupape de sécurité tarée à sa pression de service possédant le même diamètre de passage que la conduite d'entrée. En plus de cette soupape, le séparateur est muni d'une plaque d'éclatement qui se déclenche si la pression interne atteint 110% de la pression de service et la soupape n'a pas fonctionné.

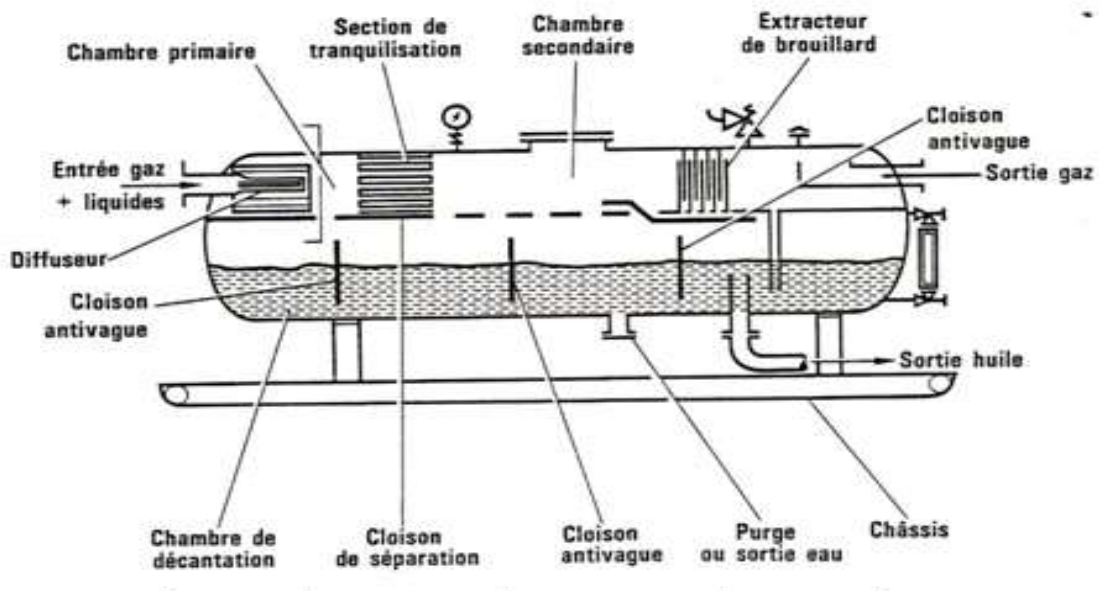


Figure V.16 : Le séparateur

e)-Annexes du séparateur :

- **Le bac de comptage :**

C'est un bac ouvert ou fermé (plus sécurisant) qui sert soit à étalonner les compteurs du séparateur, soit à mesurer le débit de liquide s'il est faible. Il possède un manifold à l'entrée et un autre à la sortie, des indicateurs de niveau, des conduites de purge et des événements munis de système arrête – flamme.

- **Les pompes de transfert :**

Ce sont des pompes centrifuges entraînées par des moteurs électriques ou thermiques. Elles servent à évacuer l'effluent du bac de comptage vers les torches ou les systèmes de stockage.

- **Les torches :**

L'hydrocarbure qui ne peut pas être stocké doit être brûlé pour ne pas polluer l'atmosphère. Pour cela, on utilise deux torches (une pour l'huile et l'autre pour le gaz) d'un diamètre compris entre 2 et 4", longues d'au moins 100 mètres, ayant une pression de service basse à moyenne. A la sortie de la torche, on doit creuser une cavité et allumer le feu avant le début du test.

Ces torches doivent être orientées suivant la direction du vent, avoir suffisamment de terrain dégagé devant elles et être bien arrimées au sol à l'aide de l'enfouissement ou bridage sur semelles de ciments, distantes de 8 à 10 mètres l'une de l'autre.

- **Le bruleur :**

On peut aussi utiliser un bruleur à la place d'une torche dans le sens de diminuer la pollution probable.

Les modèles de brûleurs les plus récents sont présentés comme étant des brûleurs de type « vert » ou « propre ». Ceci indique qu'ils sont moins polluants pour l'environnement grâce à une technologie de brûlage supérieure. Bien qu'il ne soit pas « idéal », leur efficacité a beaucoup évolué par rapport au modèle précédent.

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

Le système d'arrêt d'urgence « Emergency Shut-Down – ESD » est utilisé quand une fermeture rapide est nécessaire suite à une fuite, une rupture ou une défaillance d'un équipement, à un démarrage d'incendie ou toute autre situation d'urgence. Le système ESD permet la fermeture d'une vanne de sécurité à partir d'un poste de contrôle à distance ou à partir de la console ESD.

Dans les opérations de test du puits, le système ESD contrôle la vanne latérale opérée hydrauliquement sur la tête de puits (Flow line valve). Si cela est demandé dans l'installation des équipements de test en surface, il peut être également contrôlé en ajoutant une vanne de sécurité qui est le plus souvent située en amont de la duse. Une pression est appliquée à partir du poste ESD sur les vannes pour les maintenir ouvertes, la fermeture s'effectuant lorsque la pression est purgée.

Le système ESD est activé par des boutons poussoirs à partir des postes ESD situés au niveau du séparateur de l'échangeur, et du bac de récupération. Un poste supplémentaire est fréquemment installé sur la sortie de secours principale. Des capteurs de sécurité détectant un faible ou une haute pression sont installés sur la ligne de sortie en amont du manifold de la duse, du séparateur, de l'échangeur et du bac de récupération. Le capteur haute pression provoque la fermeture du puits quand la pression dans la ligne augmente au dessus d'une pression prédéfinie signifiant l'obturation de la ligne. Le capteur faible pression provoque la fermeture du puits quand la pression de la ligne diminue en dessous d'une pression prédéfinie, signifiant une fuite ou une rupture sur la ligne de sortie de la tête de puits.

4-2-3 Autres équipements :

De nombreux autres équipements sont ou peuvent être nécessaires en ce qui concerne les installations de surface, tout particulièrement :

a) Des chiksans ou des conduites flexibles :

Ils permettent de relier entre eux les différents équipements. Ils doivent être soigneusement fixés par les câbles de retenue pour éviter tout battage pendant le test ou en cas de rupture.

b) Un skrinkagetester :

Cet appareil permet de mesurer la perte de volume de l'huile par dégazage entre les conditions de fonctionnement du séparateur et les conditions ambiantes.

c) Un surge tank :

Dans le cas où l'huile contient en particulier de l'hydrogène sulfuré, le bac de stockage doit être remplacé par un bac fermé maintenu à très faible pression, le surge tank.

d) Des échantillonneurs :

Ils permettent de prélever des échantillons des différents fluides produits. Ils sont spécifiques à chacun des fluides.

e) Une pompe de transfert :

Elle permet de reprendre l'huile contenue dans le bac de stockage (ou le surge tank) pour l'envoyer dans le bassin de décantation ou dans les brûleurs.

f) Un manifold huile :

Il permet d'orienter l'huile sortie séparateur soit vers le bac de stockage (ou le surge tank) soit vers le bassin de décantation ou l'une des poutres de brûlage.

g) Un manifold gaz :

Il permet d'orienter le gaz sortidu séparateur vers la torche gaz appropriée.

h) Des compresseurs d'air :

Ils permettent d'apporter l'air nécessaire à une bonne combustion de l'huile.

i) Des pompes à eau :

Elles permettent :

- ❖ De faire un rideau d'eau autour des brûleurs pour limiter les effets de rayonnement,
- ❖ D'injecter de l'eau dans l'huile à brûler pour améliorer la combustion.

j) Un circuit d'incendie.

k) Des poutres de brûlage :

Elles supportent les brûleurs et les torches à gaz. Elles sont placées en fonction des vents dominants et il doit y en avoir dans deux directions opposées pour n'utiliser que celui qui est dans une direction acceptable par rapport au sens du vent.

4-2-4 Équipements complémentaires :

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

a) Un équipement de travail au câble :

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

b) Une cabine laboratoire :

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

Disposition des matériels de surface :

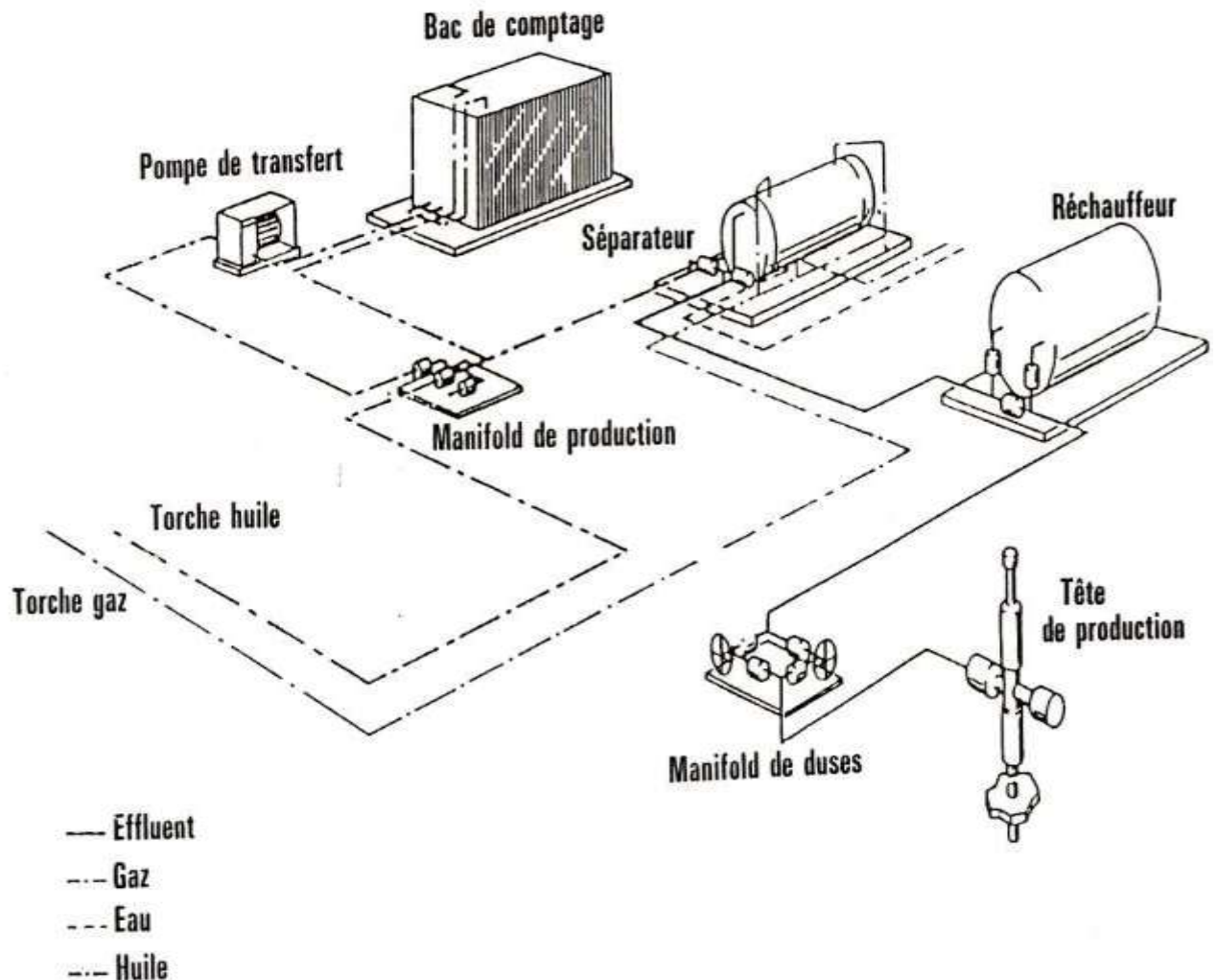


Figure V.17 : Disposition des matériels de surface

5 Déroulement des opérations pendant un DST :

5-1 Actions préliminaires avant les opérations de TEST :

a) Inspection physique :

- Vérifier que tous les composants des équipements fond et surface correspondent bien à la nomenclature et au nombre figurant dans la commande.
- Vérifier en particulier que les équipements sont conformes aux spécifications requises (résistant à l'H₂S etc.) et qu'ils sont compatibles, en particulier au niveau des filetages, des grades d'acier et des pressions de service.
- Faire effectuer les assemblages des divers composants dans la mesure où cela ne gêne par les opérations en cours.
- Inspecter l'état des joints d'étanchéité déjà montés (lorsque c'est possible) et s'assurer d'un stock de joints de rechange répondant aux spécifications requises.

b) Test en pression des équipements de fond :

Chaque fois que ce sera possible, on testera sur le chantier les différents composants du train de DST à leur pression nominale. On évitera toutefois de soumettre les équipements à des pressions différentielles trop importantes compte tenu que la pression externe est la pression atmosphérique.

c) Test en pression des équipements de surface :

On testera à leur pression nominale la tête de production, le choke manifold, le réchauffeur et les lignes jusqu'au séparateur.

Le séparateur sera testé à sa pression nominale de service systématiquement avant chaque test ou série de tests sauf si un contrat de service fréquent existe entre le fournisseur et le maître d'œuvre. Dans ce dernier cas la fiche d'entretien du séparateur doit être fournie au représentant du maître d'œuvre.

d) Essai de fonctionnement des BOP's :

Il s'agit ici de réaliser un contrôle de fonctionnement du BOP et des organes de commandes associés, après mise en place, montage et raccordement.

L'essai du bon fonctionnement des équipements et le contrôle de la validité de leur connexion sera réalisé, à partir des deux postes de commande (locale et à distance), dans les deux cas, pompes hydrauliques en service et à l'arrêt. Cet essai se limitera à la séquence de fermeture et d'ouverture des différents obturateurs à mâchoires, par voie hydraulique et par voie mécanique, et à la vérification du temps de fermeture de ces obturateurs et du temps d'ouverture des vannes à commande hydraulique. Les essais de fermeture des obturateurs à mâchoires (à l'exception des fermetures totales et/ou cisailantes) seront réalisés sur matériel tubulaire de diamètre approprié. En ce qui concerne l'obturateur annulaire, l'essai pourra se limiter à l'observation de la seule mise en mouvement initiale de la garniture, en vue de ménager celle-ci.

L'étanchéité des divers circuits hydrauliques sera vérifiée à l'occasion de ces essais à la pression maximale de service.

Pendant les essais de fonctionnement, il sera procédé également à la vérification du temps de réponse des accumulateurs et du temps de réponse de fermeture des obturateurs.

On contrôlera en outre :

- Le temps de ré-compression de l'unité d'accumulation, pour chacun des types d'énergie utilisée (pneumatique ou électrique), séparément, puis ensemble. Il ne doit pas être supérieur de plus de 10 % au temps annoncé par le constructeur.
- Les volumes pompés mis en jeu quand cela est possible,
- Le démarrage automatique des pompes, qui doit s'opérer à 90 % de la pression de service de l'unité d'accumulation.

e) Essai en pression des BOP :

Ces essais seront réalisés avec de l'eau propre :

- ❖ Au minimum à la pression supérieure estimée en tête de puits.
- ❖ Au maximum à la pression de service des obturateurs ou à la pression moyenne de service du composant le plus faible.

La pression d'essai de l'obturateur annulaire sera volontairement limitée en général à 50 % de sa pression de service.

Ces essais devront être sélectifs pour chaque obturateur en isolant le puits par un système d'étanchéité mis en place par ancrage ou vissage dans la tête de puits, au niveau de la suspension du tubage de production. Pendant ces essais, on veillera à ce que les vannes de contrôle annulaire soient ouvertes. Les essais des obturateurs seront effectués sur tiges ou tubing.

Les essais de l'obturateur annulaire seront effectués sur le matériel tubulaire du diamètre minimum à manoeuvrer. On procèdera d'abord à des essais d'étanchéité basse pression (20 à 50 bars pendant cinq minutes). Les essais haute pression devront être réalisés par paliers croissants. La durée des essais individuels sera de quinze à trente minutes. On tolèrera une stabilisation de la pression à 95 % de la pression d'essai.

L'ouverture des vannes de test de fond s'effectuera de jour. La poursuite du test pourra toutefois s'effectuer de nuit.

5-2 principes de déroulement d'un essai de puits :

a) Le pré-débit :

Ouvrir les vannes de test pendant une période de 3 à 10 minutes maximum selon que le débit est important ou non.

b) Enregistrement de la pression vierge :

Fermer la vanne de test pendant une durée au moins égale à 15 fois le temps du pré-débit.

c) Dégorgement et débit de test :

Pour le dégorgement l'ouverture en surface doit être effectuée sur une duse de diamètre important. Toutefois, si le puits est peu éruptif, le diamètre de la duse sera réduit en cours de dégorgement pour éviter, si possible, que le puits se tue.

Si l'on constate que le débit décroît rapidement, malgré la recommandation précédente, on fermera la vanne de test avant que le puits ne se " tue ", et on observera une période de fermeture d'au moins deux fois la durée d'ouverture. On pourra par la suite réouvrir pour essayer de débiter à nouveau. On pourra dans ce cas laisser le test ouvert jusqu'à ce que le puits devienne inerte.

Dans le cas d'un puits éruptif, on poursuivra le dégorgeement au plus grand débit possible, compatible avec les équipements (vitesse d'érosion pressions, etc...) et consolidation de la formation.

Le dégorgeement se fera toujours vers les circuits de torche. Il serait dangereux de débiter dans un bac, risque d'explosion du bac si arrivée d'un bouchon de gaz. Pendant le dégorgeement, on mettra à profit les relevés de débit pour prévoir les duses qui seront utilisées pendant le test.

Au début de la phase de comptage, les relevés de débit liquide et les pressions au manifold et dans le séparateur seront effectués toutes les cinq minutes puis toutes les 15 ou 30 mn, suivant le niveau de stabilisation du puits.

On s'efforcera le plus tôt possible de stabiliser le test, c'est-à-dire de produire avec une pression de tête, une pression de séparateur et un débit le plus constant possible.

Si le puits débite des bouchons de condensas, ou des bouchons de boue, on augmentera le débit afin de " lifter " le mieux possible les différentes phases.

Si des émulsions sont produites, on prélèvera au cours du test de nombreux échantillons et à l'aide de d'émulsifiants et par centrifugation, on déterminera les proportions des phases liquides et/ou solides.

Pendant la phase stabilisée du test, la fréquence des mesures est fonction de la durée totale du test. On devra toutefois obtenir un minimum de dix séries de mesure (débits, pression-température au manifold, au séparateur, B S W ou salinité du liquide) pour chaque séquence de débit.

Pendant toute la durée du test on surveillera en permanence la pression dans l'annulaire et/ou le poids au crochet.

Dans le cas de production d'émulsions, on essaiera de réduire celles-ci par injection de d'émulsifiants en amont du manifold de duses. Si nécessaire, il faudra faire plusieurs tentatives avec divers d'émulsifiants et à diverses concentrations.

Dans le cas de production d'hydrates, on augmentera le diamètre de la duse et la pression de séparation pour de faibles quantités d'hydrates ; on mettra en œuvre le réchauffeur et l'on injectera du méthanol ou du glycol en amont du manifold de duses pour des quantités plus importantes d'hydrates.

d) Echantillonnage :

Deux types d'échantillonnage sont généralement réalisés en cours de test

- **Echantillonnage pour mesures de chantier :**

Cet échantillonnage est effectué :

Soit en amont du manifold de duses lorsque le puits est en phase de dégorgeement. Il a pour but de suivre l'évolution du **BSW**.

- Soit sur le séparateur ou le bac de comptage pour l'huile.

Si le puits n'est pas éruptif ou si le test a été arrêté avant l'arrivée en surface de la (ou des phases) liquide de l'effluent produit, l'échantillonnage de la (ou des) phase liquide est fait pendant la circulation inverse.

Les bidons en plastique sont soigneusement étiquetés suivant l'ordre des prises. Sur chaque étiquette doit figurer les références du test et la cote où l'échantillon était supposé se trouver avant le début de la circulation inverse.

- **Echantillonnage pour études PVT**

Cet échantillonnage peut être effectué soit en surface soit au fond du puits.

Echantillonnage PVT de fond :

Le prélèvement est effectué immédiatement au-dessus de la zone testée, avec un outil (échantillonneur) descendu au câble.

Echantillonnage PVT de surface :

Cet échantillonnage est effectué au séparateur. La phase hydrocarbure liquide et la phase gaz de l'effluent sont échantillonnées aux conditions de séparation suivant une procédure spécifique : généralement par déplacement de mercure pour la phase liquide et par remplissage sous vide pour la phase gaz.

Les bouteilles d'échantillonnages sont en acier inox pour l'huile, de 600 à 1000 cc en alliage léger pour le gaz, généralement de 20 000 cc du type. Dans le cas de présence d'H₂S il est nécessaire de prévoir, pour le gaz des bouteilles passivées ou spéciales.

L'échantillonnage de surface ne peut commencer que lorsque le puits en débit est parfaitement stabilisé. L'échantillonnage des phases liquide et gazeuse doit se faire simultanément.

e) Enregistrement de la remontée de pression :

Le calcul de la perméabilité de la formation, du skin etc...Se fait à partir de la pente de la remontée de pression. Cette pente ne peut être tracée qu'à partir d'un certain délai de fermeture du puits. Ce délai de fermeture est très différent d'un puits à l'autre. Il est fonction en particulier du type de formation testée. Il est très difficile de prévoir le temps de fermeture nécessaire dans le cas d'un puits d'exploration et même de confirmation. Le représentant réservoir sur le site, est la personne la plus qualifiée pour l'estimer à la vue du comportement du puits en débit.

f) Neutralisation de puits en fin de test :

Avant de débiter cette opération il est impératif de s'assurer que l'on a dans les bacs un volume de boue au moins égal à 1,5 à 2 fois le volume total réel du puits.

Avant de démarrer la circulation, on fera débiter les pompes, à un débit d'environ 2 bbls par minute, pour vérifier leur bon fonctionnement et les circuits de pompage.

La circulation s'effectuera toujours en inverse et les fluides dirigés vers la torche. Au moment de l'ouverture de la vanne de circulation, les vannes principales de la tête de test ou du manifold de duse doivent être fermées.

Le niveau dans l'annulaire doit baisser (compression du gaz piégé dans le train de test). On augmentera le débit des pompes à ce moment pour maintenir le niveau dans l'annulaire, puis on ouvrira les vannes de surface et on circulera à un débit d'environ 2 bbls par minute.

On observera constamment la pression dans l'annulaire ou le poids au crochet afin de ne pas réouvrir accidentellement les vannes de test de fond, ce qui aurait pour effet de perdre l'échantillon piégé au fond. Cet incident pourrait également considérablement gêner la neutralisation du puits.

Si le volume sous packer est trop important et si l'effluent est du gaz, on pourra sacrifier l'échantillon de fond piégé entre les vannes de fond et procéder à un squeeze partiel dans la formation des fluides sous packer.

Lorsque les effluents auront été déplacés et rejetés au brûleur, et que seulement de la boue sera obtenue par circulation, on pourra alors passer sur bac et comptabiliser les retours. Cette manœuvre permet de vérifier que l'on n'a pas de perte de boue qui s'expliquerait par une ouverture accidentelle des vannes de test.

Après désencrage du packer et avant remontée du train de test on effectuera une tentative de squeeze des fluides sous le packer dans la formation avec une pression d'injection limitée à 60 % de la pression d'éclatement du tubage ou du composant de cuvelage le plus faible.

La remontée du train de tests s'effectuera lentement afin d'éviter les risques de pistonage par le packer. Pendant cette phase on surveillera étroitement la comptabilité des volumes de boue rajoutés dans le puits au fur et à mesure de la remontée. S'il arrivait à un moment donné que le bilan des volumes indique un déficit de boue, on procédera immédiatement à une nouvelle tentative de squeeze dans la formation.

6 Synthèse des résultats attendus d'un DST :

Les résultats attendus d'un DST sont de deux sortes :

- les données relatives aux fluides du réservoir.
- les caractéristiques du réservoir et des abords du puits.

Toutes les deux sont évaluées ou calculées à partir des informations obtenues directement sur site.

6-1 Informations recueillies sur site :

- Échantillon(s) de fluide du réservoir piégé aux conditions de fond à l'intérieur des échantillonneurs de fond.
- En cas de non débit en surface, une certaine quantité d'huile brute récupérée et analysée pendant la circulation inverse (échantillonnage à la pression atmosphérique et/ou chromatographie).
- Enregistrement de la pression et de la température en fond de puits.

6-2 Informations obtenues en surface :

a) Durant la période de débit

- Pression et température en tête de puits.
- Pression et température de séparation.
- Débits d'huile, de gaz, d'eau
⇒ GOR, WOR.
- Facteur de skrinkage de l'huile et densité de l'huile de stockage.
- BSW (Basic Sediment and Water) : teneur en sédiment et en eau de la phase liquide.
- Densité du gaz sortie du séparateur.
- Analyse chromatographique du gaz.
- Masse volumique et salinité de l'eau.
- Échantillons en pression de l'huile et du gaz, Ces échantillons sont prélevés à la sortie du séparateur pendant la période de débit stabilisé. Ils sont recombinaés en laboratoire en vue de faire une étude PVT complète.

b) Pendant la période de fermeture :

- Pression en tête de puits.

6-3 Résultats en laboratoire :

En laboratoire, les caractéristiques complétées du fluide de gisement sont déterminées dans les conditions de fond et de surface. Les études sont menées soit directement sur des échantillons de fond soit après recomposition à partir des échantillons d'huile et de gaz pris à la sortie du séparateur.

La connaissance de ces caractéristiques est fondamentale :

- pour définir et optimiser au mieux les installations de traitement nécessaire lors de la phase de développement des champs.
- pour connaître la valeur marchande des produits ainsi élaborés.

a) Dans les conditions de réservoir

Les principales caractéristiques sont :

- la composition précise du fluide.
- les propriétés thermodynamiques, et en particulier :
 - ❖ la pression de bulle (ou de rosée) à la température de fond.
 - ❖ la température et la pression critique (T_c et P_c).
 - ❖ le facteur de compressibilité Z du gaz dans le réservoir.
 - ❖ la compressibilité des différentes phases.
 - ❖ la viscosité des différentes phases.
 - ❖ le pourcentage de gaz libre en fonction de la pression à la température de gisement.

b) Aux conditions de surface

Aux conditions de surface, les caractéristiques souvent données sont les suivantes :

- caractéristiques précises de l'huile de stockage ($^{\circ}$ API, viscosité en fonction de la température, tension de vapeur REID, pourcentage total de paraffine, ...).
- FVF (Formation Volume Factor) c'est-à-dire le volume occupé dans les conditions de gisement par un mètre d'huile de stockage et le gaz dissous correspondant.

6-4 Résultats gisement estimés à partir des informations recueillies sur site :

- Pression initiale du réservoir.
Elle est obtenue de deux manières :
 - ❖ Par lecture directe des enregistreurs lors de la fermeture initiale.
 - ❖ Par lecture ou extrapolation de la courbe de remontée de pression lors de la fermeture finale.
- Perméabilité de la formation et effet partial (skin factor).
Ces résultats sont obtenus par interprétation de la remontée de pression (ou de la période de débit).
- Rayon d'investigation.
- Hétérogénéités du réservoir, limites, ...

La connaissance de ces éléments est fondamentale pour déterminer ou optimiser le profil de production du champ en corrélation avec :

- le nombre et la position des puits.
- les moyens de production assistée et/ou activée à mettre en œuvre.

1-Introduction :

Le forage dans la région TFT est commencé dès les années 1960 par un premier puits foré en 1961, donc on parle d'un forage de développement.

Dans ce cadre le puits HMZ-10 a été foré dans le but de développement de réservoir F6, l'unité C3-I du Dévonien ayant produit de l'huile dans les puits voisins.

Le champ de TFT Dévonien produit la plus grande partie de production de la région de TFT, son exploitation a commencé en 1963.

Données sur le puits HMZ-10 :

Type de Puits	Vertical
Type de fluide	Huile
Type de Complétion	Temporaire
Diamètre du Casing	9" 5/8 47# P110
Hauteur de tampon	200 m
Cote d'ancrage de packer	1518 m
Type de test	Bare Foot
Total Vertical Depth	1558mRT
Formation testée	Devonien unite C3-I constituée de grés voir Figure VI. 01
Boue de forage	OBM, db=1.01
Date de test	De 23/07/2015 à 28/07/2015

Tableau VI.01 : Information sur le puits.

2-Objectif de DST du puits HMZ-10 :

D'après les informations précédentes le puits HMZ-10 est inclus dans le cadre de développement au niveau de l'unité C3-I du Dévonien, d'où on sort :

2-1 Objectifs directs :

- ❖ La qualité de la liaison couche-trou (skin factor).
- ❖ La perméabilité proche (et lointaine).
- ❖ Déterminer les données de fond afin d'évaluer la capacité de réservoir.
- ❖ La pression statique du réservoir au moment de l'essai.

II-2 Objectifs indirect :

Il est nécessaire de choisir le mode de la liaison entre le réservoir et le puits pour permettre à l'effluent d'arriver à la surface de façon efficace et complètement sécurisée.

Il existe deux principaux types de cette liaison :

- ❖ Complétion en trou ouvert (open hole).
- ❖ Complétion en trou tubé (cased hole).

Dans ce sens on peut exploiter les résultats de DST pour choisir le mode de cette liaison et optimiser les opérations de mise en production de puits.

Les données géologiques du carottage de la formation Devonien unite C3-I :

Cotes		N° écha	lithologie	Ind	Fixe	Pond	calci	Age	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE REMARQUES - OBSERVATIONS
1546		①							
1547		②							
1548		③			N				
1549		④			E				
1550		⑤			A				
1551		⑥			N				
1552		⑦			T				
1553		⑧							
1554		⑨							
1555									

Figure VI.01 : données géologiques de carottage


3-La garniture de test utilisée :

L'opération de test a été faite par Schlumberger dont le train utilisé a été de type qui fonction par pression annulaire (PCT).

Il existe les PCT à 2 cycles, à 3 cycles et à 6 cycles ; mais celui qui a été utilisé dans les puits HMZ-10 est à 3 cycles.

Un cycle est une ouverture et une fermeture ou bien la remontée sous pression et purgé à zéro.

3-1 La composition du train de test :

Schlumberger		Client : SONATRACH-DP-TFT						Rapport No. Field Report					
RIG : TP-219		Field : TFT											
		Well : HMZN-10											
Client SH-DP		Well HMZN-10		Field Hassi Mazoula Nord		Rig TP-219		Date 24-Jul-15		Job Reference DST-1			
Run # 1		Temperature 69 DegC		Interval N/A		Mud Weight 1.01 g/cc		Mud Type WBM		Max. Deviation 0			
#	Tool	Description	Tensile Rating	Working Pressure	Diameter		Threads		Length meters	Depth			
			Kib	psi	OD	ID	Top	Bottom		Top	Bottom		
					in.					meters			















HMZN-10- DST 1 - Final Copy												
1		Flow-Head 3-1/16", 5K FHD-G	SLB	490	5,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	4 1/2" S.A. Box	3.78	-4.85	-1.07
2		Cross over reducer X-Over	SLB	0	0	5.00	3.14	4 1/2" S.A. Pin	4 1/2" IF Pin	0.37	-1.07	-0.70
3		5" Drill Pipe Drill Pipe 46 Stands + 1 joint	ENTP	0	0	5.00	3.00	4 1/2" IF Box	4 1/2" IF Pin	1296.66	-0.70	1295.96
4		Cross over reducer X-Over	ENTP	0	0	3.50	2.25	4 1/2" IF	3 1/2" IF	1.17		1297.13
5		Slip Joint SLPJ-FAA Fully Closed	1212	314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.08		1304.21
6		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 6 stands	ENTP	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	170.13		1304.21
7		Single Shot Hydrostatic Reversing SHRV-FEA	1218	400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.35		1475.69
8		4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 stand	ENTP	0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	28.35		1475.69
9		IRIS Dual Valve IRDV-BA TV & CV	1173	300	10,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.60		1504.04
10		DST Gauge Adapter DGA-C 3 Tubing + 1 Annulaire	751	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.61		1511.65
11		JAR JAR-FEA Closed	1271	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.23		1515.25
12		Safety Joint SJB-FA	1585	350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.52		1517.49
13		Positrieve - 9 5/8" 47# PIPK-DJC By-pass Closed	27047	180	9,000	8.31	3.00	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.64		1518.00
14		Mule Shoe Mule Shoe 1	SLB	0	0	2.88	2.25	2 7/8" EUE Box	0 Pin	1.10		1520.64

Figure 1 Figure VI.02: La composition du train de test.

3-2 Rôle de chaque élément :

Tous les éléments de la garniture de test sont bien détaillés dans le chapitre précédant, donc on va les exposer d'une manière rapide et précise par la suite :

X-over : sert de réduction et homogénéisation des diamètres et des différents types de filetage.

Dril pipe : assure la longueur nécessaire au train de DST d'atteindre la cote visée, et fournit l'écoulement à la surface.

SLPJ-FAA (Slip joint) : 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. Dans le cas de notre garniture ils ont utilisés 1 slip joint. La course totale de celui-ci est égale 1,5 m.

Pendant l'ancrage, le poids des tiges est libre et suspendu à la table de rotation (grâce à la course de cet élément).

Drill collar : sert à créer le poids sur le packer ainsi séparer la vanne de circulation et la vanne de test.

IRDV-BA :

La vanne de fond (TV tester valve) : elle fonctionne par la pression annulaire pour l'ouverture ou la fermeture pendant le test, elle s'ouvre a la pression 600 psi.

La vanne de circulation inverse (CV circulating valve) : on l'utilise pour faire la circulation inverse à la fin de test pour la neutralisation de puits.

SHRV (Single Shot Hydrostatic Reversing) La vanne de circulation inverse de secours : elle est utilisable en cas de panne de la première (CV valve). 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.

DGA-C : DST Gauge Adapter () où bien porte enregistreur un élément très important qui sert à enregistrer la température et la pression de fond.

JAR-FEA Coulisse de battage hydraulique : elle procure des chocs ascendants pour libérer la colonne en cas de coincement.

DJB-FEA Safety Joint : son rôle est de dévisser le train de test si la partie inférieure est coincée.

PIPK-DJC packer utilisé est celui de casing ; tous les packer 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 l'étanchéité.

Tous ces packer s'ancre par une tour à droite et le verrouillage est automatique (désencrage).

a-Nombre de tours :

En surface les packer casing s'ancrent par un quart de tour.

A 1000 m, 1/4 de tour = 1 tour.

Pour notre cas la cote d'ancrage a été à environ 2000 m donc le nombre min de tour a été 2 tour.

b-Poids d'ancrage :

Le Poids = (1 tonne à 1.5 tonnes) x le diamètre de casing.

Dans notre cas : l'ancrage a été fait dans le casing 9.625 ".

Donc le poids a été environ 14 tonnes.

c- Choix du packer : On choisit un packer en fonction :

- ❖ Du poids nominal et du diamètre du casing.
- ❖ De l'opération à effectuer.

Mule Shoe : permet de guider une réentrée d'outil wireline.

3-3 Les équipements de surface :

Flow-head : elle joue le rôle de tête de puits de production et elle est composée de quatre éléments :



Figure IV.03: Tête de puits (Flow-head)

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

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).

Emergency Shut Down (ESD) : il permet de fermer le puits et mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin. Parfois on utilise avant le choke manifold, une vanne hydraulique de fermeture rapide appelée surface safety valve ; pour augmenter la sécurité sur site (Pour fermeture rapide en cas de fuite).

Manifold de duses : il permet de régler le débit du puits et d'abaisser la pression de l'effluent de manière à être en-dessous de la pression de service des équipements en aval.

Un manifold gaz : il est placé à la sortie du choke manifold DST, pour faire branchement d'un côté avec le séparateur et l'autre côté avec le rig manifold.

Un manifold huile : il permet d'orienter l'huile sortie séparateur soit vers le bac de stockage (ou le surge tank) soit vers le bassin de décantation ou l'une des poutres de brûlage.

Séparateur : il sert à séparer les différents fluides constituant l'effluent remonté du réservoir, afin de mesurer leurs débits et volumes séparément et en prendre des échantillons. Il est relié au manifold huile et au manifold gaz.



Figure VI.04: Séparateur

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



Figure VI.05: Bac de stockage

4-Opération avant le test DST :

Le scrapage : pour avoir un bon encrage du packer on doit faire le scrapage sur la cote d'ancrage qui sert à nettoyer le tubage 9''5/8.

Le nettoyage du puits et circulation : avec la BHA au fond on pompe un bouchon de viscosité moyenne, puis un autre bouchon de viscosité plus élevé, on continue à faire une circulation dont l'objectif est de nettoyer le puits.

Test BOP : ce test est obligatoire avant chaque opération DST, parce que le DST est un test du potentiel de puits donc pour des raisons de sécurité. Les BOP's doivent être testés afin de se préparer à toute lors que le puits débite.

Tampon d'eau : une partie de la garniture est remplie par un volume calculé d'eau généralisée pour les raisons suivantes:

- Pour réduire la pression différentielle entre les deux faces packer;
- D'amortir la pression de fond;
- D'Amortir les coups de bélier (qui peut provoquer un dégât en surface);
- Pour éviter l'écrasement de la garniture.

La hauteur de tampon d'eau utilisée est de 200 m ce qui a donné une pression hydrostatique :

$$P_h \text{ (psi)} = (D_e \times H \times 14.5) / 10.2$$

H : hauteur de tampon d'eau remplis en mètre.

D_e : la densité de l'eau en sg.

P_h : la pression hydrostatique de l'eau remplis en psi.

14.5 : pour transférer le bar en psi : (1bar = 14.5 psi)

$$A.N : P_h : 200 \times 14.5 / 10.2 = 284.31 \text{ psi}$$

5-Déroulement test DST :

5-1 Safety meeting :

Faire un safety meeting avec tout le personnel concerné par les opérations de test. Le safety meeting est préparé en collaboration entre le superviseur DP, le superviseur DF, le chef de chantier, l'ingénieur HSE et le tester man Schlumberger.

Le meeting devra aborder les points suivants :

- danger d'incendie (vérifier et localiser les extincteurs)
- système d'urgence : BOP's et la vanne ESD.
- description de la vanne de fond.
- délimitation des zones à risque et restriction (accès, mouvement engins et personnel).
- description des opérations.
- précautions générales (interdiction d'utiliser les téléphones mobile, défense de fumer, de souder, de manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité).

5-2-La descente de train de test :

Les opérations de mise en place de la garniture de test ont été effectuées par les effectifs de l'appareil TP219 avec un suivi et control des ingénieurs de Schlumberger qui ont donnés d'avance une copie contient les consignes de descente au chef de post, chef chantier et superviseur.

Avant d'entamer les opérations de descente une passe avec "un scraper" a été effectuée au droit de la cote d'ancrage du packer. De plus le diamètre du tubage a été contrôlé avec un calibre.

❖ Consignes de la descente du train de test :

- ❖ Assembler la BHA suivant le schéma de train de test DST en présence de tester man.
- ❖ Noter le volume dans les bacs.
- ❖ Utilisation du trip tank obligatoire.
- ❖ Bloquer la table de rotation.
- ❖ La descente doit être lente (3min par longueur), tout en calibrant toutes la garniture (DC+DP).
- ❖ S'assurer au cours de la descente que le volume de retour et égale au volume extérieur (volume acier + volume intérieur).
- ❖ Descendre lentement et éviter les arrêts brusques.
- ❖ En cas d'ancrage prématuré du packer dégager immédiatement la garniture de 2 à 3 m si c'est possible et poursuivre la descente, si l'ancrage persiste dégager une longueur ou deux et mettre la safety valve et avertir le tester man.
- ❖ Après la descente de chaque 15 longueurs faire une observation de 05 mn.
- ❖ en cas de problème, avertir le tester man.
- ❖ Avant arrivée au fond de avertir le tester man pour le montage de l'équipement de surface.

5-3 La circulation inverse :

A la fin de test DST on a procédé à la circulation inverse par la vanne IRDV-CV pour réaliser cette opération on remplit l'intérieur des tiges par 11.11 m³ d'eau et augmenter la pression dans l'espace annulaire jusqu'à 1600 psi par les pompes dans le but d'éclater les disques qui nous a permet d'ouvrir le passage à la circulation inverse.

Un programme de circulation inverse donné par Schlumberger doit être suivre.

5-3-1 Programme de la circulation inverse :

- Safety meeting.
- Allumer la torche.
- Mesure des niveaux des bacs à boue.
- Préparation de circuit boue et essai des pompes.
- Aligner le circuit d'eau vers la kill-line.
- Remplir l'intérieure de la garniture avec 11.11 m³ d'eau.
- Mise en pression l'espace annulaire à 600 psi pour désactiver le mode séquentiel, puis purger la pression à 0 psi.
- Mise en pression de l'espace annulaire à 1600 psi pour ouvrir la vanne de circulation IRDV-CV
- 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.

5-3-2-Calcul de volume de boue dans le puits :

Volume de boue = volume de troue - volume d'acier de garniture.

a) Calcul de volume d'acier :

La formule utilisée est : $V = \pi / 4 (D^2 - d^2) \times h$

Avec:

h : la hauteur de l'élément.

D : son diamètre extérieur.

d : son diamètre intérieur.

Volume d'acier des DP : $D = 5'' = 12.7 \text{ cm}$; $d = 3'' = 7.62 \text{ cm}$; $h = 1296.66 \text{ m}$.

$$V_{\text{acier DP}} = \pi / 4 (12.7^2 - 7.62^2) \times 1296.66 = \mathbf{10.507 \text{ m}^3}.$$

Volume d'acier de slip joint : $D = 5'' = 12.7 \text{ cm}$; $d = 2.25'' = 5.715 \text{ cm}$; $h = 7.08 \text{ m}$.

$$V_{\text{acier SJ}} = \mathbf{0.0715 \text{ m}^3}.$$

Volume d'acier des DC: $D=4.75 \text{ in} = 12.065 \text{ cm}$; $d=2.25 \text{ in}=5.715 \text{ m}$; $h = 198.48 \text{ m}$.

$$V_{\text{acier DC}} = \mathbf{1.758 \text{ m}^3}.$$

Donc si on néglige les autres éléments :

$$\mathbf{\text{Le volume d'acier total} = 12.336 \text{ m}^3}.$$

b) Calcul de volume de trou :

$V_{\text{tr}} = \pi d^2 / 4 \times H$ avec : $d = 9.625'' = 24.447 \text{ cm}$; $h = 1558 \text{ m}$.

$$V_{\text{tr}} = \mathbf{73.095 \text{ m}^3}.$$

$$\mathbf{\text{Donc le volume de boue} = 73.095 - 12.336 = 60.759 \text{ m}^3}.$$

5-4 Le désancrage de packer et la remonté de train de test :

Après le démontage du flow-head, on élimine le poids qu'a été posé sur le packer, après le désencrage du packer on redescend la garniture d'une longueur pour confirmer qu'il est en position "désencrage".

Le puits a été observé pendant 10 minutes pour la stabilisation des niveaux et pour assuré que le puits est sous le control primaire pour qu'on puisse entamés la remonté en toutes sécurité et dans ce but des consignes ont été données par Schlumberger :

5-4-1 Consignes de la remontée du train de test :

- Noter les volumes dans les bacs.
- Utilisation du trip tank obligatoire.
- Bloquer la table de rotation.
- Préparation nécessaire pour la remontée (safety valve, gray valve, essuie tige...)
- La remontée doit être lente (pour éviter tout pistonage) à une vitesse de 4 mn par longueur.
- En cas de tirage, avertir le tester man.
- S'assure au cours de la remontée que le volume de remplissage est égale le volume d'acier sortant de puits.
- Le remplissage s'effectue chaque 03 longueurs.
- Après la remonter de chaque 10 longueurs, faire une observation de 10 mn.

6-La chronologie des opérations :

Le 23- Juillet -2015 : Début du DST

06:00 - Mobilisation des équipements et du personnel Schlumberger de la base Schlumberger HMD.

15:30 - Arrivée des équipements et du personnel Schlumberger sur chantier HMZN-10 TP219.

17:00 - Début de test des équipements de fond en surface.

Le 24- Juillet -2015 :

01:00 - Programmation des enregistreurs de fond SLSR a 5 s le pas d'enregistrement.

05:00 - Réunion de sécurité avant la descente du train DST.

07:00 - Début de montage des équipements de surface.

12:10 - Test en pression du train de test à 5000 psi.

13:45 - Début de la décente de train DST.

16:00 - Arrivée des unités de coiled tubing Schlumberger sur chantier HMZ-10.

21:30 - Arrivée du train de test à la cote Packer 1518 mRT.

21:50 - montage de la tête de puits et des coflexips.

Le 25- Juillet -2015 :

06:00 - montage avec la ligne de torche et retour sur bac.

07:40 - Test en pression des lignes de test surface contre la ligne de torche a 500 psi.

08:35 - Test en pression des lignes de test surface contre le manifold d'huile a 1000 psi.

08:45 - Test en pression contre les vannes aval du manifold de duses a 3000 psi.

08:55 - Test en pression contre les vannes amont du manifold de duses a 3000 psi.

09:10 - Réunion de sécurité avant l'ouverture du puits.

09:20 - Ancrage Packer à la cote 1518 mRT.

09:25 - Vérification du circuit de boue et du pompes de forage.

09:35 - Test en pression du Packer à 300 psi.

09:50 - Test en pression positif, purge de la pression à zéro psi.

09:55 - Ouverture de la vanne amont du manifold de duses.

10:00 - Réunion de sécurité avant l'ouverture du puits.

10:05 - Début du montage des équipements de coiled tubing.

10:10 - Mise en pression de l'espace annulaire à 900 psi pour activation de la vanne de fond TV.

10:12 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi.

10:17 - **Mise** en pression de l'espace annulaire à 1000 psi pour confirmer l'activation de la vanne de fond TV.

10:19 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi.

10:24 - Mise en pression de l'espace annulaire à 1100 psi pour confirmer l'activation de la vanne de fond TV.

10:26 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi.

10:32 - Mise en pression de l'espace annulaire à 600 psi pour ouverture de la vanne de fond TV.

Période 1 : Pré-débit.

10:34 - Bullage faible en surface. Indication positive de l'ouverture de la vanne de fond TV.

10:50 - Souffle très faible discontinu en surface.

Période 2 : Remontée de pression vierge.

10:54 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi pour fermeture de la vanne de fond TV.

11:57 - Mise en pression de l'espace annulaire à 600 psi pour ouverture de la vanne de fond TV.

Période 3 : Dégorgement sur duse ajustable 16/64".

11:59 - Bullage faible en surface. Indication positive de l'ouverture de la vanne de fond TV.

12:00 - WHP=0 psi, Souffle très faible discontinu en surface.

Période 4: Remontée de pression intermédiaire.

18:55 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi pour fermeture de la vanne de fond TV.

19:00 - Fermeture du manifold de duses et de la vanne hydraulique.

19:15 - Fin du montage des équipements de coiled tubing.

19:30 - Test en pression des équipements de coiled tubing contre la vanne du curage a 3000 psi.

19:45 - Test en pression positif. Purge de la pression à zéro psi.

Le 26- Juillet -2015 :

06:00 - Ouverture de la vanne hydraulique.

06:05 - Ouverture du manifold de duses vers torche sur duse ajustable 16/64".

06:18 - Mise en pression de l'espace annulaire à 600 psi pour ouverture de la vanne de fond IRDV-TV.

Période 5 : Dégorgement sur duses ajustables.

06:20 - Souffle faible en surface. Indication positive de l'ouverture de la vanne de fond TV.

07:00 - WHP=0 psi, Souffle très faible discontinu en surface.

07:25 - Ouverture de la vanne du curage.

07:30 - Début de la descente du Coiled Tubing.

08:00 - CT @ 500m, Début du pompage de nitrogène a 15L/Min.

08:10 - Eau en surface (Eau utilise pour test en pression de CT).

08:30 - Aucun retour en surface.

08:50 - Arrêt de CT @ 1350m.

09:30 - WHP=400psi, Tampon d'eau en surface.

09:31 - Augmentation de la duse ajustable a 24/64".

09:45 - Eau et nitrogène en surface. Augmentation de la duse ajustable a 32/64".

09:50 - Reprise de la descente de coiled tubing.

10:02 - Boue contaminée en surface.

11:38 - Augmentation de la duse ajustable graduellement a 48/64".

10:10 - Arrêt de CT @ 1500 m.

10:26 - Traces d'huile en surface, Prise du plusieurs échantillons.

10:38 - Nitrogène et trace d'huile en surface.

10:45 - WHP=390 psi, Nitrogène en surface.

11:00 - Début de la remontée de coiled tubing.

11:10 - Arrêt de CT @ 1350 m

Période 6: Remontée de pression intermédiaire (Fermeture en surface).

12:44 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi pour fermeture de la vanne de fond TV.

12:45 - Arrêt du pompage de nitrogène et reprise de la remontée de coiled tubing.

14:10 - CT en surface, Fermeture de la vanne de curage.

14:15 - Début de démontage des équipements de coiled tubing.

16:30 - Fin de démontage des équipements de coiled tubing.

Le 27- Juillet -2015 : Circulation Inverse.

06:00 - Vérification du circuit de boue et du pompes de forage.

06:20 - Ouverture de la vanne latérale et la vanne hydraulique.

06:30 - remplissage de l'intérieur des tiges avec la boue.

07:30 - Réunion de sécurité avant la circulation inverse.

07:45 - Mise en pression de l'espace annulaire à 600 psi pour désactiver le mode séquentiel.

07:45 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi pour fermeture de la vanne de fond TV.

07:47 - Mise en pression de l'espace annulaire à 1600 psi pour ouverture de la vanne de circulation CV.

07:48 - Indication positive de l'ouverture de la vanne de circulation CV.

07:50 - Ouverture du manifold de duses vers torche, début de circulation inverse.

08:00 - Boue en surface.

09:21 - Huile en surface, Orientation du circuit vers torche.

09:38 - Boue contaminée en surface Densité= 0.95 gr/cc. Orientation de circuit vers dégazeur.

09:53 - Boue en surface Densité= 1.01 gr/cc.

09:54 - Arrêt de la circulation.

09:55 - Fermeture du manifold de duses.

10:00 - Mise en pression de l'espace annulaire à 1600 psi pour fermer de la vanne de circulation CV.

10:02 - Ouverture de manifold de duses, Indication positive de l'ouverture de la vanne de circulation CV.

10:05 - Mise en pression de l'espace annulaire à 1000 psi pour confirmer l'activation de la vanne de fond TV.

10:06 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi.

10:10 - Mise en pression de l'espace annulaire à 600 psi pour ouverture de la vanne de fond TV.

10:13 - Augmentation de la pression annulaire a 1000psi pour activer le mode HOOP.

10:18 - Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi.

10:20 - Observation du niveau statique dans l'annulaire.

10:35 - Puits stable.

10:35 - Fermeture de la vanne maitresse et ouverture de la vanne latérale.

10:40 - nettoyage des lignes de surface avec de l'eau fraiche.

11:05 - démontage des flexibles et de la tête de puits.

12:05 - Désencrage Packer, et observation le niveau statique du puits.

12:10 - Début de la remontée train de test.

20:00 - SLPJ au dessous de la table de rotation.

22:20 - SHRV au dessous de la table de rotation.

23:00 - Vanne de fond TV au dessous de la table de rotation.

23:20 - DGA au dessous de la table de rotation.

Le 28-Juillet-2015 :

00:30 - Packer au dessous de la table de rotation.

07:00 - Fin DST.

7-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 à l'ordinateur qui nous a donné le graphe suivant.

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 (*courbe bleu*) qui nous donne plus de renseignement sur le réservoir.

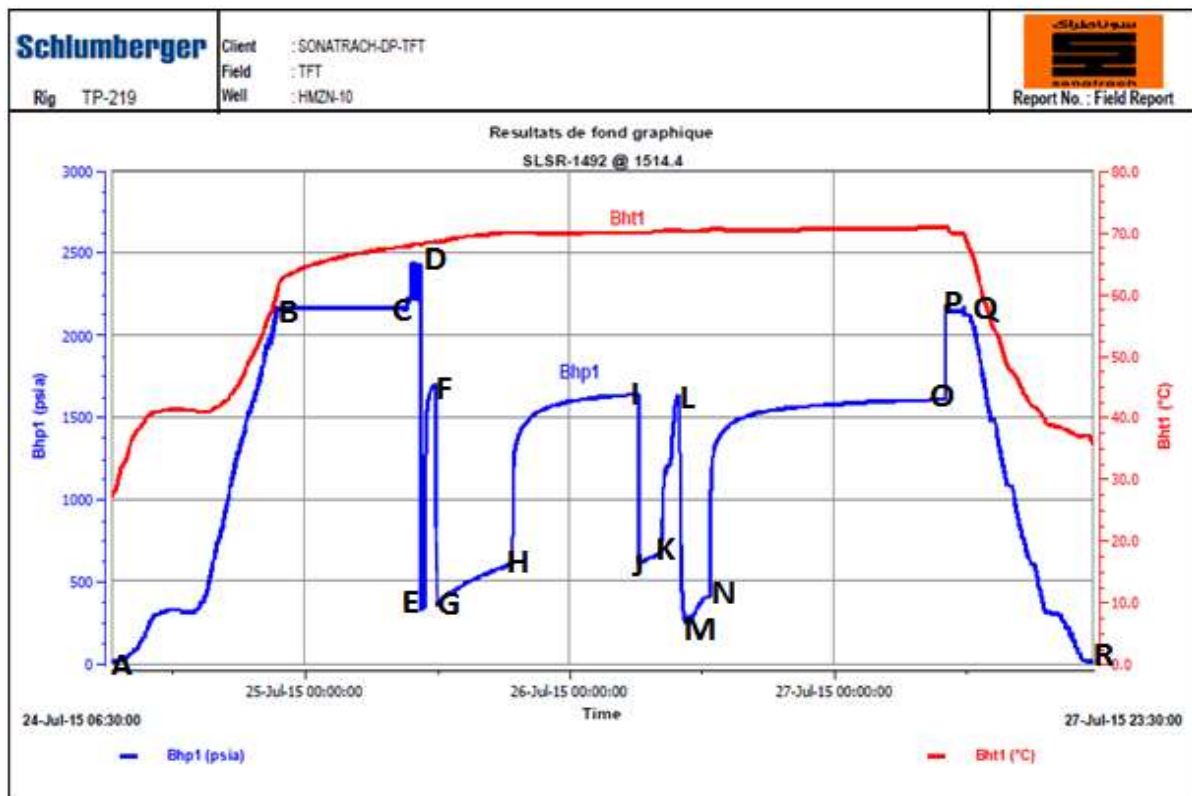


Figure VI.06 : Données graphiques des enregistreurs.

Le découpage du graphe de pression :

A-B : descente de train de test.

B-C : plusieurs opérations ont été effectuées :

- Montage de flow head.
- Fin Montage équipement de surface.
- Test ligne de surface (Manifold - Torche) à 500 psi.
- Test équipement de surface (Flow-head - MFD) à 2500 psi.
- Safety meeting

C-D : l'ancrage et test du packer.

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

D-E : le temps de pré-débit.

E : fermeture de PCT pour la pression vierge.

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

F-G : ouverture PCT pour débit.

G-H : bullage faible en surface.

H-I : Remontée de pression intermédiaire (fermeture de PCT).

I-J : Ouverture de la vanne de fond TV.

J-K : Souffle faible en surface. Indication positive de l'ouverture de la vanne de fond TV.

K-L : Début du pompage de nitrogène a 15L/Min.

L-M : Début de la remontée de coiled tubing.

M-N : Purge de la pression de l'espace annulaire à zéro psi pour fermeture de la vanne de fond TV.

N-O : remonte de la pression finale.

O-P : Circulation Inverse.

P-Q : Désencrage Packer, et observation le niveau statique du puits.

Q-R : démontage des équipements de surfaces et remonté le train de test.

Les valeurs de pression sont représenté dans le tableau suivant :

SEQUENCES	Durées (h/mn)	Pressions (Psi)	OBSERVATIONS
Pression hydrostatique initiale	-	2430	
Pré-débit	20mn		
Pression vierge	60 mn	1709	Non stabilisé
Pression débit (1 ^{ere} ouverture)	8 hrs	610	Puits en remplissage
Pression statique (1 ^{ere} fermeture)	10h20mn	1642	
Pression débit (2 ^{eme} ouverture)	6h20mn	415	
Pression statique (2 ^{eme} fermeture)	21 Hrs25 mn	1609	Puits en remplissage
Pression hydrostatique finale	-	2153	
Température	-	70 °C	

Tableau VI.02 : Données des enregistreurs.

Commentaire :

Un bouchon d'huile anhydre (bouchon de fond) dégagé en surface durant le kick off au nitrogène .Le comptage en surface n'a pas été réalisé à cause du très faible retour du liquide en surface. BSW : 0%, densité huile : 0.816 à 33.9 °C.

Conclusions et recommandations :

Le DST est une opération très importante, car elle est la seule qui nous renseigne avec une certaine précision sur la présence des hydrocarbures dans une formation, évaluer les caractéristiques d'un réservoir et choisir le mode de complétion, ou l'abondant de puits.

Toutefois l'opération de DST au niveau de notre puits HMZ-10 a été réalisée sous haute sécurité, mais sans succès (faible retour), en effet. Après avoir interpréter les résultats du DST effectuée dans la formation Dévonien unité C3-1 on a constaté qu'il y avait un très faible retour en surface et donc pas de comptage, et on a enregistré une pression de gisement de 1709 psi non stabilisée, ces résultats étaient attendu du fait que le gisement est en période de production assistée.

Pour cela on propose les solutions suivantes :

- Equiper notre puits avec des équipements de gaz lift pour y remédier au problème de pression insuffisante.
- Faire une fracturation hydraulique afin d'améliorer la perméabilité.
- Faire Une étude pétrographique très poussée pour mieux caractériser le réservoir (série inférieure).
- La récupération tertiaire qui consiste-t-on l'amélioration de la mobilité du pétrole afin d'augmenter son taux d'extraction, elle permet de récupérer au minimum 5 % à 15 % de pétrole supplémentaire du réservoir
- De nombreuses personnes (représentants de différentes entités du maître d'œuvre, personnel d'une ou de plusieurs sociétés de services spécialisées) sont impliquées dans le déroulement d'un essai de puits. Il est donc fondamental de bien définir, Les taches et les responsabilités de chacun.de manière à travailler avec le maximum de sécurité et d'efficacité.
- Prévoir l'explorations d'autres gisements au lieu de forer dans un gisement a faible pression.

Bibliographie

1. Les rapports journaliers du puits HMZ-10 2015.
2. Rapport d'implantation du Forage HMZ-10 Puits de développement
Région de TFT-SONATRACH
3. Rapport finale de la compagnie de service Schlumberger 2015.
4. Rapport DST SONATRACH HMZ-10 2015
5. P. Marion avec la collaboration de F. Anderson et M. Martin (Le Forage
Aujourd'hui DST).
6. Slimani. aout 2009. (Essai de puits et complétion).
7. Denls Perrin, les essais de puits.
8. Institut français de pétrole, mai 1991, Formulaire de foreur (éditions
TECHNIP), publications(IFP).
9. J.P.NGUYEN Technique d'exploitation pétrolière (le forage).
- 10.N.E.BOUEMID, 2009, (Brochure DST).
- 11.Schlumberger, 2000, document (Well Testing 2).
- 12.Schlumberger document (DST TOOLS).
- 13.Document Schlumberger. novembre 1965. (Manuel de mise en œuvre et
d'entretien).
- 14.Mémoire Master 2 (Etude de l'opération de DST) suivi par Mr
M.Abderahramane 2013/2014.
- 15.Mémoire Master 2 (Etude de l'opération de DST) suivi par Mr B.Abdelhak
2015/2016