

N° d'ordre : / Faculté / UMBB / 2016

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 :

BOUZID Adnane

Filière : Hydrocarbures

Option : Forage des puits

Thème

**Etude et application de l'opération de DST sur le
puits OMG-402 à Hassi Messaoud.**

Devant le jury :

MELLAK Abderrahmane	Professeur	UMBB	Président
BENTRIOU Abdelhak	MC (A)	UMBB	Encadreur
HADJADJ Ahmed	MC (A)	UMBB	Examineur
BENYOUNES Khaled	MC (A)	UMBB	Examineur
AZRIL Nadjet	MA (A)	UMBB	Examinatrice
BOUMAZA Nadia	MA(A)	UMBB	Examinatrice



Remerciements

Je tiens à remercier, en premier lieu, Allah le tout puissant de m'avoir donnés la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements à mon promoteur Mr. BENTRIOU Abdelhak pour son appui, son orientation et ses conseils qui m'ont été très précieux.

Je tiens aussi à exprimer ma profonde gratitude à Mr. DRISS Brahim pour le temps qu'il m'a consacré et l'aide qui m'a apportés malgré ses occupations.

J'adresse mes chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département gisements qui ont contribué à notre formation.

Enfin, tous mes remerciements vont à ma famille et mes amis de la FHC qui ont été nombreux à m'aider et à m'encourager.

BOUZID Adnane.



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 son soutien, surtout pour son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A mes frères et mes précieuses sœurs à lesquels je souhaite le bonheur dans leurs vies.

A toute ma grande famille,

A tous mes amis de l'INH partout chaque un a son nom.

Adnane.



Sommaire

Sommaire :

Introduction	1
--------------	---

Chapitre I :

Recherche bibliographique et généralités

I.1) Généralisé	2
I.1.1) Généralités sur le gisement	2
I.1.1.1) Qu'est-ce qu'un gisement.....	2
I.1.1.2) Étude des roches réservoir et de leur contenu.....	2
I.1.1.3) Le FVF, le GOR, le WOR et le BSW.....	5
I.1.2) Généralités sur les essais de puits	5
I.1.2.1) Définition des essais de puits.....	5
I.1.2.2) Objectifs des essais de puits.....	5
I.1.2.3) Principes différents types de test.....	6
I.1.2.4) Différents types de test.....	6
I.2) DST (Drill Stem Test)	10
I.2.1) Historique de DST	10
I.2.2) Drill stem test	12
I.2.2.1) Introduction.....	12
I.2.2.2) Définition et objectifs de DST.....	12
I.2.2.3) Principe de DST.....	13
I.2.2.4) Facteurs de décision.....	14
I.2.2.5) Equipements de DST.....	17
❖ Equipements de surface.....	17
❖ Equipements de fond (garniture de test).....	21
I.2.2.6) Déroulement des opérations pendant un DST.....	30
1) Action préliminaires avant les opérations de test.....	30
2) Principe de déroulement d'un essai de puits.....	32
3) Durée des tests.....	34
I.2.2.7) Synthèse des résultats attendus d'un DST.....	35
1) Informations recueillies sur site.....	35
2) Résultats en laboratoire.....	35
3) Résultats gisement calculés ou estimés à partir des informations recueillies sur site.....	36

Chapitre II :

Présentation de la région de HMD

II.1) Présentation du champ de Hassi Messaoud	37
II.1.1) Introduction.....	37
II.1.2) Historique du champ.....	37
II.1.3) Situation géographique de Hassi Messaoud.....	38
II.2) Localisation de puits	39
II.3) Prévisions litho-stratigraphiques	39
II.4) Fiche technique de forage	43
II.5) Coupe lithologique	44

Chapitre III :
Programme du puits OMG-402

III.1) Programme de l'outil de forage.....	45
III.2) Programme de la garniture.....	46
III.3) Programme de la boue.....	48
III.4) Programme de tubage.....	51
III.5) Programme de Logging.....	53

Chapitre IV :
Etude de cas

VI.1) Introduction	54
VI.2) Objectifs de DST de puits OMG-402.....	54
VI.3) Préparation avant DST.....	54
VI.4) Garniture de test.....	55
VI.5) Déroulement de test.....	60
VI.6) La chronologie des opérations.....	63
VI.7) Les résultats de test.....	68
Conclusion et recommandation.....	70
bibliographie	

Liste des figures :

Fig I-1 : Coupe verticale d'un gisement.....	2
Fig I-2 : Porosité utile.....	3
Fig I-3 : Principe d'un essai de puits	6
Fig I-4 : Johnston well tester	11
Fig I-5 : flow head.....	18
Fig I-6 : Le manifold de duses.....	19
Fig I-7 : Le séparateur.....	20
Fig I-8 : Le packer	23
Fig I-9 : Dispositif de temporisation	25
Fig I-10 : Les enregistreurs de pression	27
Fig I-11 : Le joint de sécurité.....	28
Fig II-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	38
Fig II-2 : plan de position de puits OMG-402	39
Fig II-3 : Stratigraphie de puits OMG-402.....	44
Fig IV-1 : Scraper.....	55
Fig IV-2 : Garniture de test	56
Fig IV-3 : Manifold de gaz.....	59
Fig IV-4 : Graphe de pression et température en fonction de temps	68

Liste des tableaux :

Tableau I-1 : Dispositif de temporisation	24
Tableau II-1 : Fiche technique de forage (Puits OMG-402).....	42
Tableau III-1 : Programme de l'outil de forage de puits OMG-402	45
Tableau III-2 : Programme de la garniture (phase 26'')	46
Tableau III-3 : Programme de la garniture (phase 16'')	46
Tableau III-4 : Programme de la garniture (phase 12 1/4)	47
Tableau III-5 : Programme de la garniture (phase 12 1/4)	47
Tableau III-6 : Programme de la garniture (phase 8 1/2).....	48
Tableau III-7 : Programme de la garniture (phase 6'')	48
Tableau III-8: Programme de la boue (phase 26'').....	50
Tableau III-9: Programme de la boue (phase 16'').....	50
Tableau III-10: Programme de la boue (phase 12'' 1/4).....	50
Tableau III-11: Programme de la boue (phase 8'' 1/2).....	51
Tableau III-12: Programme de la boue (phase 6'').....	51
Tableau III-13 : Programme de tubage de puits OMG-402	51
Tableau III-14 : Programme de centralisation de tubage.....	52
Tableau III-15 : Programme de logging de puits OMG-402	53
Tableau IV-1 : Les données sur le puits et le test	60

Introduction

Introduction:

Aujourd'hui, le pétrole est considéré comme une grande source d'énergie qui contribue grandement aux besoins énergétiques en Algérie. Il s'est imposé essentiellement grâce à ses caractéristiques particulières, à sa sécurité d'approvisionnement, son prix compétitif.

Le forage d'un puits est le seul moyen existant qui permet d'extraire les hydrocarbures avec un prix de revient le plus minimal possible et dans des meilleures conditions de sécurité possibles.

Les tests en cours de forage (DST :drill stem test) sont les seules opérations qui permettent de connaître avec grande précision le débit potentiel des couches traversées et leurs pressions. C'est aussi parmi les méthodes plus sûres pour déterminer la nature des fluides contenus. Ils constituent donc le complément indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique. Autrement dit: elles permettent de récupérer les données relatives à la formation (pression de gisement et température).

Notre travail de mémoire consiste dans l'étude et l'application des tests (DST) à un puits OMG-402 se trouvant dans la région de Hassi Messaoud. Nous avons présenté l'historique et la genèse de l'opération DST, son déroulement ainsi que son évaluation. Notre séjour dans la région de Hassi Messaoud exactement au sein de l'entreprise NABORS sur l'appareil F28 où on a pu assister plusieurs opérations principalement l'opération de DST effectué sur le puits OMG-402.

Chapitre I :
Recherche
bibliographique
et généralités

I.1) Généralisé :

I.1.1) Généralités sur le gisement :

I.1.1.1) Qu'est-ce qu'un gisement :^[1]

Un gisement est constitué d'une (ou plusieurs) roche(s) réservoir(s) contenant des hydrocarbures à l'état monophasique (huile ou gaz) ou diphasique (huile et gaz), de l'eau, et pouvant être en communication avec une formation aquifère parfois très étendue, le tout surmonté d'une roche couverture étanche faisant piège (**Fig. IV.1**).

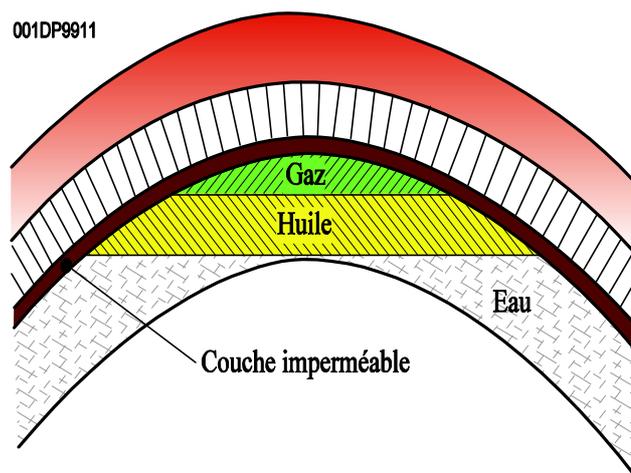


Fig I-1 : Coupe verticale d'un gisement^[1]

I.1.1.2) Étude des roches réservoir et de leur contenu :^[1]

Au cours du forage d'un puits, il est très important de connaître les caractéristiques des couches traversées susceptibles d'être productrices. Dans cette intention, on procède généralement à un carottage mécanique qui permet d'extraire des échantillons de roches qu'on analyse en laboratoire. Les mesures effectuées ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones intéressantes. Les diagraphies différées donnant des informations en continu représentent l'autre outil fondamental à cet égard.

Les roches réservoirs sont essentiellement des grès (ou sables) et des carbonates (calcaires et dolomies).

a) La porosité :

Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" ou parfois "vides", constituant des canaux microscopiques (diamètre de l'ordre de quelques dixièmes de micron par exemple).

Soit un échantillon de roche de volume total V_T comprenant un volume solide V_S ; $(V_T - V_S)$ représente le volume occupé par les fluides, c'est-à-dire le volume de pore V_p . Sa porosité s'exprime par le rapport :

$$\phi = V_p / V_T = (V_T - V_S) / V_T \dots\dots\dots (I-1)$$

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile (**Fig. IV.2**), c'est-à-dire celle qui ne tient compte que des pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur. Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10 et 30 %.

Les valeurs de porosité sont obtenues par des mesures sur carottes, et par les diagraphies.

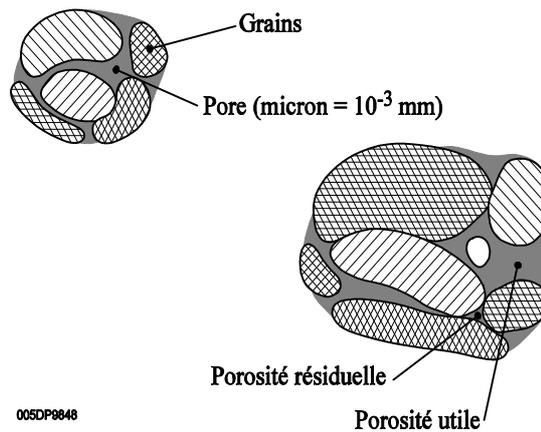


Fig I-2 : Porosité utile^[5]

b) La perméabilité :

C'est le paramètre clé pour le producteur. La perméabilité caractérise l'aptitude qu'à une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage :

$$Q = k \times \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl} \dots\dots\dots (I-2)$$

(Loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent).

Avec : Q mesuré dans les conditions de l'écoulement.

On utilise en pratique le milli Darcy (mD) comme unité de mesure, les gisements exploités ayant généralement une perméabilité de 20 à 300 (mD).

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer 1 cm³ par seconde d'un fluide dont la viscosité est de 1 centipoise (viscosité de l'eau à 20 °C) sous l'effet d'un gradient de pression d'une atmosphère par centimètre à travers une surface de 1 cm².

$$1 \text{ Darcy} \approx 10^{-12} \text{ m}^2 \quad 1 \text{ milliDarcy} = 10^{-3} \text{ Darcy}$$

A noter que la perméabilité a les dimensions d'une surface.

La perméabilité d'une roche varie avec la direction considérée et l'on peut distinguer les perméabilités (horizontale, verticale, parallèle au pendage et perpendiculaire à celui-ci).

Les valeurs des perméabilités sont obtenues par mesures sur carottes, et aussi à partir des essais de puits.^[1]

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

$$k = Q_p B \ln(R/a) / 2nh (P_G - P_F) \dots\dots\dots(1-3)$$

Avec :

- 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.

c) La saturation :

Il est essentiel de connaître la nature des fluides qui occupent les pores de la roche. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pore V_p de l'échantillon.

On définit ainsi :

• la saturation en eau $S_e = \frac{V_e}{V_p}$ (= S_w (water)).

• la saturation en huile $S_h = \frac{V_h}{V_p}$ (= S_o (oil)).

• la saturation en gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p}$ (= S_g (gas)).

Avec : $S_e + S_h + S_g = 1$ (1-4)

Lors de la migration des hydrocarbures le déplacement de l'eau susjacent n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré). En conséquence, il y aura toujours de l'eau dans un gisement, appelée eau interstitielle. Ceci est la conséquence des phénomènes capillaires liés à l'exigüité des pores : l'eau est un fluide "mouillant" qui s'étale sur les surfaces solides et va rester piégée dans les pores les plus petits.

Les valeurs courantes de la saturation en eau interstitielle sont de : $10\% < S_{wi} < 35\%$.

Les mesures des saturations proviennent essentiellement des diagraphies. ^[1]

I.1.1.3) Le FVF, le GOR, le WOR et le BSW :

🚧 FVF et GOR :

Pour récupérer 1 m^3 d'huile au stockage, il faut extraire du gisement un volume supérieur d'hydrocarbures, appelé facteur volumétrique de fond (formation volume factor ou **FVF**) :

$$\text{FVF (formation volume factor)} = \frac{\text{volume de l'huile aux conditions de gisement}}{\text{volume de l'huile aux conditions de stockage}}$$

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 ($15 \text{ }^\circ\text{C}$, 76 cm de mercure) s'appelle solubilité du gaz dans l'huile, RS, ou **GOR** (Gas-Oil Ratio) de dissolution.

En pratique, les FVF s'écrivent B_o pour l'huile (et B_g pour les gaz). Les B_o et les RS varient beaucoup suivant les types d'huiles : légère, moyenne et lourde.

En général: $1,05 < B_o < 2$

$$10 < RS < 200 \text{ m}^3/\text{m}^3$$

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 Sédiment and Water) :

Pourcentage d'eau et de sédiment par rapport à la phase "liquide" (huile + eau + sédiment).

I.1.2) Généralités sur les essais de puits :

I.1.2.1) Définition des essais de puits :

Les essais de puits ou Wells testing sont des tests spéciaux qu'on effectue sur les puits à huile ou à gaz pour avoir des informations très utiles et évaluer les paramètres de production de ces puits afin de les exploiter dans des bonnes conditions. Il existe plusieurs types de tests. ^[2]

I.1.2.2) objectifs des essais de puits : ^[3]

D'une façon générale, le but d'un test de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir, à savoir :

- Perméabilité du réservoir.
- Degré d'endommagement du puits (l'effet de Skin).

- La pression du réservoir P_r .
- Les limites géométriques du réservoir.
- Le type du réservoir.
- Caractérisation d'une fracturation du réservoir.
- Evaluer les communications entre les puits ...etc.

I.1.2.3) Principe des essais de puits :

Le principe d'un essai de puits est de faire varier le débit du puits pour provoquer une perturbation des pressions existant dans le réservoir. La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournit des renseignements sur le réservoir et le puits (Fig IV-3).^[2]

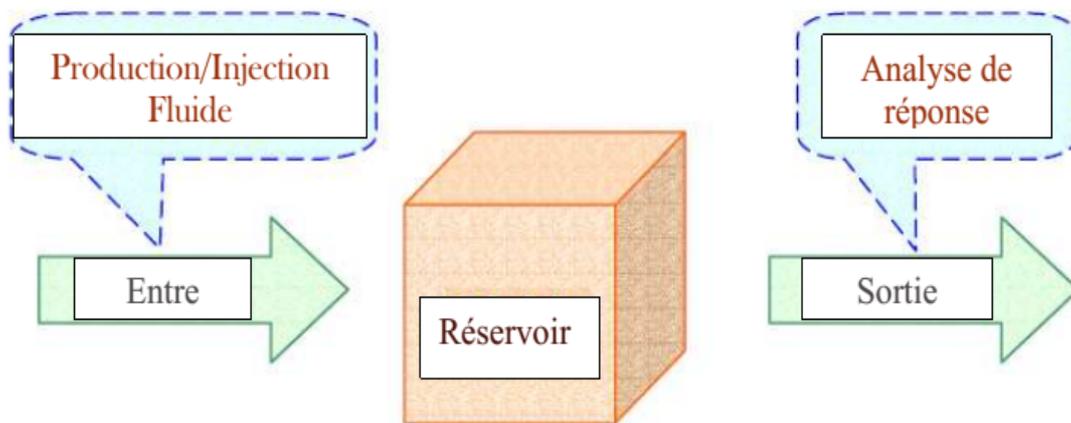


Fig I-3 : Principe d'un essai de puits^[4]

I.1.2.4) Différents types de test :

a) DST (Drill Stem test) :

C'est la mise en production d'un puits juste après son forage par une complétion provisoire à travers un train de test, dans le but de déterminer les paramètres de la couche productrice et de décider sur le type de complétion définitif à descendre dans le puits.^[6]

b) Test de Jaugeage:^[6]

Le jaugeage c'est une opération en surface de puits très importante, utilisée pour connaître les paramètres de production d'un puits sous les conditions d'exploitation (pression en tête, pression de ligne, débit des liquides, débit de gaz).

Ceci nous permet de connaître les paramètres optimaux d'exploitation de ce puits et de le suivre régulièrement afin de le rentabiliser au maximum et dans de bonnes conditions.

Avant de commencer le test de jaugeage d'un puits à gaz il faut au préalable :

- Montage d'équipement de surface de test.
- Test hydraulique de l'installation a pression supérieure à 1,5 à la pression de service. - Ouverture le puits sur le séparateur. -Comptage pendant un certain temps.
- Fermeture du puits.

➤ **Remarque :**

Dans le cas d'un puits à gaz il faut avoir la pression de tarage de la vanne de sécurité de fond. Pour réaliser ce test en utilise les équipements suivant :

- Séparateur.
- Installation de raccordement de séparateur.
- Bacs de comptage et stockage huile ou condensât.
- Pompe d'ergones.

c) Le test BUILD UP:^[5]

Ou La remontée de pression est le test le plus utilisé dans le domaine pétrolier, ce test nécessite la fermeture de puits, l'augmentation de la pression de fond en face de la formation doit être mesurée en fonction du temps, de fermeture en plus des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produit à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture.

Les objectifs de ce test sont d'évaluer et analyser:

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation.
- La pression moyenne de réservoir.
- Les limites de réservoir(Les failles).
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité).

➤ **Les avantages de test BUILD UP:**

Ce test est préférable par rapport à d'autres tests pour les raisons suivantes:

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$).
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.

- Le test peut être utilisé dans certain puits qui fonctionne avec des moyens artificiels (pompage).

➤ **Les inconvénients de test BUILD UP:**

- Perte de la production durant le test.
- Redistribution des fluides dans le puits durant le test rend l'analyse des données difficile lorsque la vanne de fermeture de fond n'existe pas.
- Nécessite un débit constant pendant la période qui précède la fermeture.
- Le test BUILD UP est un essai à deux débits, par conséquent les méthodes de superposition doivent être utilisées pour l'interprétation des données.

Le test BUILD UP est un essai à deux débits, ce qui signifie que les variations de pression mesurées durant la fermeture ne sont pas seulement influencées par la fermeture de puits, mais aussi par la période de débit avant la fermeture. On peut envisager deux cas suivant le rayon d'investigation atteint pendant la période de débit avant fermeture (régime permanent ou régime pseudo permanent)

d) Test d'interférence:^[2]

C'est un test réalisé entre plusieurs puits pour étudier la communication entre les couches productrices des puits, Le principe est d'enregistrer la perturbation de pression causée Par l'ouverture d'un puits dans les puits avoisinant.

Pour fournir le test d'interférence en suite :

- Fermeture des puits.
- Descente par les équipements wire-line les enregistreurs de pression.
- Montage installation de test dans un des puits et test des équipements à pression égale 1,5fois la pression de service.
- Ouverture puits sur séparateur de test.
- Enregistrement de la pression en continu dans les autre puits de la perturbation causée par les séquences d'ouverture et de fermeture du Puits.
- Remontée les enregistreurs.
- Interprétation des enregistrements.

Les équipements de test d'interférence même les équipements de test de jaugeage avec:

- Enregistreurs de pression de fond.
- Equipement wire-line pour descend les enregistreurs.

e) Test Drow Down : ^[2]

Ce sont des tests de puits en débit (drawdown) avec enregistrement au fond, suivi d'une remontée de pression (build-up) ; ces tests servent à évaluer le réservoir.

Les résultats d'analyse nous permettent d'avoir :

- la perméabilité moyenne.
- le rayon de drainage.
- la distance à la barrière imperméable.
- le skin (endommagement)etc.

La séquence de test drowdown comme suivant :

- Fermeture du puits.
- Descente par les équipements wire-line l'enregistreur de fond.
- Montage installation de surface et test d'équipement à pression égale 1,5 à la pression de service.
- Ouverture puits sur séparateur de test.
- Enregistrement de pression de fond.
- Fermeture puits pour remonter de pression.
- Fermeture puits.
- Remontée l'enregistreur.
- Interprétation d'enregistrement.

Comme le test d'interférence en utilise Les équipements de test de jaugeage avec les équipements suivant :

- Equipement wire-line outil de descente +Sas.
- Enregistreur de pression fond.

I.2) DST (Drill Stem Test)

I.2.1) Historique de DST : ^[7]

Les frères Edgar et Mordica Johnston effectuent la première opération de DST (test au cours de forage ou le Drill Stem Test) commerciale en 1926, il s'en est produit deux brevets testeurs d'une douzaine de formations avaient été délivrés.

Avant que les frères Johnston aient présenté leurs méthodes novatrices, des puits d'exploration ont été testés par la descente d'un tube creux sur un câble pour capturer un échantillon de fluide de formation après un boîtier avait été fixé et cimenté au dessus de la zone d'intérêt. Le succès des frères a conduit à la création de la compagnie (The Johnston Formation Testing Company), qui Schlumberger a acquis en 1956.

Aujourd'hui, les tests en cours de forage (DST) les plus courants sont les complétions des puits temporaires à travers lequel les opérateurs produisent des fluides de formation tandis que l'unité de forage est sur place.

Au cours de la DST, les fluides de formation sont généralement produits à travers les tiges de forage ou tubing. Suivi d'un séparateur ou une autre installation temporaire de traitement en surface, où les fluides sont mesurés, échantillonnés et analysés.

Le DST consiste dans l'acquisition de différents types de données. Un test descriptif consiste dans l'acquisition d'échantillons de fluide du réservoir de fond et les pressions du puits fermé; un test de la productivité concerne l'identification des débits maximums ou données de réservoir. Dans les puits d'exploration, les objectifs du test de puits primaires concerne la délivrabilité de puits, le skin, l'échantillon de fluide, les caractéristiques du réservoir...etc. Dans les puits en développement, les objectifs sont généralement liés aux mesures de la pression moyenne du réservoir, le skin, et les caractéristiques du réservoir.

Les opérations de test de puits comprennent des cycles de flux fermés et les pressions au fond de puits (BHPS: bottom hole pressure) sont surveillés. Les ingénieurs de réservoir appliquent ces données pour faire les premières prédictions sur le potentiel du réservoir à travers un processus connu comme l'analyse transitoire de la pression, dans laquelle le taux de variation de pression en fonction du temps pendant l'arrêt et l'applique d'un cycle est tracé sur une échelle logarithmique.

Les résultats présentés indiquent la réponse du réservoir, qui peuvent être associés à des modèles mathématiques de spécifiques en utilisant des courbes de type généralisé; ces dernières permettent de déterminer les caractéristiques du réservoir : le skin, la perméabilité et la moitié de la longueur des fractures induites.

Le mécanisme (shut-in) doit être aussi proche que possible du point où les fluides de formation pénètrent dans le puits afin d'éliminer l'influence sur les pores. Les pores se réfère au volume de fluide qui peut être comprimée ou étendue, ou à une interface liquide / gaz en mouvement à la suite d'une variation de la vitesse de production.

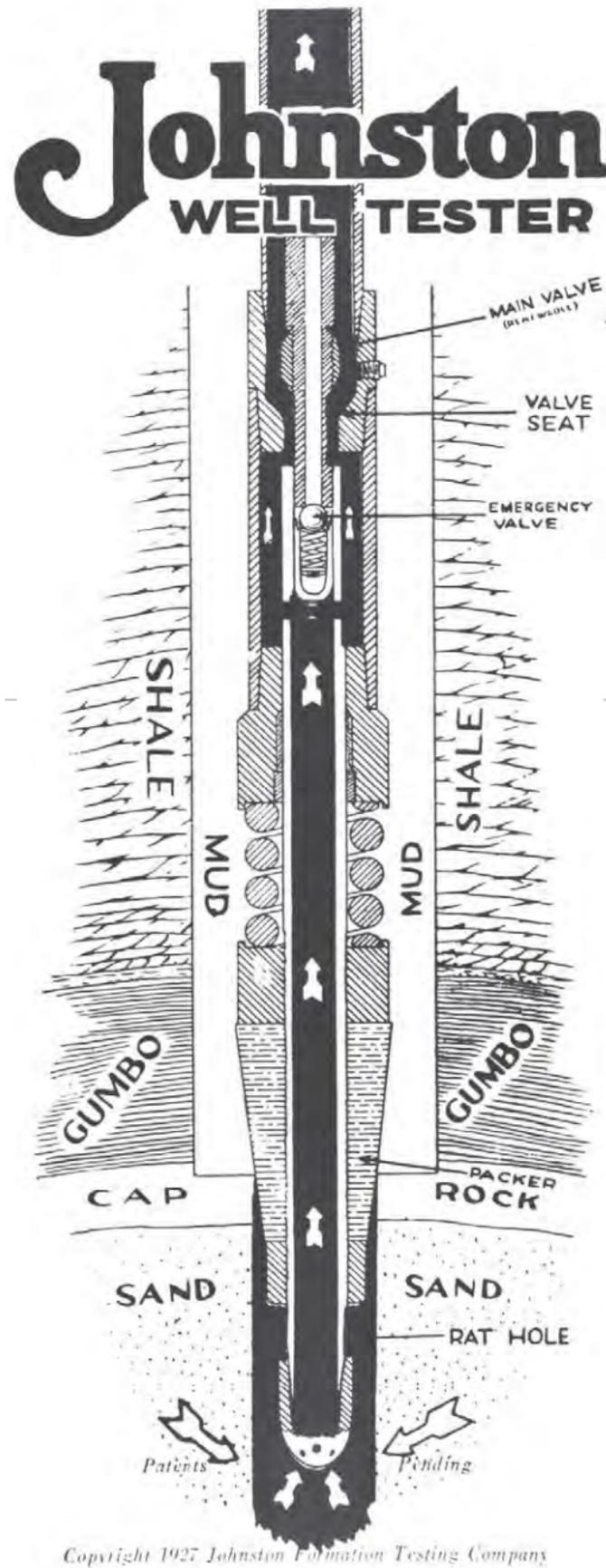


Fig I-4 : Johnston well tester [7]

Une partie essentielle de l'analyse permet de déterminer l'effet de la pression sur la capacité de stockage et la réponse du réservoir interprétable dans les premiers stades de l'essai.

Pendant le test, les techniciens peuvent capturer des échantillons représentatifs des fluides de formation par une série de test. Les échantillons sont envoyés à un laboratoire pour l'analyse PVT dans un processus qui peut prendre plusieurs mois.

Bien plus efficace, fiable et robuste, les principaux composants d'assemblages DST aujourd'hui sont similaires à ceux déployés par (Johnston formation Testing Company) dans les années 1930.

Ces composants sont basés principalement sur quatre types de dispositifs:

- Un packer pour fournir l'isolation zonale.
- Vannes de fond pour contrôler l'écoulement du fluide.
- Enregistreurs de pression pour faciliter l'analyse.
- Dispositifs pour capturer des échantillons de fluide.

Les modifications apportées aux systèmes de test au fil des temps ont été confinés principalement par l'ajout de composants auxiliaires tels que : les valves de circulation, les jars, des joints de sécurité et d'autres dispositifs visant à réduire le temps nécessaire pour récupérer les données de puits après une série de test ou pour fournir les informations pour tuer un puits.

Au cours des dernières années, les entreprises de services ont beaucoup fait pour réduire l'incertitude et les coûts associés aux tests, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape importante dans cette progression comprend le système de test de réservoir Quartet au fond du trou. L'outil de test Quartet permet aux opérateurs d'effectuer les quatre fonctions essentielles d'un ensemble DST : l'isolation, le contrôle, la mesure et prendre un échantillon en une seule opération.

I.2.2) Drill stem test:

I.2.2.1) Introduction:

Le test en cours de forage est la seule opération qui permet de connaître avec assez de précision le débit potentiel des couches traversées et leur pression. C'est aussi la méthode la plus sûre pour déterminer la nature des fluides contenus. Il constitue donc le complément indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique. ^[7]

Notre but dans ce chapitre qui suit n'est pas de faire un cours proprement dit sur les tests, mais de rappeler les grands principes de cette technique et d'en faire le point actuel.

I.2.2.2) Définition et objectifs de DST :

Les tests en cours du forage (Drill Stem Test) 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 : ^[8]

- Mettre en évidence la présence des hydrocarbures et leur nature.
- Déterminer la capacité de production.
- Déterminer la pression du réservoir.
- Déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin).
- En fonction du temps de test, déterminer éventuellement le modèle du réservoir.
- L'endommagement aux abords des puits.

Ces renseignements peuvent être obtenus: ^[8]

- en cours de forage.
- après le forage.
- après cimentation d'une colonne.

I.2.2.3) Principe de 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 (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.

1.2.2.4) Facteurs de décision: ^[7]

Exécuter un test est toujours une opération délicate. Il faut donc avant d'en décider, s'assurer que l'opération peut être réalisée en sécurité et dans des conditions techniques acceptables.

a) Sécurité de l'opération :

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

- les conditions extérieures.
- le puits.
- le matériel.

✚ Les conditions extérieures de déroulement du test :

Dans la mesure du possible, on s'efforcera d'effectuer de jour l'ensemble de l'opération, mais dans beaucoup de cas (tests profonds notamment) cette condition n'est pas réalisable. Le planning du test doit alors être calculé pour que dans tous les cas les opérations d'ouverture, de circulation inverse et de désencrage du packer soient réalisées de jour.

On évitera de faire un test avec des conditions météorologiques défavorables. Nous rappelons que dans le cas des tests en mer, les conditions météo-océanographiques sont d'une importance capitale. A partir d'un engin flottant notamment le test en trou tubé ne peut avoir lieu qu'avec des pilonnements faibles et sous couverture météo favorable.

✚ le puits :

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

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

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

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

✚ Le matériel :

➤ Appareil de forage - Installation de surface :

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

- L'installation de surface doit être complète : manifold de duses, torches, dégazeur et éventuellement groupe de pompage haute-pression, réservoir stockage de l'effluent, séparateur.

➤ **Matériel de fond.**

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

b) Conditions techniques :

🚧 Profondeur :

Les tests peuvent être exécutés dans les puits les plus profonds actuellement forés dans la mesure où le gradient géothermique n'est pas anormalement élevé. En effet :

- La résistance à la traction, à l'éclatement et à la compression des outils de test est au moins égale à celle des tiges utilisées.
- Tous les outils sont normalement équipés avec des pièces en caoutchouc qui résistent à 176°C (350°F). Pour des températures supérieures il existe des caoutchoucs spéciaux prévus jusqu'à 220°C (450°F).

🚧 Diamètres :

Avec les équipements standards, les diamètres limites sont les suivants :

- Pour les tests en trou ouvert : (maximum 17" ; minimum 4" 5/8).
- Pour les tests en trou tubé : (- maximum 13" 3/8 ; minimum 4").

Les dimensions courantes sont les suivantes :

- Pour les tests en trou ouvert: 12 1/4 à 5 3/4
- Pour les tests en trou tubé: 13 3/8 à 5''

🚧 Pression différentielle :

- Pour les tests en trou ouvert, des pressions différentielles de 150 kg/cm² en trou 12 1/4 et 350 kg/cm² en trou inférieur ou égal à 8 1/2 sont couramment réalisés, mais des valeurs supérieures peuvent être envisagées (300 kg en 12 1/4 - jusqu'à 650 kg/cm² pour des dimensions < à 8 1/2).
- Pour les tests en trou tubé, des valeurs de 300 à 450 kg/cm² sont courantes.

✚ Ancrage du packer :

➤ Test en trou ouvert :

Le packer (ou les packers) doit être positionné après avoir examiné soigneusement :

- Le calibrage du puits : il est enregistré de préférence à partir d'un micro-diamètreur. Si le puits présente un calibrage médiocre et irrégulier, il faut caler avec soin cotes électriques et cotes foreurs. Le choix de la cote d'ancrage doit se porter sur une zone présentant un calibrage correct sur au moins trois mètres.

- La nature des terrains : s'il n'y a pas eu de carottage, on peut exploiter les avancements, les déblais et si nécessaire, dans le cas de test profond notamment, on enregistrera des diagraphies électriques complémentaires.

➤ Test en trou tubé :

Ne pas placer le packer dans une zone perforée même si les perforations ont été bouchées (déchirure des garnitures, coincement des slips).

✚ Hauteur de test :

Il n'y a pas de limite technologique pour la hauteur testée dans la mesure où la longueur de la béquille est homogène en résistance. Par contre, il est préconisé de réduire le plus possible et surtout dans un test en trou ouvert, la hauteur à essayer, pour les raisons suivantes :

- Le risque de coincement de la béquille par éboulements des parois décomprimées est plus faible.
- Les résultats fournis par l'essai (nature des fluides, pression) sont meilleurs.

✚ Déroulement de test :

➤ Durée de test :

Durée totale au fond : nous rappelons que la durée au fond est limitée dans le cas des tests en trou ouvert par les risques de coincement :

- Coincement par éboulement autour de la béquille : risque immédiat dès la première ouverture.
- Coincement par sédimentation sur packer : risque croissant en fonction de la durée mais limité si l'état général du puits est bon (paroi stabilisée, caractéristiques de boue correctes).
- Coincement par pression différentielle.

C'est donc en connaissance de l'état du puits (nature des formations à essayer, stabilité du découvert au-dessus des packers, conditions de pression) qu'il faut fixer la durée d'ancrage du packer. Actuellement il n'est pas rare d'atteindre des durées d'ancrage de 5 à 6 h.

Durée des phases : la répartition des différents temps (temps prédébit, temps de prise de pression initiale, temps d'ouverture, temps de prise de pression finale) dépend des informations

que l'on cherche à recueillir (nature des fluides, pression, etc.) il n'est donc pas possible de donner une règle générale et les opinions diffèrent souvent.

➤ **Venue de gaz :**

Dans la mesure où l'allure du débit permet de penser qu'il y a venue de gaz, il est prudent de limiter le débit à 1 000 litres. Dans un test en trou tubé, si le réservoir essayé ne présente pas de risque de contenir un gaz corrosif, on peut admettre de laisser débiter un volume plus important : toutefois, il est préconisé d'arrêter le débit à l'arrivée du tampon en surface si le réservoir essayé est mal connu (débit potentiel - pression de fond).

➤ **Circulation inverse :**

- Si la nature du fluide débité n'est pas connue, il faut effectuer une circulation inverse avant remontée du train de tiges.

- Dans le cas des tests en trou ouvert ne comportant qu'un prédébit et une prise de pression vierge, ne pas effectuer la circulation inverse pendant la prise de cette pression (perturbations des résultats).

I.2.2.5) Equipements de DST :

❖ **Equipements de surface :**

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.

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.

L'utilisation:^[2]

- Elle assure le rôle de tête de puits provisoire.

- Elle permet les manœuvres de la garniture, le travail au câble, l'arrêt automatique de la production (association avec Emergency shut down), et le raccordement des unités de pompage pour tuer le puits.

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 dusse laquelle est activée par le système ESD.
- Une vanne inférieure « Swab Valve » située sur le bas de la tête de test, utilisé 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 connectées.

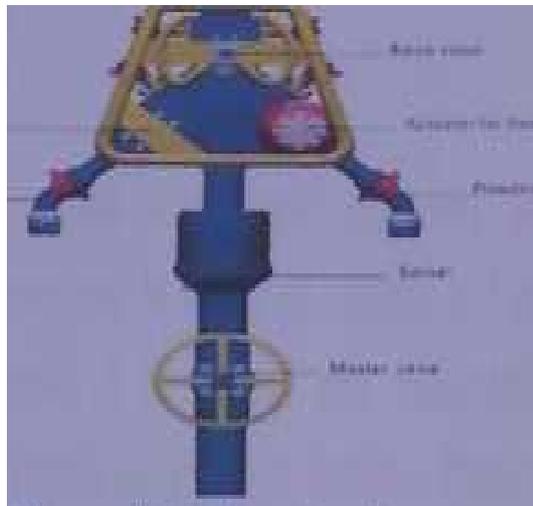


Fig I-5 : flow head

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. 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 des 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.



Fig I-6 : 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 dusse 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.

➤ **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.



Fig I-7 : Le séparateur

❖ **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.

➤ **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 dusse. 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.

❖ **Equipements de fond (garniture de test) :**

Fonctions de base à assurer : ^[3]

La réalisation d'un test, et surtout 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.

Composants de base : ^[9]

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

a) La tubulaire :

Constitué selon le cas de tiges de forage ou de tubing. Ce 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. Dans les autres cas, et tout particulièrement s'il y a risque de présence d'acide sulfurique (H_2S), on préfère utiliser des tubings qui présentent une meilleure étanchéité au niveau des raccords.

b) Le packer :(Flex-pac)

Ce manchon en caoutchouc situé au-dessus de la zone à tester s'applique sur les parois du trou par compression, réalise l'étanchéité et sépare le puits en deux zones sans communication entre elles, Le packer comprend trois sections principales :

- Le drag block.
- Slip assembly.
- By-pass.

L'ensemble de drag block et slip assembly entrant en contact avec la paroi de puits lors de l'exécution dans le trou et un by-pass de fluide annulaire en dessous de ces éléments.

Une fente en J dans drag block est utilisé pour armer et désarmer le packer lors de l'exécution dans le trou, la garniture d'étanchéité se trouve dans la position de sécurité tant que le J-Pin reste en cette position, le packer ne peut pas ancrée. Pour ancrer le Packer les mouvements suivants sont requis:

- tirer la garniture pour déplacer le J -pin vers le bas J – slot.
- Tournez la garniture d'un quart de tour vers la droite, ce déplace le J-Pin vers le bas du côté de la fixation de J – slot.
- Appliquer un poids sur le packer, l'exigence de poids est d'environ 1 tonne par pouce de nominale taille de packer). Le J-pin est sur le côté de fixation de le J-slot, et le mandrin se déplace plus bas par rapport aux blocs de glissement, à ce stade, certains équipements ont changé de position :
 - Le by-pass se ferme.
 - Le corps de l'outil se déplace vers le bas et pousse les slips contre la paroi du casing, les slips maintenant supporter le poids de la garniture.
 - Maintien de poids comprime les éléments contre la paroi du casing et maintient la vanne by-pass fermé pendant la DST.

A la fin de l'essai, il suffit de tirer la garniture la vanne by-pass ouvert, donc l'égalisation des pressions. Un mécanisme est disponible pour placer le J-pin automatiquement dans la position initiale.

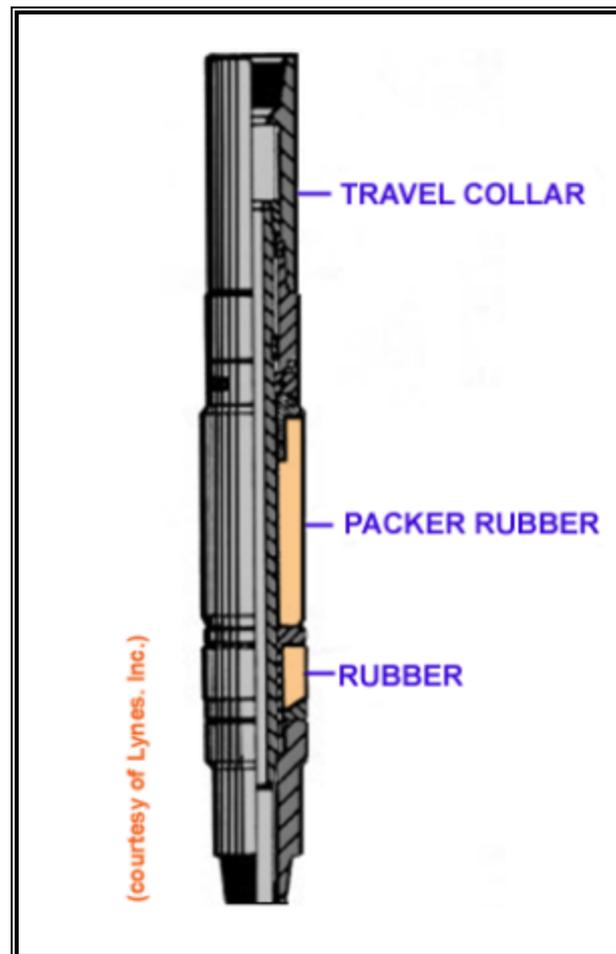


Fig I-8 : Le packer^[10]

c) Les outils de teste (les vannes de teste) :

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

L'ouverture du testeur : après que le packer ait été ancré, permet de décompresser les fluides sous packer et ceux contenus dans la zone testée à la pression créée par le fluide tampon présent au-dessus du tester ; cette décompression permet le débit des fluides.

La fermeture du testeur : le packer étant toujours ancré permet d'arrêter le débit (sans utiliser la pression hydrostatique de la boue) et de provoquer la remontée de pression Sa position proche du fond du puits minimise la perturbation liée à la décompression du volume dans le puits (effet de capacité) lors de la remontée de pression.

Ces opérations d'ouverture et de fermeture du testeur, packer ancré, peuvent être répétées autant de fois que nécessaire.

❖ **Différents types des vannes de test:** ^[11]

- testeur MFE :

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, Le testeur Multi Flow Evaluation (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.

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 dessus (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 by-pass 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.

Mouvement	J-PIN	Vanne
Descente du train de test dans le puits	Normalement en A	Fermée
Glissement retardé (puis libre) vers le bas	Atteint B	Ouverte
Course libre vers le haut	Atteinte C	Fermée
Glissement retardé vers le bas	Atteinte D	Fermée
Course libre vers le haut	Retourne en A	Fermée

Tableau V-1 : Dispositif de temporisation ^[7]

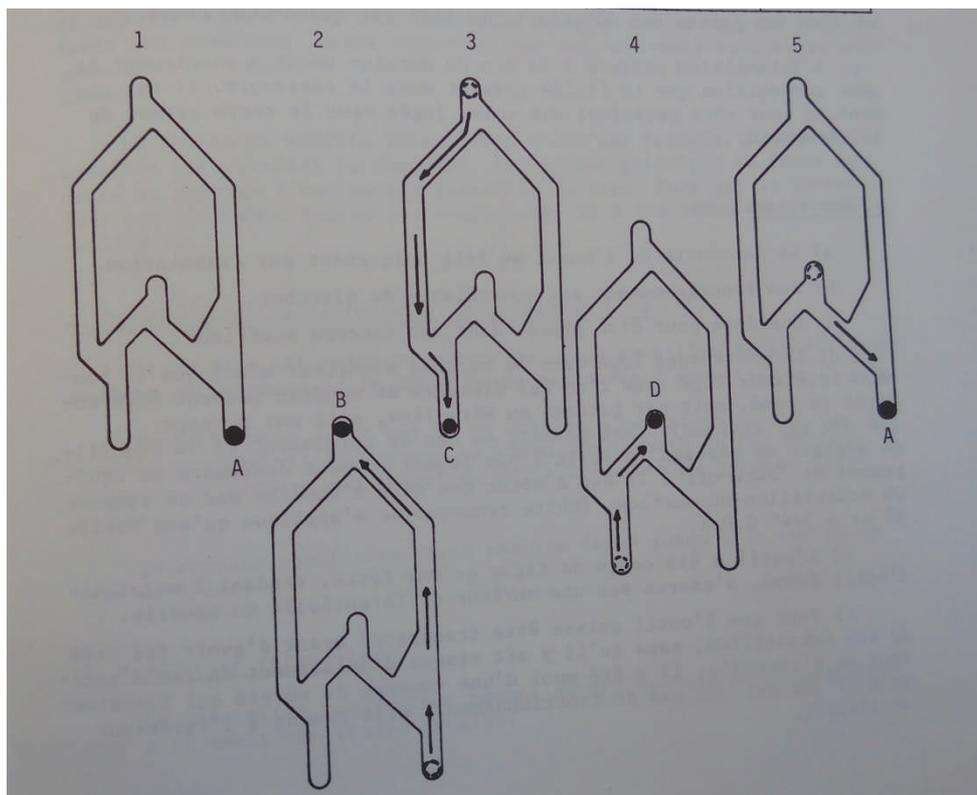


Fig I-9 : Dispositif de temporisation ^[7]

- Testeur commandé par pression *annulaire*:

Le train de test commandé par la pression *annulaire* a été conçu initialement pour être utilisé dans des puits fortement déviés, puisque les mouvements mécaniques se transmettent mal au testeur pour le manœuvrer. Vu sa fiabilité et sa simplicité, ce système a été ensuite généralisé pour tous les tests en trous tubés.

La différence entre ce train de test et celui à commande mécanique réside dans le testeur qui est opéré par la mise en pression de l'espace annulaire.

Les composants du train de test sont les mêmes que ceux utilisés dans les trains de test commandés mécaniquement.

d) 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.

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)

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 coulisse de battage :

Une coulisse de battage est un élément de garniture à longueur variable. Dans le cas où la garniture est coincée sous la coulisse, cette dernière permet de développer une force d'impact à partir de l'énergie potentielle que représente la garniture libre au-dessus (libre relativement à la course d'ouverture). Cette force, susceptible de libérer la partie coincée, peut être appliquée vers le haut ou vers le bas. Elle est constituée de deux pièces coulissant l'une dans l'autre : celle de plus faible diamètre appelée "mandrin" et celle de plus fort diamètre appelée "corps de coulisse".

g) 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).

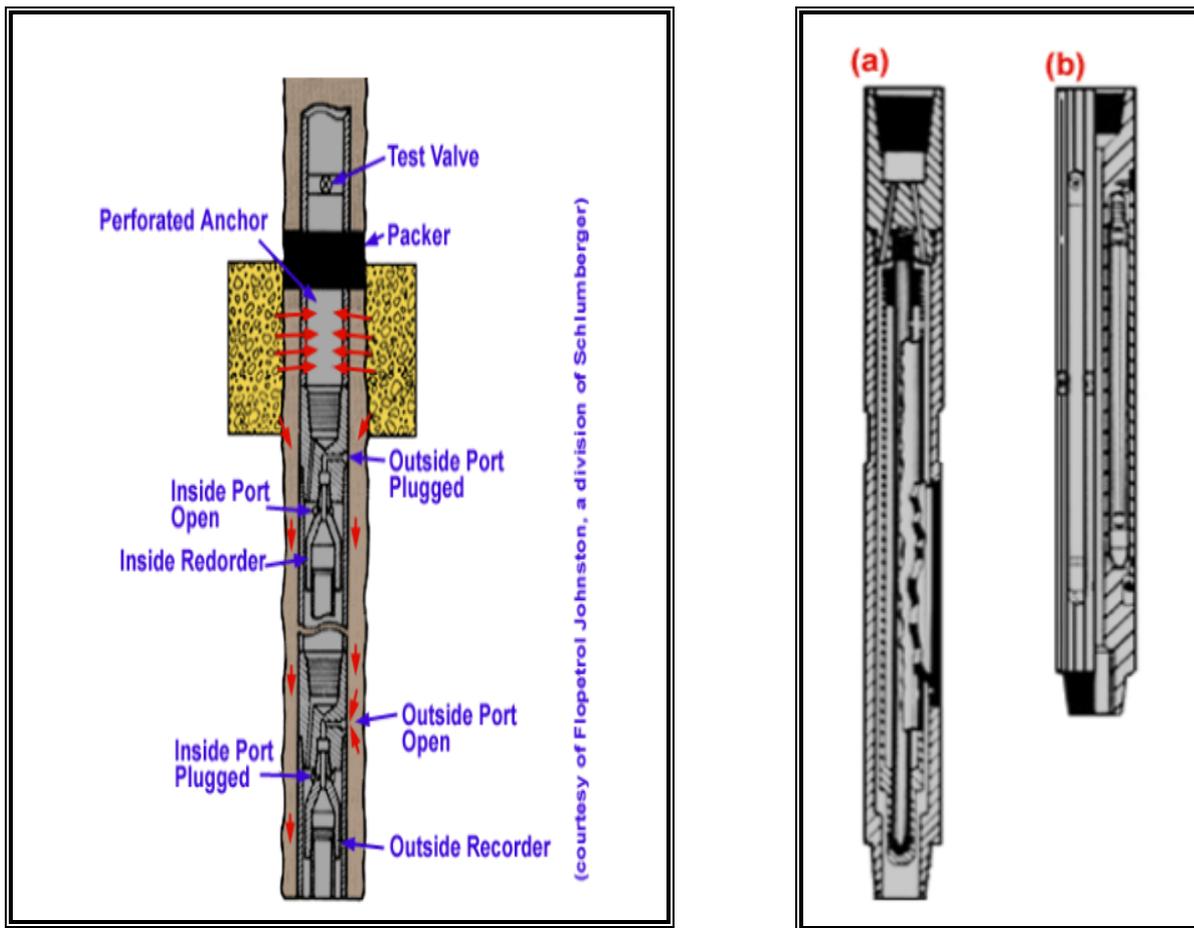


Fig I-10 : Les enregistreurs de pression ^[10]

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.

h) Slip joint : ^[11]

Le joint coulissant (SLPJ) est un outil de compensation d'expansion/contraction, il accueille tous les changements de longueur de la garniture provoqués par la température et de la pression.

Le joint coulissant comporte deux parties distinctes: une enveloppe extérieure et un mandrin interne mobile.

Pour les essais où l'injection ou la stimulation est prévu, le refroidissement peut provoquer une grande quantité de chaîne contraction, et quatre ou cinq joints de glissement peut être nécessaire pour compenser le mouvement de garniture pendant les opérations.

i) Un joint de sécurité : ^[11]

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.

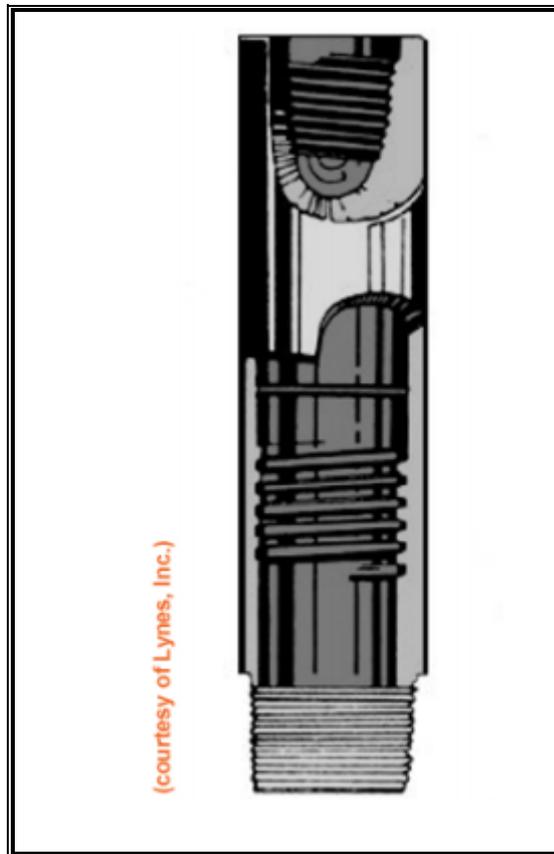


Fig I-11 : Joint de sécurité ^[10]

j) Autres composants : ^[11]

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 :

➤ La 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.

➤ Le 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 de puits.

➤ Un 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.

➤ Des 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.

➤ 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 défailante.

➤ 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.

I.2.6) Déroulement des opérations pendant un DST:

1) Action préliminaires avant les opérations de test :

a) Avant départ sur le chantier :

Repasser en revue les objectifs du test avec le leader du projet se munir :

- Du programme et des instructions de test.
- Des rapports de réservoir ou de géologie les plus récents concernant la pression statique de réservoir et la nature des fluides attendus.
- D'une copie des logs interprétés et annotés.
- Du relevé des vitesses d'avancement (dans le cas où le test doit être réalisé en trou ouvert).
- D'un schéma très détaillé du profil de tubage du puits
- De la liste de commande du matériel de fond et de surface.

S'assurer qu'il y a déjà sur le chantier :

- Des bouteilles en plastique permettant de récupérer des échantillons divers à la pression atmosphérique (eau, boue, etc...),
- Des instruments de mesure pour fluides (salinité, pH). Un agent non émulsionnant en quantité suffisante et un compteur à air (pour évaluer le débit avant que le tampon d'eau n'atteigne la surface pendant le test).

b) En arrivant sur le chantier:

- Examiner les échantillons de ciment prélevés lors de la cimentation du dernier tubage.
- Se procurer les logs les plus récents et le profil de déviation. Placer sur ces copies les annotations les plus importantes (absence de ciment dans un intervalle, géométrie tourmentée du trou, etc...).
- Prendre connaissance des derniers rapports d'inspection des tiges de forage ou des tubings,
- Contacter le responsable boue et lui demander ses rapports ou mieux, ses commentaires. Comparer ses valeurs de boue perdue dans la formation avec celles des rapports officiels. En déduire la quantité probable de boue perdue dans les zones à tester.
- Réunir les responsables des principales entités intervenant pendant le test et discuter des tenants et aboutissants des instructions de test.

c) Les inspections physiques :

- 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.

d) 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.

e) 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. ^[2]

a) Test de BOP :

➤ Test de fonctionnement de BOP :

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.

L'étanchéité des divers circuits hydrauliques sera vérifiée à l'occasion de ces essais à î 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.

➤ Test 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.

Les essais de l'obturateur annulaire seront effectués sur le matériel tubulaire du diamètre minimum à manœuvrer. On procédera 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 tolérera une stabilisation de la pression à 95 % de la pression d'essai.

2) Principe de déroulement d'un essai de puits :

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

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 ré-ouvrir pour essayer de débiter à nouveau. On pourra dans ce cas laisser le testeur ouvert jusqu'à ce que le puits devienne inerte.

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

Le dégorgement 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 dégorgement, 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.

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'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.

Echantillonnage:

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

a) Echantillonnage pour les mesures sur chantier :

- effectué 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 effectué 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.

b) 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.

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.

c) 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.

d) Neutralisation de puits en fin de teste :

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.

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 bbl par minute.

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.^[7]

3) Durée des tests :

Dans le cas des tests en trou ouvert la durée du test doit être courte afin de limiter le risque de coincement de la garniture. Fondamentalement le temps pendant lequel le packer reste ancré ne doit pas dépasser quelques heures (2 à 3 heures dans le cas d'une formation pas parfaitement consolidée).

Par contre en trou cuvelé ils durent généralement de un à quelques jours, parfois une à deux semaines en fonction des objectifs du test et du nombre de niveau à tester. Selon le cas ils peuvent être réalisés avec une garniture provisoire ou à travers l'équipement définitif dans le cas des essais initiaux.

Durée des phases :

La répartition des différents temps (temps de pré-débit, temps de prise de pression initiale, temps d'ouverture, temps de prise de pression finale) dépend des informations que l'on cherche à recueillir (nature des fluides, pression, etc.) il n'est donc pas possible de donner une règle générale et les opinions diffèrent souvent. Toutefois, nous donnons ci-dessous les préconisations Dowell-Schlumberger.

I.2.2.7) 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.

1) Informations recueillies sur site:

a) Informations obtenues en fond de puits :

- Échantillon de fluide du réservoir piégé aux conditions de fond à l'intérieur des échantillonneurs de fond.
- En cas 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.

b) Informations obtenues en surface (dans le cas de débit 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, et d'eau => GOR, WOR.
- La densité d'huile de stockage.
- BSW (Basic Sediment and Water) : teneur en sédiment et en eau de la phase liquide.
- Densité du gaz à la sortie de 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.

2) 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 recombinaison 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_e et P_c).
 - Le facteur de sur 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 ($^\circ\text{API}$, viscosité en fonction de la température, tension de vapeur, 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.

3) Résultats gisement calculés ou estimés à partir des informations recueillies sur site :^[2]

 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).

 Indice de productivité

Dans la mesure où l'écoulement n'est pas de type permanent l'indice de productivité (IP) ne peut pas être calculé directement à partir du débit et des pressions mais doit être déduit des grandeurs tirées de l'interprétation du build-up

 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 du puits.

 les moyens de production assistée et/ou activée à mettre en œuvre.

Chapitre II :

Présentation

de la région

de HMD

II.1) Présentation du champ de Hassi Messaoud :

II.1.1) Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement a pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km², est découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud est continu, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum du pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

II.1.2) Historique du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 janvier 1956 par le premier forage MD1; Implanté suite à une campagne sismique réfraction non loin du puits chamelier de Hassi Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a découvert à 3338 mètres de profondeur de l'huile dans les grès du Cambrien.

En mai 1957 et à 7 km au Nord-Ouest de MD1, le forage OM1 foré par la C.F.P.A confirmait l'existence d'une quantité très importante d'huile dans les grès du Cambrien.

Le gisement fut donc couvert par deux concessions distinctes :

- Au Nord la C.F.P.A.
- Au sud la SN.REPAL.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, etc...).

II.1.3) Situation géographique de Hassi Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-est du Sahara Algérien, à 850Km au Sud-est d'Alger et 350Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

- Sa localisation en coordonnées géographiques est la suivante :
 - Au nord par la latitude 32°15.
 - Au sud par la latitude 31°30.
 - A l'ouest par la longitude 5°40.
 - A l'est par la longitude 6°35.
- En coordonnées Lambert :
 - X=790.000à840.000Est.
 - Y= 110.000 à 150.000 Nord.

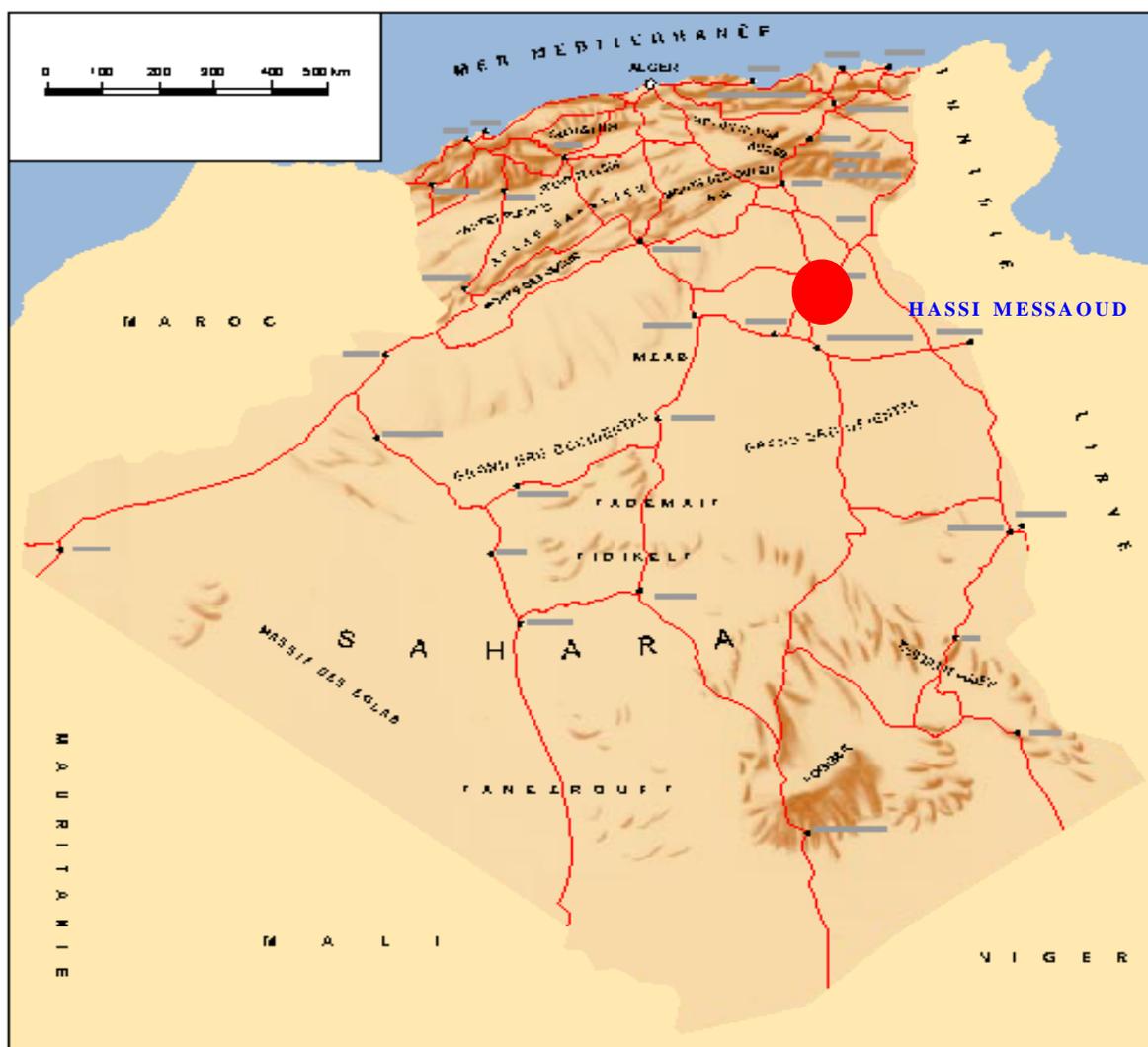


Fig II-1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

II.2) Localisation de puits :

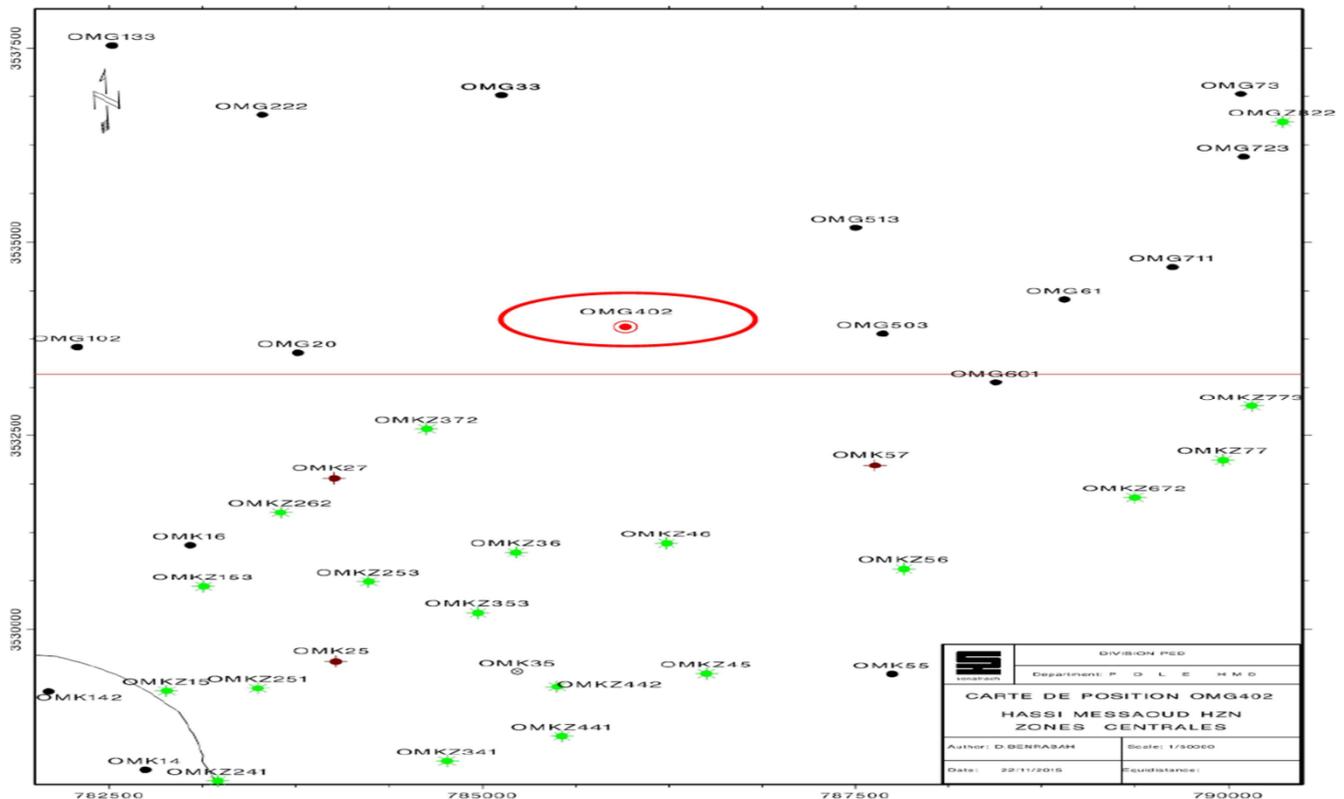


Fig II-2 : plan de position de puits OMG-402 [12]

II.3) Prévisions litho-stratigraphiques : [12]

La stratigraphie est la science qui étudie la succession des dépôts sédimentaires généralement arrangés en couches, leur disposition relative et leur âge.

I. Cénozoïque : de 0 à 333m

1. Moi-pliocène : de surface à 261m Ep :(261m)

Composé de : Croûte calcaire et gypse en surface, de sable et argile sableuse jaunâtre à rougeâtre, fine à grossière, comportant à la base des bancs marno-calcaires.

2. Eocène : de 261 à 333m Ep :(72 m)

Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.

II. Mésozoïque :**a) Crétacé :** de 333 à 1719m Ep :(1386m)**1. Sénonien :** de 333 à 881m Ep :(548m)

A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .

➤ Sénonien carbonaté : de 333 à 482m Ep :(149m)

Anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse, marne dolomitique à la base.

➤ Sénonien anhydritique : de 482 à 706m Ep :(224 m)

Anhydrite massive et marne ou argiles dolomitique dans les premiers 70 m, pour le reste: des séries de marne dolomitique, des argiles grises à verdâtres, une dolomie argileuse grise à rares intercalations d'anhydrite blanche.

➤ Sénonien salifère : de 706 à 881m Ep :(175m)

Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

2. Turonien : de 881 à 963m Ep :(82m)

Formation (99% calcaire): Alternance de calcaire beige vacuolaire et de calcaire blanc crayeux.

3. Cénomaniens : de 963 à 1116m Ep :(153m)

Alternance d'anhydrites blanche et grise compacte et d'argile verte localement plastique ou dolomitique au top. Argiles grise et verte gypseuse injectées d'anhydrite à rares passées de dolomie argileuse et d'anhydrite ou bottom.

4. Albien : de 1116 à 1459m Ep :(343m)

L'Albien est topé suite apparition du premier banc de sable (5 m d'épaisseur). (Top du Vraconien qui est constitué essentiellement d'argile) Constitué de grès et de sable fin avec des intercalations d'argile silteuse, l'Albien représente une immense nappe aquifère.

5. Aptien : de 1459 à 1484m Ep :(25m)

L'Aptien est topé suite apparition de la dolomie microcristalline beige. (La vitesse ROP est très nette dans cet étage). Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

Formation : dolomie microcristalline beige.

6. Barrémien : de 1484 à 1720m Ep :(265m)

Alternance de grès moyen à grossier, rouge ou blanc compact, à ciment argileux ou argilo-dolomitique, de sable grossier, d'argile silteuse parfois gypseuse et de rares passées dolomitiques, au bottom.

7. Néocomien : de 1720 à 1917m Ep :(197m)

Argile grise et verte gypseuse au top et argiles verte et brune gypseuse quelquefois dolomitiques à passées silteuses et grès blancs ou rose au milieu, Argile brun rouge et verte souvent dolomitique ou gypseuse à la base.

b) Jurassique : de 1917 à 2798m Ep :(881m)

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

1. Malm : de 1917 à 2149m Ep :(232m)

Dolomie cristalline grise, souvent argileuse et argiles bariolées silteuses au dolomitiques grises de dolomie et de grés ou à inclusions d'anhydrite, calcaire gris argileux ou dolomitique à la base (25 à 30 m).

2. Dogger : de 2149 à 2476m Ep :(327m)

➤ Dogger argileux : de 2149 à 2258m Ep :(109m)

Série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

- Dogger lagunaire : de 2258 à 2476m Ep :(218m)

Alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.

3. Lias : de 2476 à 2798m Ep :(322m)

- Lias dolomitique (LD1) : de 2476 à 2555m Ep :(79m)

Alternance d'anhydrite d'argile et de dolomie.

- Lias salifère (LS1) : de 2555 à 2641m Ep :(86m)

Alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise et d'argile à anhydrite ou dolomitique.

- Lias dolomitique (LD2) : de 2641 à 2690m Ep :(49m)

Alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.

- Lias salifère (LS2) : de 2690 à 2757m Ep :(67m)

Sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques.

- Lias dolomitique (LD3) : de 2757 à 2798m Ep :(41m)

Calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brun rouges anhydritique.

c) Trias

1. Trias salifère : de 2798 à 3214m Ep :(m)

- Trias Salifère (TS1) : de 2798 à 2855m Ep :(57m)

Argiles plastiques brun rouge injectées d'anhydrite et anhydrite massive. Un (01) banc de sel massif blanc rosé ou top.

- Trias Salifère (TS2) : de 2855 à 3005m Ep :(150m)

Sel massif blanc à beige à nombreuses intercalations d'argiles plastiques grises ou beiges, salifères ou anhydritiques, et d'anhydrite blanche compacte.

- Trias Salifère (TS3) : de 3005 à 3214m Ep :(209m)

Sel massif blanc rosé admettant de minces intercalations d'argile gris noir, rouge ou gris verdâtre.

2. Trias argileux : de 3214 à 3340m Ep :(126m)

- Trias argileux (G10) : de 3214 à 3268m Ep :(54m)
- Trias argileux (G20) : de 3268 à 3310m Ep :(42m)
- Trias argileux (G35) : de 3310 à 3340m Ep :(30m)

3. Trias argileux-gréseux et carbonate : de 3340 à 3387m Ep :(47m)**III.Cambrien** : de 3387 à 3447m Ep :(60m)

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacées.

1. Réservoir Ra (D2) : de 3387 à 3442m Ep :(55m)

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

2. Réservoir R2 : de 3442 à 3447m Ep :(5m)

Il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

II.4) Fiche technique de forage : Puits OMG-402 ^[12]

Puits	OMG-402	
champ	OMG	
Classification de puits	Développement	
Opérateur	SONATRACH	
Contracteur	NDIL (Nabors Drilling international Limited)	
Appareil de forage	F28	
Localisation de surface	LSA Latitude Longitude	X = 814446,73 Y =150724,59 N 31° 54' 27,13817" E 06° 01 '25,5387"
	UTM Zone 31	X =785957,959 Y = 3533907,994
Objectifs pétroliers	Réservoir Ra (D2) Réservoir R2	3387m toit de Réservoir Ra (D2) 3442m toit de Réservoir R2
Profondeur finale prévue	3447m	Côte absolue : -3295
Durée de forage	93,74 jours	

Tableau II-1 : Fiche technique de forage (Puits OMG-402)

II.5) Coupe lithologique :

AGE	PROF	STRATIGRAPHIE		LITHOLOGIE	DESCRIPTION
C R E T A C E	0-261	MIO-PLIOCENE			sable , calcaire et mame sableux
	261	EOCENE			sable calcaire à silex
	333	SENONIEN	CARBONATE		calcaire + dolomie et anhydritique
	482		ANHYDRITIQUE		anhydrite + mame et dolomie
	706		SALIFERE		sel massif et traces d'anhydrites
	881	TURONIEN			calcaire tendre crayeux
	963	CENOMANIEN			anhydrite mame et dolomie
	1116	ALBIEN			Grès et Argile Siltusee
	1459	APTIEN			Dolomie cristalline et calcaire
	1484	BARREMIEN			Argile et sable + Grès
1720	NEOCOMIEN			Dolomie , mame et Grès + Argile	
J U R A S S I Q U E	1917	MALM			Argile , Mame et Dolomie + Grès
	2149	DOGGER	ARGILEUX		Argile, Mame et Dolomie
	2258		LAGUNAIRE		Anhydrite , Dolomie et Mame
	2476	LIAS	LD.1		Dolomie , Anhydrite et Argile
	2555		LS.1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile
	2641		LD.2		Anhydrite et Dolomie cristalline
	2690		LS2		Alternance de Sel et d'Argile
	2757		LD.3		Alternance de Mame et de Dolomie
T R I A S S I Q U E	2798	SALIFERE	TS1		Alternance Sel , Anhydrite et Argile et do
	2855		TS2		el massif à intercalation d'anhydrite et d'a
	3005		TS3		Sel massif et traces d'Argile
	3214	ARGILEUX	G10		Argile rouges Dolomitiques ou siltuses
	3268		G20		
	3310		G35		injectée de sel et d'argile.
	3340	ARGILO- GRESEUX & CARBONATE	G50 GRES SUPERIEURS		Grès fins à ciment Argileux abondant
			ARGILO- CARBONATE		Argile Dolomitique Et Niveau Dolomie
			GRES INFERIEURS		Grès Fins à Grossiers avec Passées argileuses et friables.
			ANDESITIQUE		Complexe volcano-sédimentaire
O R D O V I C I E N	Erodé	QUARTZITES DE HAMRA			Quartzites gris beiges fins à Tigilites
	Erodé	GRES D'EL ATCHANE			Grès traconeux fins à rigides avec passées d'argile noire
	Erodé	ARGILES D'EL GASSI			Argile noire micacée et niveaux de grès bla
	Erodé	ZONE DES ALTERNANCES			Alternance de Grès et d'Argile
	Erodé	Réservoir R1			Grès quartzitiques fins isométriques à Tigilites
C A M B R	3387	Réservoir Ra			Grès quartzites et Quartzites Grès anisométrique avec passées de Silstone
	3447	Réservoir R2			Grès quartzitiques à ciment argileux
		Réservoir R3			Grès quartzites à ciment Argileux abondant à éléments très grossiers.
		Infracambrien			Grès argilo-carbonatés rougeâtres, galets de granite
	3447	TD		-3295	
	3442	Oil down to		-3290	

Pression de miseement est estimée entre 450 et 460 Kalc/m2

Fig II-3 : Stratigraphie de puits OMG-402 [12]

Chapitre III :
Programme
du puits
OMG-402

III.1) Programme de l'outil de forage :

Le programme des outils est choisi en fonction de la nature et la forabilité des roches traversées, nature et caractéristiques du fluide de forage utilisé, paramètres de forage et adaptation des outils avec la formation.

En raison de la grande variété de dureté des formations ainsi que celle des outils, il n'est pas facile de choisir le meilleur outil pour le terrain que l'on traverse.

Dans les forages de développement les formations sont connues. Dans ce cas plusieurs types d'outils capables d'assurer un bon service. Par contre dans les forages d'exploration les terrains sont inconnus ce qui rend le problème plus complexe.

Le choix de type d'outil dépend essentiellement de deux facteurs qui sont :

- La nature des terrains traversés qui présentent une grande variété de dureté.

Par exemple, les outils dimant sont utilisés généralement pour les terrains durs et les tricônes sont utilisés pour les terrains tendres.

- Le mode de destruction des roches. Par exemple, les outils PDC travaillent par cisaillement tant que les tricônes travaillent par broyage.

HOLE SIZE	PRIMARY	BACK-UP
26"	<u>TCI NEW:</u> ER24JMRS (VAREL) If not available use GTX-C03(BAKER)	<u>TCI-RR:</u> SB415C (SMITH) or good RR TCI
16"	<u>PDC-New:</u> Q609F(BACKER) if not available use TFF913S (NOV)	<u>PDC RR:</u> Q609F(BACKER) or MM96R (HDBS)
12 1/4"	<u>PDC :</u> MM66 (HDBS) If not available use or SP619A (ALDIM)	<u>PDC RR:</u> R813DGX (VAREL) + a good tri-cone
8 1/2"	<u>PDC:</u> FX84I (HDBS) If not available use or DSF713M (NOV) <u>CORE HEAD</u> (NOV)	<u>PDC RR:</u> DSF713M (NOV)
6"	<u>IMP NEW:</u> K505BEPX (SMITH)	<u>IMP-RR:</u> FX94R (HDBS) or Good IMP bit and good tri-cone bit
3 3/4 Clean	<u>PDC RR:</u> FX63 (DBS) or Chomp bit (SMITH)	

Tableau III-1 : Programme de l'outil de forage de puits OMG-402 ^[12]

III.2) Programme de la garniture :**a) Phase 26'' :**

- Facteur de flottabilité : $K_f=0.866$

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	26''
Bit sub	01	26''
Shock Sub	01	9 1/2''
DC Pony	01	9 1/2''
DC	01	9 1/2''
Stab	01	26''
DC	01	9 1/2''
X-over	01	9 1/2'' x 8 1/4''
DC	12	8 1/4''
XO	01	8 1/4'' x 5''
HWDP	06	5''

Tableau III-2 : Programme de la garniture (phase 26'') ^[12]**b) Phase 16'' :**

- Facteur de flottabilité : $K_f=0.841$

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	16''
NB stab w/float Totco	01	15 15/16''
DC Pony	01	9 1/2''
Stab	01	15 15/16''
DC	01	9 1/2''
Stab	01	15 15/16''
DC	02	9 1/2''
X-over	01	9 1/2'' x 8 1/4''
DC	10	8 1/4''
Jar	01	8''
DC	02	8 1/4''
XO	01	8 1/4'' x 5''
HWDP	06	5''

Tableau III-3 : Programme de la garniture (phase 16'') ^[12]

c) Phase 12 1/4 :

- Facteur de flottabilité : $K_f=0.841$
- Remarque : on a utilisé deux garnitures :

+ 1^{ère} garniture :

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	12 1/4
NB stab w/float Totco	01	12 3/16"
DCPony	01	9 1/2"
Stab	12	12 3/16"
DC	01	9 1/2"
Stab	01	12 3/16"
DC	02	9 1/2"
X-over	01	9 1/2" x 8 1/4"
DC	09	8 1/4"
Jar	01	8"
DC	02	8 1/4"
XO	01	8 1/4" x 5"
HWDP	06	5"

Tableau III-4 : Programme de la garniture (phase 12 1/4) ^[12]

+ 2^{ème} garniture:

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	12 1/4
NB stab w/float Totco	01	12 3/16"
DC" Pony 6	01	8 1/4 "
Stab	01	12 3/16"
DC	01	8 1/4"
Stab	01	12 3/16"
DC	13	8 1/4"
Jar	01	8"
DC	02	8 1/4"
XO	01	8 1/4" x 5"
HWDP	06	5"

Tableau III-5 : Programme de la garniture (phase 12 1/4) ^[12]

d) Phase 8 1/2 :

- Facteur de flottabilité : $K_f=0.815$

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	8 1/2
NB stab	01	6 1/2"
DC' Pony	01	6 1/2"
stab	01	8 7/16"
DC's	01	6 1/2"
stab	01	8 7/16"
DC's	16	6 1/2"
Drilling Jar	01	6 1/2"
DC's	02	6 1/2"
HWDP	06	5"

Tableau III-6 : Programme de la garniture (phase 8 1/2) ^[12]

e) Phase 6'' :

éléments	Nombre	dimensions
Bit	01	6''
<i>NB stab w/float Totco</i>	01	5 15/16''
DC's Pony	01	4 3/4''
Stab	01	5 15/16''
DC's	01	4 3/4''
Stab	01	5 15/16''
DC's	15	4 3/4''
Jar	01	4 3/4''
DC's	02	2 x 4 3/4''
HWDP	06	3 1/2''

Tableau III-7 : Programme de la garniture (phase 6'') ^[12]

III.3) Programme de la boue:

Pour atteindre l'objectif dans les meilleures conditions techniques, économiques et de sécurité, il faut respecter le programme de la boue.

Parmi les rôles les plus importants de la boue :

- La remontée des déblais.
- Le maintien des parois du trou foré.
- Refroidir l'outil et diminue les frottements de la garniture
- Le contrôle des fluides de formations traversées.
- La remontée des informations géologiques...etc

Dans les puits verticaux : pour un bon nettoyage Il faut utiliser une boue de YP et PV élevés.

Pour les trous de grands diamètres tout spécialement ne peuvent pas être nettoyés par la vitesse annulaire seule donc il faut utiliser des bouchons de haute viscosité pour compléter le nettoyage.

➤ **Choix de fluide de forage :**

Pour la réalisation du puits OMG-402 deux types de fluides sont utilisés:

a) boue bentonitique :

La boue bentonitique est un fluide de forage qui permet de commencer le forage des terrains de surface, généralement mal consolidés, le choix de fluide de départ dépend de la nature du terrain, en général, on ajoute de 50 à 100 Kg de bentonite par m³ d'eau douce. La boue bentonitique, donc est une boue à base d'eau à gel élevé, utilisée dans les premières phases de forage.

But de choix :

- Filtrat élevé pour formation de cake consolidant la formation et colmatant les sables.
- Viscosité élevée pour le bon nettoyage du trou.
- Faible densité ce qui implique une faible pression hydrostatique donc moins de pertes.
- Fabrication simple et coût faible.

- Rhéologie facilement ajustable.

b) Boue à émulsion inverse :

C'est une boue émulsionnée inversement, la boue à émulsion inverse peut contenir jusqu'à 60% d'eau, actuellement la tendance est à 50-50%, c'est une boue très coûteuse.

But de choix :

- Eviter le gonflement.
- Cette boue est une boue à émulsion inverse, utilisée pour empêcher la dissolution des sels des formations.
- Résiste aux contaminations.
- Excellent pouvoir lubrifiant.
- Limite les coincements par pression différentielle.
- Réduire l'effet de corrosion.

➤ **Programme de la boue de puits OMG-402 :**

a) Phase 26'' :

propriétés	section 36''/26''
Type	Bentonitique
densité (SG)	1,05
Viscosité plastique (lb/100 ft ²)	40 - 60
HPHT FL ML	API ± 20 at TD
EST V	/
rapport O/W	/
LGS (%)	< 5
Analyse hydraulique (3 diff Yp)	obligatoire
Débit moyen (l/min)	3500

Tableau III-8: Programme de la boue (phase 26'') ^[12]

b) Phase 16'' :

propriétés	section 16''
Type	boue à base d'huile
densité (SG)	1,25
Viscosité plastique (lb/100 ft ²)	18 - 24
HPHT FL ML	<10
EST V	>600
rapport O/W	30/70 -15/85
LGS (%)	< 5
Analyse hydraulique (3 diff Yp)	Obligatoire
Débit moyen (l/min)	3000

Tableau III-9: Programme de la boue (phase 16'') ^[12]

c) Phase 12'' 1/4:

propriétés	section 12'' 1/4
Type	boue à base d'huile
densité (SG)	2.06 avant LD2
Viscosité plastique (lb/100 ft ²)	10-14
HPHT FL ML	<10
EST V	>1000
rapport O/W	15/85 - 10/90
LGS (%)	< 5
Analyse hydraulique (3 diff Yp)	Obligatoire
Débit moyen (l/min)	2400

Tableau III-10: Programme de la boue (phase 12'' 1/4) ^[12]

d) Phase 8'' 1/2:

propriétés	section 8'' 1/2
Type	boue à base d'huile
densité (SG)	1,45
Viscosité plastique (lb/100 ft ²)	10-16
HPHT FL ML	<10
EST V	>1000
rapport O/W	0,11
LGS (%)	< 5
Analyse hydraulique (3 diff Yp)	Obligatoire
Débit moyen (l/min)	1800

Tableau III-11: Programme de la boue (phase 8'' 1/2) ^[12]**e) Phase 6'' :**

propriétés	section 6''
Type	boue à base d'huile
densité (SG)	1,45
Viscosité plastique (lb/100 ft ²)	10-16
HPHT FL ML	<4
EST V	>1000
rapport O/W	5/95
LGS (%)	> 4
Analyse hydraulique (3 diff Yp)	Obligatoire
Débit moyen (l/min)	800

Tableau III-12: Programme de la boue (phase 6'') ^[12]**III.4) Programme de tubage:**

L'opération de tubage consiste à descendre dans le puits une colonne de tubage afin de pouvoir continuer le forage des phases suivantes en toute sécurité.

Phase	Diamètre de tubage (inch)	Poids linéaire (lb/ft)	Grade/Tools joints	Côte de sabot (m)
36''	30''	309.7#	X52, LYNXSA2	60
26''	18 5/8''	87.5#	K-55/BTC	522
16''	13 3/8''	68#	N80/BTC	2368
12 ¼''	9 5/8''	53.5/47#	P110/BTC	3300
8 ½''	7''	32#	P110/N.VAM	3390
6''	4 1/2''	13.5#	P110/N.VAM	3447

Tableau III-13 : Programme de tubage de puits OMG-402 ^[12]

✚ La centralisation de tubage :

La centralisation de la colonne de tubage doit procurer une distance de séparation entre le tubage et la paroi du trou. Cette distance de séparation est appelée Stand off. L'API recommande un stand-off de 67%, sachant que 100% désigne un centrage parfait, et 0% un centrage où le tubage touche la paroi du trou.

Le stand-off a un effet néfaste sur la cimentation en favorisant l'effet channeling par le piégeage de la boue.

Casing size	Centralisation
13 3/8"	2 cent + 2 SCollar chaque joint pour les 2 premiers joints. 1 cent + 1 SCollar pour les joints 3 & 4. 1 cent + 1 SCollar chaque 4 joints jusqu'au surface. 1 cent * 1 SCollar pour les derniers 5m de joint.
9 5/8"	2 cent + 2 SCollar chaque joint pour les 2 premiers joints. 1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole. 1 Rigid cent +1 SCollar per 4 joints 200m into 18-5/8' casing. 1 Rigid cent + 1 SCollar for the last 2 joints at surface.
7"	1 cent + 2 SCollar chaque joint pour les 2 premiers joints. 1 cent + 1 SCollar per 3 joints for remaining joints in open hole 1 rigid cent + 1 SCollar per 4 joints 200m into 13-3/8' casing 1 rigid cent + i SCollar ror the last 2 joints at surface
4 1/2"	2 Spirel Glider + 2 SCollar chaque joint pour les 3 premiers joints. 1 Spirel Glider + 2 SCollar per joint for next 10 joints 1 Spirel Glider +1 SCollar per 3 jts remaining joints in open hole 1 Spirel Glider cent + 1 SCollar per 4 joints in liner overlap

Tableau III-14 : Programme de centralisation de tubage ^[12]

III.5) Programme de Logging :

Hole sections	26"	16"	12" 1/4	8" 1/2	6"
Logs to be run	None	GR-Sonic-Caliper-Density/	<ul style="list-style-type: none"> • GR-Sonic-Caliper-Density/ • Proper 9"5/8 casing cement log 	<ul style="list-style-type: none"> • GR – Sonic – Caliper – Density/ • VPS • Proper 7" casing cement log 	<ul style="list-style-type: none"> • GR-SONIC-Caliper • DENSITY-NEUTRON-GR • GR-Resistivity • MDT • Imagery • VSP • Proper 4"1/2 liner cement log

Tableau III-15 : Programme de logging de puits OMG-402 ^[12]

Chapitre VI :

Etude de cas

IV.1) Introduction :

Le forage dans la région HMD est commencé dès les années 1956 par un premier puits (MD1) foré en 16/01/1956, donc on parle d'un forage de développement.

Dans ce chapitre on va étudier l'opération de DST effectué par EXPRO dans le puits OMG-402.

IV.2) Objectifs de DST de puits OMG-402 :

Le puits OMG-402 est un puits de développement.

L'objectif de ce DST est :

Objectifs directs :

- Mettre en évidence la présence d'huile ou de gaz dans le réservoir Ra (D2).
- Déterminer la capacité de production.
- Déterminer la pression du réservoir.
- Prise d'échantillons représentatifs pour étude PVT.
- Déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (k, Skin).
- Déterminer éventuellement le modèle du réservoir.

Objectifs indirects :

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.

IV.3) Préparation avant DST :

Avant l'opération DST nous avons fait des préparations consiste :

a) Les opérations loggings de fin de puits :

C'est un logging pour vérifier l'état de casing 7", car le packer ne doit pas être ancré dans une position où on a un tool joint pour une raison d'étanchéité.

b) Le scrapage :

Pour le scrapage, d'abord il faut limiter la zone ou on va Scrapé, cette dernière doit contenir la cote de l'encrage du packer, elle est définie par l'opérateur du DST, on commence alors à descendre la BHA du scrapage jusqu'à atteindre la cote supérieur de la zone à scraper, là on commence le scrapage en faisant deux passe pour chaque longueur descendue, une fois qu'on à atteint la limite inférieur de la zone à scraper on arrête le scrapage. On fait alors une circulation pour nettoyer le trou et conditionner la boue.

On observe le puits : Puits stable (flow check) alors on commence la remonté jusqu'en surface de la BHA de scrapage.



Fig IV-1 : Scraper

c) Nettoyage du puits et circulation :

Avec BHA au fond, on pompe un bouchon de viscosité moyenne (Low Vis), puis un autre bouchon de viscosité plus élevé (High Vis) bien sûr l'ordre de ces deux bouchons n'est pas aléatoire, c'est que si on inversé l'ordre, le deuxième bouchon n'aura aucun effet, du fait que le High Vis à tout nettoyer C'est-à-dire le Low Vis c'est un nettoyage préliminaire et le High Vis c'est un nettoyage définitif.

Après avoir envoyé ces deux bouchons, on continue à faire une circulation dans l'objectif de nettoyer le puits.

d) Test BOP : ^[13]

Le test BOP est obligatoire avant chaque opération de DST, car comme on sait le DST est un test du potentiel de puits donc pour des raisons de la sécurité.

Les BOPs doivent être testés afin de parer à toute surprise lorsque le puits débite (risque de venue).

Le test est fait sur les équipements suivants :

- Test 1: annulaire + 3 Master valve de choke manifold. 300/5000 psi
- Test 2: variable Pipe rams + 2 HCR + Kin & chock line. 300/6500 psi
- Test 3: pipe rams + 3 MV + clapet (kill line) 300/6000 psi.

IV.4) Garniture de test:

- Le train utilisé a été de type qui fonctionne par pression annulaire (POTV). Le nombre de cycle du STV est lié au type de test et la productivité de réservoir à tester. (Un cycle est une ouverture et une fermeture ou bien la remontée sous pression et purgé à zéro).
- L'opération de test a été faite par la société de services EXPRO.

					 Draft RIH DST Diagram						
Client: SH - DP - HMD			Well: OMG - 402		Client Rep:						
Country: Algeria			Formation: Cambrian RA		DST Supervisor: Adem Rezgui						
Block: Hassi-Messaoud			Rig: F - 28		DST Operator: Hicham Zouaoui						
Field: Hassi-Messaoud			Test: DST-1		Test Date: 16/03/2016						
		Weight ppf	Thread	Grade	Size	Sensor On Gauge Carrier					
Casing		47 #			9" 5/8	PPS Sens. : Tubing:					
Liner		32 #			7"	PPS Sens. : Tubing:					
Drill Collars		69.6 #	3 1/2" IF		4 3/4"	PPS Sens. : Tubing:					
Drill Pipes		13.30	3 1/2" IF		3 1/2"	PPS Sens. : Tuning:					
Completion Fluid:		1.43 sg		11.93	ppg	PPS Sens. : Tubing:					
Cushion:		1 sg		8.34	ppg						
Max Dev: KOP N/A			Max. Temp 116 °C		BHP Est: 6600 psi						
Item	MD, TOP	MD, BOTTOM	Length	O.D.	I.D.	DESCRIPTION			Box	Pin	Supplier
	Meters	Meters	Meters	in.	in.				Threads	Threads	
1	-6.39	-3.14	3.250			Flow Head					Expro
	-3.14	-2.58	0.560			X-Over			4 1/2" Acme	4" 1/2 IF	Expro
2	-2.58	2200.20	2202.78	5.000	3.000	76 Stands Of 5" Drill Pipes			4" 1/2 IF	4" 1/2 IF	Nabors
2	2200.20	2200.96	0.76	5.000	2.764	X-Over			4" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Nabors
2	2200.96	3128.24	927.28	3.500	2.764	32 Stands Of 3" 1/2 Drill Pipes			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Nabors
5	3128.24	3136.76	8.52	5.000	2.250	01 Slip joint (Fully Open)			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
6	3136.76	3248.63	111.87	4.750	2.250	04 Stands Of 4" 3/4 Drill Collars			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Nabors
7	3248.63	3250.29	1.66	5.000	2.250	AORV (RD Reversing Valve)			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
8	3250.29	3254.37	4.08	5.000	2.250	MRST (Multi Reverse Spot Tool)			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
9	3254.37	3282.28	27.91	4.750	2.250	01 Stand Of 4" 3/4 Drill Collars			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Nabors
10	3282.28	3292.90	10.62	5.000	2.250	POTV (Tester Valve) - Run in Closed Position			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
11	3292.90	3293.66	0.76	5.000	2.250	Gauge Carriers OD			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
12	3293.66	3294.38	0.72	5.000	2.250	Gauge Carriers ID			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
13	3294.38	3297.64	3.26	5.000	2.250	Hydraulic Jar (Fully Open)			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
14	3297.64	3298.33	0.69	5.000	2.250	RH Release Safety Joint			3" 1/2 IF	3" 1/2 IF	Expro
16	3298.33	3300.00	1.67								
	3301.26		1.26								
17	3301.26	3310.94	9.68	3.500	2.764	01 Joint Of 3" 1/2 Drill Pipe			3 1/2" IF	3 1/2" IF	Nabors
18		3447				Well TVD			N/A	N/A	

Fig IV-2 : Garniture de test ^[14]

❖ Rôle de chaque élément

Tous les éléments de la garniture de test sont bien détaillés dans le chapitre précédent, donc on va les exposer d'une manière précise comme suit :

a) Les équipements de fond :**• Drill pipe :**

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

• X-over :

Sert de réduction et homogénéisation des diamètres et des différents types de filetage.

• 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 (01) slip joint.

La longueur de celui-ci est égale à 8.52m.

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

• Drill collar :

Sert à créer le poids sur le packer ainsi séparer la vanne de circulation et la vanne de test.

• Rupture Disc (RD) Circulating Valve :

La (RD) accomplit à la fois le rôle d'une vanne de sécurité et de circulation, ça fonctionne comme soupape de sécurité lorsque la pression annulaire atteint la valeur prédéterminée.

A cette pression, la vanne isolera le workstring au-dessous de la RD et établira la communication entre l'espace annulaire et la colonne au-dessus.

Cet outil est convertit a une vanne de circulation lorsque le clapet à bille est retiré

• POTV (select tester valve) :

C'est un outil qui fonctionne par pression exercée dans l'annulaire. Son ouverture et sa fermeture est assurée par une Bail valve. Chaque remontée de pression dans l'annulaire environ 1300 psi provoque l'ouverture et chaque pression zéro dans l'annulaire provoque la fermeture, sauf le dernier cycle HOOP (reste ouvert).

Donc celui-ci possède deux parties :

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

• Internal Gauge Carrier :

Fourreau pour les deux enregistreurs qui mesurent la pression et la température

• Coulisse de battage hydraulique (Hydraulic Jar) :

Coulisse de battage procure des chocs ascendants pour libérer la colonne en cas de coincement.

• RH safety joint :

Pour rôle de décoincer la garniture de test en cas de coincement.

- **Le packer :**

Le 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 packers s'ancrent par une tour à droite et le verrouillage est automatique (désencrage).

- ❖ **Nombre de tours :**

En surface les packers casing s'ancrent par un quart de tour. C'est-à-dire à 1000m, 1/4 de tour=1tour.

Le cote du packer = 3300m → le nombre minimal de tour a été 3 tour.

- ❖ **Poids d'ancrage :**

$$\text{Le Poids} = (1 \text{ tonne à } 1.5 \text{ tonnes}) \times \text{le diamètre de casing} \dots\dots\dots(\text{IV-1})$$

Dans notre cas : l'ancrage a été fait dans le casing 7 " .

Le poids = 1.5 x 7 = 10.5 tonnes

- ❖ **Choix du packer :**

On choisit un packer en fonction :

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

b) Les équipements de surface :

- **Flow head :**

- ❖ Les composants de 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 tester les équipements :

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

Pendant l'opération DST :

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

- Swab valve fermée (sauf pendant l'utilisation des opérations spéciales).

- **Manifold de duses :**

- S'assurer qu'il y'a aucune pression ni avant ni après celle-ci, avant d'ouvrir le bouchant de la duse.

- Avant de changer un manomètre, il faut fermer le robinet existant à son dessous.

- **Manifold de gaz :**



Fig IV-3 : Manifold de gaz

Celui-ci 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 (pour retour de boue pendant la circulation inverse).

- **Shigzans :**

Ce sont des manchettes de branchement.

Celui-ci est utilisé pour connecter entre le manifold gaz, séparateur, torche et bac de jaugeage.

- ❖ **Calcul tampon d'eau :**

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

$$Ph (tampon) = \frac{de \times H \times 14.59}{10.2} \dots \dots \dots (IV - 2)$$

Les Données : de =1g/cm³

H = 200m

D'où: Ph (tampon) = 286.08psi

IV.5) Déroulement de test :

a) Les données sur le puits et le test :

Profondeur atteinte	3447m
Etage d'arrêt	Réservoir Ra (D2)
Dernier casing	7", 32#, P110/N.VAM, 3390 m
Boue de forage	OBM, db=1.43, Vp=(10-12) (lb/100ft ²)
Date de test	14-20 /03/2016
Type de test	casing
Hauteur du tampon	200m
Cote d'encrage du Packer prévue à	3300m

Tableau IV-1 : Les données sur le puits et le test ^[14]

b) 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 Exploration, le Superviseur forage, le Chef de chantier et le chef de mission EXPRO, l'ingénieur HSE.

Le meeting devra aborder les points suivants :

- Description des opérations
- Système d'urgence : BOP's, fermeture à distance de la vanne ESD de production.
- Délimitation des zones à risque et restriction (accès, mouvement engins et personnel, etc...)
- Dangers d'incendies (vérifier et localiser les extincteurs).
- Dangers de la pression.
- Restrictions des mouvements d'engins et du personnel.
- Interdiction d'utiliser les téléphones mobiles à l'intérieur du périmètre de sécurité.
- Précautions générales (défense de fumer, de souder, de manutention à l'intérieur du périmètre de sécurité).

c) 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 F28 avec un suivi et control des ingénieurs de EXPRO 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

❖ Préparations et précautions à prendre durant l'opération DST

a) Consignes générales et Précautions à prendre de la descente du train DST : ^[15]

- La table de rotation doit-être bloquée durant toute la période de la descente du DST string.
- Montage du BHA suivant le schéma du string et a la présence du Tester man Expro.
- Calibrage de toute la garniture DP et DC durant la descente (le calibre doit-être au minimum de 02 pouces de diamètre).

- Descendre lentement avec une vitesse de 3-4 min par longueur (de calle a calle), éviter les arrêts brusques et ne jamais tourner la table de rotation.
- Il faut toujours avoir un protecteur sur la garniture avant d'entamer une autre longueur (durant toute la descente).
- Utilisez toujours les calles et élévateurs correcte (c'elles des DP et DC).
- Toujours graissez les filetages male et non pas les femelles (pour éviter que la graisse s'accumule en dessus de la tester valve).
- Prendre note des poids de la garniture en descente et en remontée du BHA.
- Remplissage de la garniture pour un tampon d'eau: 200 m =286.08psi ...(Ne plus remplir après).
- Test BHA s'effectuera après la première Longueur des DP 3''½ juste après le premier slip joint (BHA @ 5000 Psi) pour une durée de 15 minutes (en présence du Tester man et des représentants de Sonatrach).
- Vérifier les niveaux de boue avant, durant et à la fin de la descente.
- Signalez toute perte ou gain lors de la descente (la vérification des volumes de boue doit ce faire en permanence).
- En cas d'encrage du Packer accidentellement (perte de poids de plus de 03 tonnes), remonter carrément de trois mètres et redescendre doucement. Ne jamais tourner la table de rotation.
- Si le problème persiste remontez encore de 3 m puis contacter le DST man EXPRO.

b) Montage des équipements de surface

Toutes les lignes de surface devront être sécurisées par un câble de sécurité La position de la tête de contrôle par rapport à la table de rotation sera ajustée par le spécialiste DST.

c) Test du matériel de surface :

- 5 000 psi ligne de débit (tête de contrôle - choke manifold)
- 3000 psi ligne aval duse - choke manifold
- 1 000 psi ligne aval duse - entrée séparateur
- 500 psi ligne de torche
- Contrôle matériel de comptage
- Vérification visuelle des duses.

d) Précaution à prendre durant les tests en pression :

Après le montage des équipements de surface :

- Vérifier la fermeture de la vanne maitresse.
- Ouverture des vannes Kill line, choke line, les quatre vannes du manifold, les vannes du manifold huile et manifold gaz (laisser Les vannes du séparateur fermé).
- Flasher les lignes vers torche avec de l'eau.
- Raccorder la pompe sprag au manifold de test (Utiliser la charte)
- Partie basse pression <1500 psi (utiliser les pompes de forage pour les tests des équipements)

- Fermer la torche par un bouchon adéquat.
- e) Ancrage du packer**
- Ancrage du packer à 3300m.
- Evité l'ancrage en face d'un joint.
- Test packer à 400 psi.

Ancrage packer en tenant compte des instructions du DST Spécialiste suivantes :

- Vérification du poids de la garniture Up & Down.
- Marquer la ligne du space out sur la garniture à l'aide d'une craie.
- Remontée la garniture jusqu'à la marque précédente.
- Mettre la calle exactement au niveau de la marque.
- Poser entièrement le poids de la garniture.
- Débloquer la table de rotation.
- Tourner la table de Rotation 3 à 4 tours vers la DROITE.
- Soulever le poids initial juste pour dégager la calle.
- Descendre la garniture pour poser le poids des drills collars.
- Fermer le slip joint à moitié.
- S'assurer du raccordement des lignes et procéder au test pour voir le retour sur bac à boue.
- Fermeture des pipes rams.
- Test contre packer à 400 psi annulaire pendant 20 min.
- Purge de la pression à 0 psi.

IV.6) La chronologie des opérations:

Journée du 12/03/2016

- Arriver l'équipe de DST d'EXPRO avec le train de test.
- Préparation et test de fonctionnement les différents équipements de train de test.
- Programmation des enregistreurs de fond à 10 seconds temps d'échantillonnage et Test en pression du porte-enregistreurs à 5000 psi : Test positif.
- Assemblage et descente du train DST à 282 m avec calibrage et remplissage à l'eau. (10.25 heures).

Journée du 13/03/2016

- Test BHA à 6500 psi : Test positif. (0.15 heures).
- Continuation de la descente du train de test à 3300 m avec calibrage. (12.5 heures).
- Montage équipements de surface d'EXPRO. (2 heures).

Journée du 14/03/2016

- Test équipements de surface (1.25 heures).
 - ✚ Ligne de torche - Aval séparateur à 500 psi: Test positif.
 - ✚ Lignes de surface - Entrée séparateur à 1000 psi: Test positif.

- ✚ Aval du choke manifold à 3000 psi : Test positif.
- ✚ Amont du choke manifold à 5000 psi : Test positif.
- Ancrage de Packer
- ✚ Ancrage Packer à 3300 m et test à 400 psi. (1.25 heures)

L'ancrage du packer est fait par la tournage de la garniture de forage à l'aide de la table de rotation 4 tours à droite pour permettre à un système de J. Slot de s'enclencher et ainsi permettre le glissement du mandrin du packer vers le bas, ce glissement permet de faire sortir les chiens d'ancrage qui vont s'agripper dans le liner 7", la rotation du packer est bien sûr suivie d'une certaine pose du poids par le chef de poste égale à 10.5 Tonnes. C'est cette pose du poids qui fait glisser le mandrin du packer par rapport à son corps.,

- Montage Slickline et test à 3000 psi. (2 heures)
- Montage ligne d'azote et test à 5000 psi: Test positif. (1.75 heures)
- Pompage de 1.5 m³ d'Azote ($WHP_{Azote} = 1580$ psi). (1 heure)
- Mise en pression de l'annulaire à 1500 psi pour activer le PORT.
- Démontage l'unité d'azote. (0.5 heure)
- Purge de la pression annulaire à zéro psi.

❖ Pré-débit (15 min)

- Ouverture puits en Pré-débit ($WHP_{Azote} = 1600$ psi).

L'opération est faite par la mise en pression de l'annulaire à 2500 psi pour activer la vanne de fond.

❖ Fermeture puits pour pression vierge (2 heures)

- Purge de la pression annulaire à zéro psi pour fermer la vanne de fond POTV.
- Ouverture de la vanne de curage.
- Début de la descente de SLK pour confirmer la fermeture de la vanne de fond POTV.
- SLK se pose sur la vanne de fond POTV à la côte 3282m (POTV fermée).
- la remontée de SLK en surface.
- Fermeture de la vanne de curage.
- Purger la pression à $WHP_{Azote} = 1500$ psi.

❖ Ouverture puits en 1er débit ($WHP_{Azote} = 1500$ psi). (2.5 heures)

- Mise en pression de l'annulaire à 2500 psi pour ouvrir la vanne de fond POTV.
- la descente de SLK pour confirmer l'ouverture de la vanne de fond POTV (POTV ouverte).
- Ouverture du manifold de duses vers torche sur 16/64 ajustable.
- Augmentation graduelle de la duse ajustable à 32/64".
- Purger l'azote jusqu'à $WHP = 0$ psi.
- Cycler vanne de fond en position HOOP.

❖ **Fermeture puits en surface. (11.75 heures)**

- Fermeture du manifold de duses, WHP= 0 psi.
- Descente Slickline à 3282m et confirmation ouverture de la vanne de fond.
- Fermeture puits en surface (Gaz en surface ; WHP=800 psi).

Journée du 15/03/2016❖ **Ouverture puits en débit. (07h00 - 18h30)**

- Gaz au jour, torche allumée.
- A 08h15 : WHP =0 psi ; Gaz au jour, torche allumée.
- A 09h50 : WHP = 20 psi ; Gaz au jour, torche allumée.
- A 10h00 : Tampon d'eau au jour ; WHP = 50 psi.
- A 10h25 : Boue au jour + gaz ; WHP = 110 psi.
- A 11h30 : Huile au jour, (d=0.804 @36°C, WHP = 245 psi, BSW= 0.7 %).
- A 15h30 : gaz au jour ; WHP =0 psi.
- Mise en pression de l'annulaire à 2500psi pour activer le POTV.

❖ **Fermeture puits Build-up. (16h30) :**

- Purge de la pression annulaire à zéro psi pour fermer la vanne de fond POTV.
- Descente Slickline pour confirmer la fermeture de la vanne de fond.
📏 topé à 3256 m : c'est-à-dire plus Haut de la vanne de fond, 26 m.
- Ouverture de la vanne de fond et tentative de descente Slickline, Négatif.
📏 topé à 3256 m.
- Fermeture puits Build-up.
- Ouverture du manifold de duses vers torche sur 16/64 ajustable, Whp= 800psi.
- Augmentation graduelle de la duse ajustable à 32/64", Whp= 150psi.
- Gaz en surface, Whp= 150 psi.
- Fermeture du manifold de duses, fuite au niveau des lignes de surface.
- Changement de l'o-ring du pipe, serrage de la fuite.
- Ouverture du manifold de duses vers torche sur 24/64 ajustable, Whp- 150psi.
- Descente Slickline, topé à 3236 m (c'est-à-dire plus Haut de la vanne de fond, 46 m).
- Gaz en surface, Whp= 0 psi.

Journée du 16/03/2016❖ **Ouverture puits au fond (10h30 — 17h45)**

- Mise en pression de l'annulaire à 2500 psi pour ouvrir la vanne de fond POTV.
- A10h40 : Gaz au jour, WHP = 20 psi, torche allumée.
- A11h33 : Fermeture puits en surface, (WHP =0 psi ; Souffle nul).
- A11h40 : Ouverture puits vers torche ; Gaz au jour, WHP = 0 psi, torche allumée.
- Descente Slickline, topé à 3236m.
- A14h00 : WHP =0 psi ; Souffle nul.

- Descente Slickline avec empreinte, topé à 3236m.
- A16h00 : Huile + gaz au jour, WHP = 50 psi, torche allumée.
- A16h45 : Gaz au jour, WHP = 10 psi, torche allumée.
- A17h00 : Huile + gaz au jour, WHP = 125 psi, torche allumée.
- A17h15 : Gaz au jour, WHP = 0 psi, torche allumée.

❖ Fermeture puits Build-up.(63 heures)

- Purge de la pression annulaire à zéro psi pour fermer la vanne de fond POTV.
- Descente Slickline, topé à 3219m.
- Ouverture du manifold de duses vers torche sur 16/64 ajustable, Whp= 0psi.
- Fermeture du manifold de duses.
- Ouverture du manifold de duses vers torche sur 16/64 ajustable, Whp= 550psi.
- Augmentation graduelle de la duse ajustable à 24/64", Whp= 150psi.
- WHP instable = 0 à 50 psi, huile + gaz en surface.
- Descente de SLK pour confirmer la fermeture de la vanne de fond POTV.
- SLK passe à travers la vanne de fond POTV jusqu'à la côte 3300 (Fermeture de la POTV négative).
- Mise en pression de l'annulaire à 2500 psi pour activer la vanne de fond POTV. Puis on purge la pression annulaire à zéro psi pour fermer la vanne de fond POTV.
- Descente Slickline à 3292m et confirmation fermeture de la vanne de fond.
- SLK se pose sur la vanne de fond POTV à la côte 3292m (POTV fermée).
- A10h00 : WHP = 0 psi ; Gaz au jour, torche allumée.
- A10h30 : Bouchon huile + gaz au jour. Whp= 100 psi
- A10h45 : WHP = 0 psi ; Gaz au jour, torche allumée.
- 12h00 - 23h50: WHP = 0 psi ; Souffle nul, torche non allumée.
- Fermeture du manifold de duses.

Journée du 19/03/2016

❖ La circulation inverse :(3.25 heures)

À la fin de test on a procédé à la circulation inverse par la vanne AORV, Pour réaliser cette opération il suffit de Remplir l'intérieur des tiges par 2.5 m3 d'eau et d'augmenter la pression dans l'espace annulaire jusqu' à 3500 psi.

Dans le but d'ouvrir le passage à la circulation inverse. Whp=3000psi c'est une bonne indication de l'ouverture de l'AORV.

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

a) Programme de la circulation inverse :

- Safety meeting.
- Allumer la torche.
- Essai des pompes de forage.
- Mesurer les niveaux de bacs à boue.

- Mettre le dégazeur en marche.
- Ouvrir le master valve vers le choke manifold, observer la pression piégée, purge de la pression vers torche.
- Remplir l'intérieur DP 3"1/2 par de la boue d=1.43 ou l'eau.
- Fermeture des pipes rams.
- Circulation inverse à travers la vanne de circulation inverse avec un débit réduit (pompage continu dans l'espace annuaire à 400 psi) Contrôle de la densité de la boue à la sortie du puits jusqu'au retour de boue densité 1.43.
- Arrêt de la circulation inverse, observation du niveau statique du puits pendant 10 mn.

b) Calcul de temps d'un cycle de circulation :

✚ Calcul de volume de boue dans le puits :

$$\text{Volume de boue} = \text{volume de trou} - \text{volume d'acier de garniture}$$

.....(IV-5)

✚ Calcul de volume d'acier :

La formule utilisée est :

$$V = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} x h$$

.....(IV-4)

Avec: h : la hauteur de l'élément.

D : diamètre extérieur.

d : diamètre intérieur.

Volume d'acier des drill pipes V(Acier DP):

Les données : D = 3^{1/2}" = 0.0889 m ; d = 2.76 " = 0.07 m ; h = 2200.20 m

$$V(\text{Acier DP}) = \frac{\pi(0.0889^2 - 0.07^2)}{4} x 2200.20 = 5.18\text{m}^3$$

Volume d'acier de slip joint V(Acier SJ) :

Les données : D = 3.13" = 0.0795 m ; d = 1.13 " = 0.0287m ; h = 8.52 m

$$V(\text{Acier SJ}) = \frac{\pi(0.0795^2 - 0.0287^2)}{4} x 8.52 = 0.037 \text{ m}^3$$

Volume d'acier des drill collars V(Acier DC)::

Les données : D = 3.13" = 0.0795 m ; d = 1.13 " = 0.0287m. h = 111.87 m.

$$V(\text{Acier DC}) = \frac{\pi(0.0795^2 - 0.0287^2)}{4} x 111.87 = 0.48 \text{ m}^3$$

Donc si on néglige les autres éléments :

Le volume d'acier total = 5.687m³.

- **Calcul de volume de trou : (J'utilisé Formulaire de foreur Edition 1993)**

$$V = \frac{\pi(d^2)}{4} \times h \quad \dots\dots\dots(IV-6)$$

Avec:

Casing 9" 5/8: d = 8.407 in = 0.213 m; H = 2491m.

$$V = \frac{\pi(0.213^2)}{4} \times 2491 = 88.71 \text{ m}^3$$

Liner 7": d = 6.276 in = 0.1594 m; H = 899m.

$$V = \frac{\pi(6.276^2)}{4} \times 899 = 17.93 \text{ m}^3$$

D'ou: Vtrou= 106.64 m³

Calcul de temps d'un cycle :

Les données des pompes :

Les pompes utilisés travail avec un débit unitaire **Q_u = 18.69 l/cp.**

Lors de la circulation inverse, elles travail avec un régime de **Q = 50 cp/mn.**

Donc le débit $Q_{\text{Cycle}} = 18.69 \times 50 = 934.5 \text{ l/mn.}$

$$T_{\text{Cycle}} = \frac{V_b}{Q_{\text{Cycle}}} \quad \dots\dots\dots(IV-7)$$

D'ou : Le temps d'un cycle est égale = 108.02 mn

Journée du 20/03/2016

- ❖ Le désencrage de packer et la remonté de train de teste : (22h 30)

Après le démontage du flow head, et pour libérer le train de test il suffit d'éliminer le poids qu'a été posé sur le packer, Après désencrage du packer, redescendre la garniture d'une longueur (1 stand) pour confirmer que le packer est en position « désencrage ».

Le puits a été observé pondant 10 minutes pour la stabilisation des niveaux et pour assurer que le puits est sous le control primaire pour qu'on puisse entamés la remonté en toutes sécurité de train de test.

- ❖ **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,..).

- La remontée doit être lente (pour éviter tout pistonnage) 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.
- ATTENTION au risque de pression piégée dans les outils DST.

IV.7) Les résultats de test :

- **Les résultats des enregistreurs :**

Après la récupération de tout la garniture les enregistreurs ont été récupérés aussi, un peu plus tard et à l'aide d'un lecteur et un logiciel spécial les données enregistrés ont été transmets a l'ordinateur qui a nous donné le graphe.

L'habillage de graphe se fait d'une manière qui nous permet de différencier les différentes étapes de test.

Le plus important est la courbe de pression qui nous donne plus de renseignement sur le réservoir.

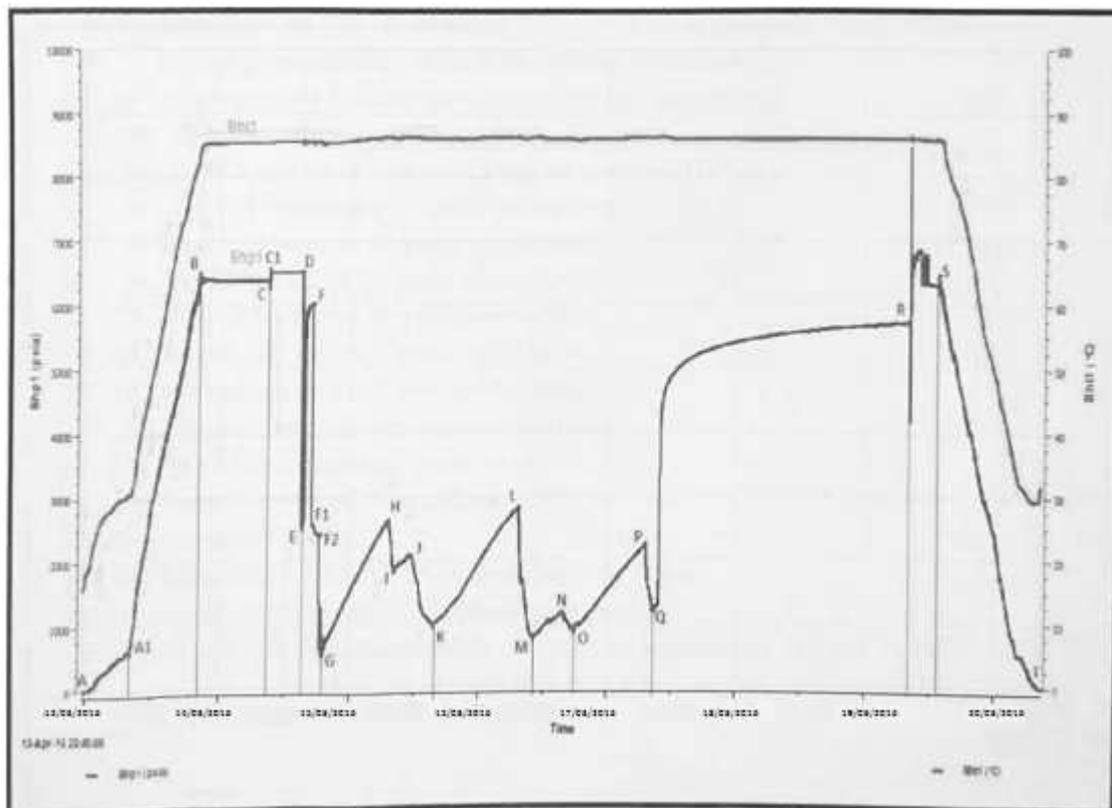


Fig IV-4 : Graphe de pression et température en fonction de temps ^[14]

- ❖ Le découpage du graphe de pression se fait comme suit :
 - **A-AI** : Descente les équipements de DST à 282 m, Il y a beaucoup de temps car on monte l'un par l'autre et on descende lentement.
 - **AI** : test de BHA à 6500Psi.
 - **AI-B** : continuer la descente jusqu'à la côte d'ancrage (3300m).
 - **B-C** : plusieurs opérations ont été effectuées :
 - ✚ Montage équipements de surfaces.
 - ✚ Attente levé de jour.
 - ✚ Test des équipements de surfaces.
 - **C-CI** : Ancrage et test de packer (400 Psi).
 - **CI-D** : plusieurs opérations ont été effectuées :
 - ✚ Montage des équipements (Slickline).
 - ✚ Test equipment Slickline 3000psi : Test positif.
 - ✚ Confirmer la fermeture de POTV par la descente de Slickline.
 - ✚ Pompage de 1.5 m³ d'Azote (1580 psi).
 - **D-E** : première ouverture de POTV pour le pré-débit 15min.
 - **E-F** : fermeture de POTV pour l'enregistrement de la pression vierge 90min.
 - **F** : L'enregistrement de la pression vierge (6012 psi)
 - **F-K** : la période de la deuxième ouverture (premier débit)
 - **FI**-Ouverture de puits en surface.
 - **FI-F2** mettre la vanne de fond en position HOOP.
 - **G -H** : Fermeture de puits en surface.
 - **H-I** : Ouverture de puits en surface.
 - **I-J** : Fermeture de puits en surface.
 - **J-K** : Ouverture de puits en surface.
 - **K-L** : Fermeture de POTV pour le premier build up.
 - **L-O** : Ouverture de POTV (deuxième débit) :
 - **M-N** : Fermeture de puits en surface.
 - **N-O** : Ouverture de puits en surface.
 - **O-P** : Fermeture de POTV pour le deuxième build up.
 - **p-Q** : Ouverture de POTV.
 - **Q-R** : Fermeture finale de POTV pour build up finale.
 - **R-S** : circulation inverse et désencrage le packer.
 - **S-T** : démontage des équipements de surfaces et remonte de train de DST.

Conclusion et recommandation

Conclusion et recommandation:

Le DST est une opération très importante, car elle peut définir avec une certaine précision les caractéristiques d'un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, et ceux de l'effluent qu'il contient, pour optimiser son drainage et améliorer ses performances.

Les résultats de test obtenus sur le puits OMG402 ont été remarquables et non attendus à cause de la diminution de pression dans le réservoir après une longue période de production.

En effet, il nous a permis de voir que la pression ainsi que le débit sont assez faibles.

Donc, les techniciens ont pris la décision de fermer ce puits pour le présenter comme candidat à une opération de stimulation.

Suite à mon séjour, j'ai remarqué quelques imperfections que je souhaiterai mentionner ici et qui sont principalement :

- Manque de communication entre la société de service (EXPRO) et le client.
- Laisse allé total et non suivi de consigne de sécurité.

Bibliographie

Bibliographie :

- 1)** Initiation gisement, ENSPM Formation Industrie — IFP Training (PRO00842) 2006.
- 2)** Documents de SONATRACH 2010
- 3)** D.Perrin 2000, Les essais de puits : objectif, Matérielle et déroulement général, ENSPM 2000.
- 4)** A. Alessia, T. Alssendro, 2004, well testing-Manuel, Eni S.P.A Exploration & Production division, 2004.
- 5)** Design et interprétation des tests, activité amont Devisions production direction régionale HMD 2012
- 6)** Step Change in Well Testing Operations (Schlumberger).
- 7)** Le Forage aujourd’hui, école national du pétrole et des moteurs Technip 1970.
- 8)** Samir Aouimer, Essais de Puits en Cours de Forage ; Université de Ouargla 2011.
- 9)** Document (Schlumberger) : Downhole testing service 2000.
- 10)** Document (EXPRO): Advanced well testing.
- 11)** A.Slimani : les essais de puits & complétion 2007.
- 12)** Programme de forage (puits OMG-402).
- 13)** Rapports journaliers de puits OMG-402 (SONATRACH).
- 14)** Les rapports journaliers d’EXPRO.