



**École Nationale Polytechnique
Département de Génie Minier**

**Mémoire de Master
En
Génie Minier**

**Évaluation des paramètres de production d'un
réservoir pétrolier à l'aide de test par tiges de forage
DST (Drill Stem Test).**

Présenté par
Mr. MELGANI Fares

Devant :

Présidente : Mme. S.CHABOU

Examineur: Mr. L. CHANANE

Encadreur : Mme. N.BOUMBAR

Promotion 2015

Dédicaces

J'aimerais dédier ce mémoire :

À ma mère Yakout qui représente pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi, sa prière et sa bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études.

À mon père moussa qui m'a comblé de son soutien et m'a voué un amour inconditionnel, Vous êtes pour moi un exemple de courage et de sacrifice continu.

Que cet humble travail témoigne mon affection, mon éternel attachement et qu'il appelle sur moi votre continuelle bénédiction.

À mon très cher petit frère Walid présent dans tous mes moments d'examens par son soutien moral, je t'exprime à travers ce travail mes sentiments de fraternité et d'amour.

À mes chères sœurs Manel, Zineb, Khadidja et Rania, malgré la distance, vous êtes toujours dans mon cœur. Je vous remercie pour votre hospitalité sans égal et votre affection si sincère. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

À ma fiancée Imene, Quand je t'ai connu, j'ai trouvé la femme de ma vie et la lumière de mon chemin. Ma vie à tes côtés est remplie de belles surprises. Tes sacrifices, ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir mes études.

Que dieu réunisse nos chemins pour un long commun serein et que ce travail soit témoignage de ma reconnaissance et de mon amour sincère et fidèle.

À ma tante souad, Tes sacrifices, ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir mes études. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

À mon oncle fouad, mon fidèle compagnon dans les moments les plus délicats de cette vie mystérieuse. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite. Ainsi qu'à toute ma famille, pour leurs compréhensions, leurs soutiens, leurs tendresses....

À mon cher enseignant de Géologie Mr Larousi chanane, Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie professionnelle et personnelle. Veuillez trouver dans ce modeste travail ma reconnaissance pour tous vos efforts.

Melgani fares

ملخص :

في مجال إنتاج المحروقات تستخدم العديد من التقنيات. من خلال تطبيقاتها, اختبارات البئر أحرزت تقدم كبير في العالم. والغرض من القيام بهذه الاختبارات هو الحصول على معلومات مهمة حول البئر و الخزان. و لهذا السبب, تفسير هذه القياسات هو أداة ضرورية لمعرفة حالة النظام بئر-خزان, ومختلف المعايير التي تؤثر على الإنتاج مثل النفاذية, القشرة وضغط الطبقة

الكلمات المفتاحية : الخزان, تفسير, بئر, النفاذية, القشرة, ضغط, القشرة

Résumé

Dans le domaine de production des hydrocarbures beaucoup des techniques sont utilisées. Les tests de puits ont constitué par leur application des progrès considérables dans le monde.

Les tests des puits ont pour but, d'obtenir des informations essentielles sur le puits et le réservoir. C'est pourquoi l'interprétation de ces mesures, est l'outil indispensable pour connaître l'état du système puits- réservoir, ainsi que les différents paramètres qui affectent la production comme la perméabilité, le skin et la pression de la couche.

Mots clé : Réservoir, Interprétation, Puits, Perméabilité, Skin, Pression, Couche.

Abstract

In the field of hydrocarbon production, a lot of techniques are used, tests of wells formed by application plying their considerable progress in the world.

The test wells are designed, to obtain essential informations about the wells and reservoir.

Therefore, the interpretation of these measures is an essential tool to know the state of well-reservoir system, and the various parameters that affect production, such as the permeability, the skin and the pressure of layer....

Keywords: Reservoir, Interpretation, Well, Permeability, Skin, Pressure, Layer.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	3
CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES TESTS DE PUIITS.....	4
CHAPITRE II:METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION	11
CHAPITRE III: INTERPRÉTATION DES DONNEES DES DES ESSAIS DE PUI.....	18
CONCLUSION GÉNÉRALE	24
BIBLIOGRAPHIE	25

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : LA COMPOSITION DE TAIN DE TEST	8
FIGURE 2 : ÉQUIPEMENTS DE FOND ET DE SURFACE	9
FIGURE 3 : TÊTE DE PUITIS	10
FIGURE 4 :ÉCHANGEUR À VAPEUR.....	10
FIGURE 5 : SÉPARATEUR HORIZONTALE TRI-PHASIQUE.....	13
FIGURE 6 : COMPTEUR.....	16
FIGURE 7 : BACS DE COMPTAGE.....	17
FIGURE 8 :DIAGRAMME PRESSION – TEMPS OBTENU PAR LE DST	19
FIGURE 9 : DIAGRAMME DE PRESSION DU PUITIS HDZ6 DST1	22

INTRODUCTION GENERALE

Dans le domaine de production des hydrocarbures, beaucoup de techniques sont utilisées, Les tests de puits ont constitué par leur application des progrès considérables dans le monde.

Les tests des puits ont pour but d'obtenir des informations essentielles sur le puits et le réservoir. C'est pourquoi, l'interprétation de ces mesures est l'outil indispensable pour connaître l'état du système puits- réservoir, ainsi que les différents paramètres qui affectent la production, Ce sont la perméabilité, le skin et la pression de la couche....

Les essais des puits ou Wells testing sont des tests spéciaux que l'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 de bonnes conditions. Il existe plusieurs types de tests.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES TESTS DE PUIITS

I-1-DEFINITION

Les tests en cours du forage (Drill Stem Test : DST) sont généralement réalisés dans les puits d'exploration ou de délimitation (délimitation du champ). Ils consistent à 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 prendre un échantillon qui révélera les autres caractéristiques du fluide.

I-2-LES OBJECTIFS DE DST

Le DST consiste essentiellement à mesurer les pressions dans le puits, au niveau du réservoir, avec la pression à la surface, et aussi à déterminer la nature des fluides qui confirment les résultats après l'exécution de la diagraphie, au début et pendant la production. Il a pour but, la connaissance:

- De la capacité de production du puits.
- De la pression statique du gisement.
- Du degré de modification des caractéristiques de cette zone proche du puits (altération due au forage et à la complétion ou amélioration due à une stimulation, appelées Skin).
- Du rayon de drainage R du puits.
- De l'existence de certaines hétérogénéités des roches et de la structure (failles...etc).
- De la nature et l'évolution des fluides produits.
- Des quantités des fluides en place et des mécanismes de drainage.

I-3-PRINCIPE DE L'OPERATION DST

Les fluides présents dans la formation sont maintenus, pendant le forage, par la pression exercée par la boue qui dépasse la pression de formation. Pour cela, le test est un moyen d'isoler la zone à tester pour éviter la pression hydrostatique de la boue, de canaliser les fluides présents dans la formation, tout en maintenant le reste du puits sous contrôle et en mesurant les débits des fluides au niveau de la surface.

I-4-TYPE DE DST

Il existe quatre types de test, selon la disposition du packer et le positionnement de la zone testée (trou ouvert ou cuvé) :

I-4-1-Test en trou ouvert

Dans ce cas le packer de la garniture de test est ancrée dans le découvert. Le packer peut-être du type activité par compression ou de type gonflable.

I-4-2-Test en bare-foot

Dans ce cas, la zone testée est en trou ouvert, mais le packer de la garniture de test est ancré dans la section cuvelée qui se trouve au-dessus du découvert. Cela permet de limiter ou d'éviter certains problèmes relatifs au test en trou ouvert.

I-4-3-Test en trou cuvelé

Dans ce cas, l'ensemble de la garniture de test se trouve dans le cuvelage.

I-4-4-Test de couche sélective (straddle test)

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

I-5-L'installation d'un DST

Le test DST est réalisé à l'aide d'ensemble des équipements de mesures et de comptage.

C'est un test utilisé dans un puits nouvellement foré, on utilise des outils spéciaux montés à la fin d'une tige. L'installation d'un DST comporte des équipements de fond et de surface (figure 1).

I-5-1-Équipements de fond

Les équipements de fond sont :

- **Un train de tiges**

Ensemble de tubes Métalliques reliés entre eux pour maintenir le contact entre la garniture et la tête du puits.

- **Un packer**

C'est une sorte de manchon en caoutchouc, 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.

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LES TESTS DE PUITES

- **Un tester**

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 tester, 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.

La fermeture du tester, 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 recompression du volume dans le puits (effet de capacité) lors de la remontée de pression. Ces opérations d'ouverture et de fermeture du tester, packer ancré, peuvent être répétées autant de fois que nécessaire.

- **Des porte-enregistreurs**

Ils mesurent la pression et la température du fluide de réservoir suivant leur place et leur agencement dans la garniture. Ces données sont récoltées à la surface.

- **Une vanne d'égalisation**

La réalisation du test entraîne un régime de pression sous le packer différent de la pression hydrostatique de la boue qui s'exerce au-dessus du packer. Afin de pouvoir décompresser et désancrer le packer à la fin du test, il est indispensable d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer. Pour cela on utilise une vanne d'égalisation située entre le packer et le tester. En fin de test, elle permet d'ouvrir une communication entre l'annulaire et l'intérieur de la garniture de test (partie en dessous du tester) et donc :

- d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer,
- de repousser, sous réserve que l'injectivité soit suffisante, les effluents produits (situés dans la garniture en dessous de ce point) dans la formation testée en pompant de la boue de forage en tête d'espace annulaire, les mâchoires annulaires des BOP étant fermées.
- Lors de la descente du train de test, cette vanne est en position ouverte et sert de by-pass pour le passage du fluide au-dessus du packer au fur et à mesure que la garniture est descendue. Elle sera fermée avant l'ouverture initiale du tester.

- **Un dispositif 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. Un dispositif de circulation inverse, situé au-dessus du tester, permet d'ouvrir un orifice sur l'espace annulaire et de récupérer l'effluent situé dans la garniture par circulation. Pour raison de sécurité cette vanne est généralement doublée.

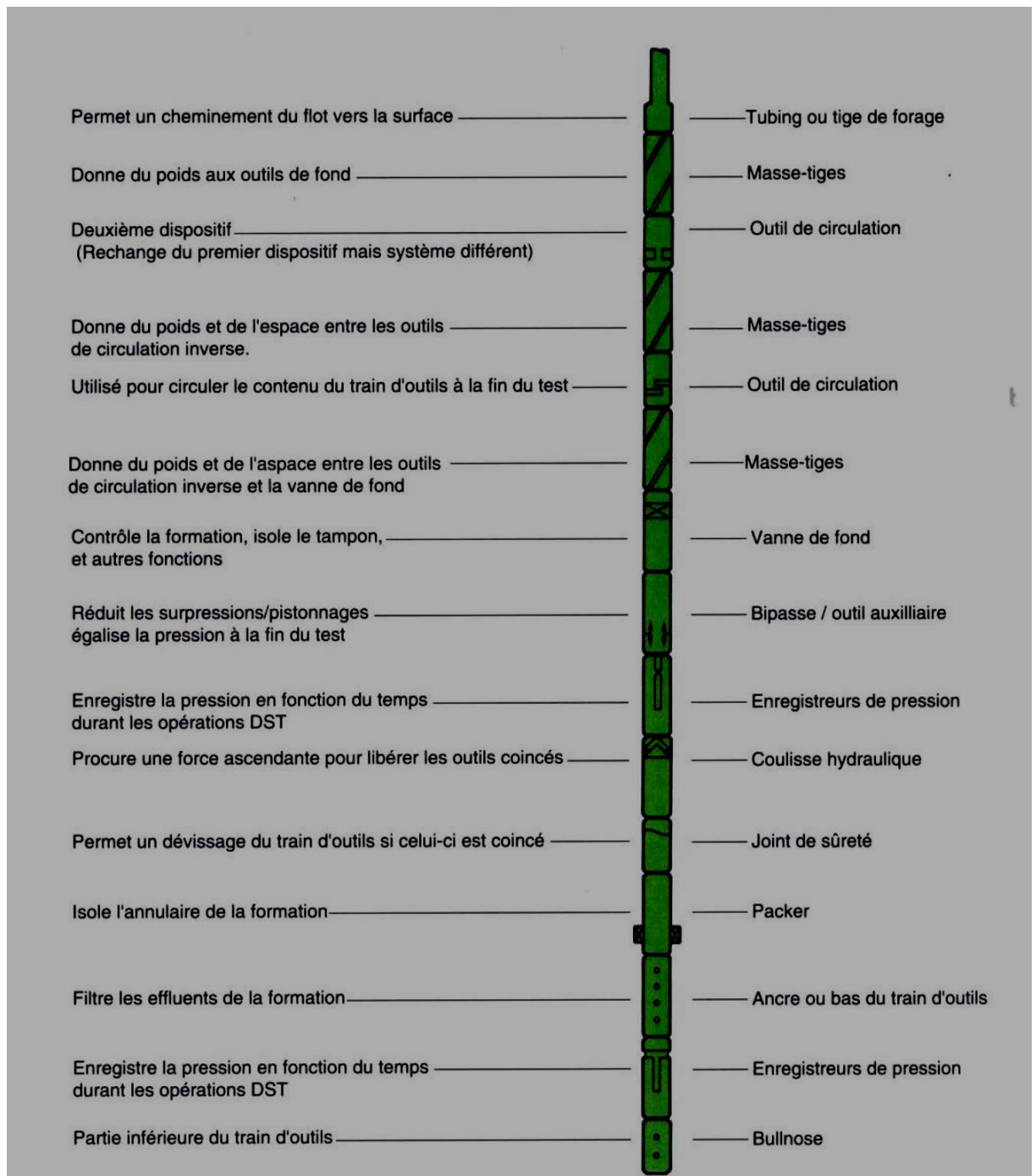


Figure 1 : La composition de tain de test (DAOUDI H. 2013).

I-5-2-Équipements de surface

Les équipements de surface sont :

- **Une tête d'écoulement appelée aussi tête d'éruption (Figure 3)**

Elle est équipée entre autres d'une vanne de sécurité.

Elle permet en particulier d'orienter l'effluent vers les installations de surface et de fermer le puits en tête en cas de nécessité.

La tête contient quatre vannes :

CHAPITRE I: GENERALITES SUR LES TESTS DE PUITES

- vanne maîtresse
- vanne de curage
- deux vannes latérales

- **Un manifold de duses**

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

- **Un séparateur**

Il permet de séparer les différents fluides (gaz, huile et eau éventuellement) et là- il permet même le comptage et l'échantillonnage de ces fluides (figure1).

- **Un bassin et une torche**

Ils permettent d'évacuer les fluides produits.

- **Des chiksans ou des conduites flexibles**

Ils permettent de relier les différents équipements entre eux.

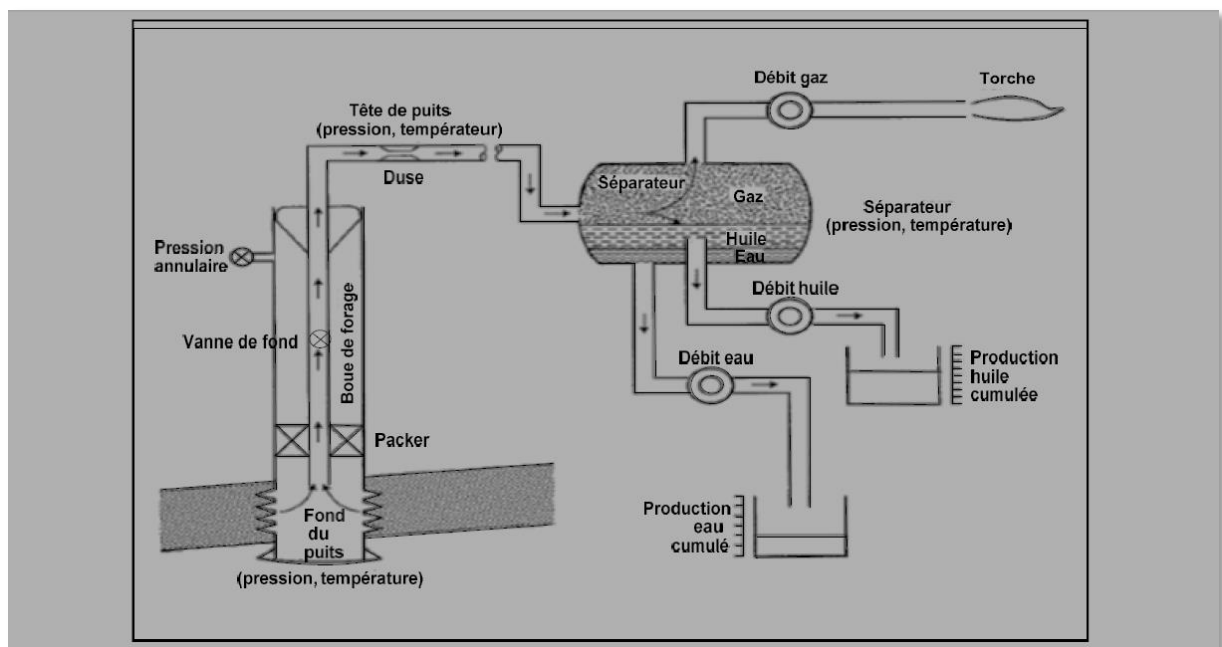


Figure 2 : équipements de fond et de surface (KHELIFI A. 2014).

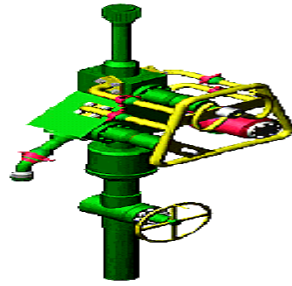


Figure 3 : Tête de puits (DAOUDI H. 213).

- **Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur (Figure 4)**

Dans le cas d'une huile, et tout particulièrement d'une huile visqueuse, il favorise l'écoulement de l'huile et la séparation huile-eau en diminuant la viscosité de l'huile. Dans le cas d'un gaz, il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates. Dans ce cas, la détente du gaz n'est pas faite en une seule fois au niveau du manifold de duse, mais en plusieurs fois. En particulier, on dispose d'une duse à mi-serpentin dans le réchauffeur ou l'échangeur.



Figure 4 : échangeur à vapeur (DAOUDI H. 213).

- **Un bac de stockage**

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

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

Il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin.

CHAPITRE II : METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION

CHAPITRE II: METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION

II-1-Opération de DST

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.

➤ Pour faire le test DST on doit réaliser les étapes suivantes :

- Descente du train de test plus les tampons d'eau.
- Montage de l'équipement de surface.
- Encrage de packer.(patine)
- Test hydraulique d'équipement de surface à pression supérieure à 1,5 fois la pression de service.
- Ouverture de la vanne DST de fond mise en commination avec l'intérieur de la tige, dégorgement puits vers la torche puis passage sur séparateur de test.
- Choix de la duse fixe.
- Comptage pendant un certain temps.
- Fermeture du puits.

➤ Avec les équipements de test :

- Train de test de fond DST.
- Tête de puits provisoire de test.
- Choke manifold.
- Séparateur. (Figure5)
- Équipement de raccordement du séparateur.
- Bac de comptage et stockage huile ou condensât.

Test de Jaugeage:

Le jaugeage c'est une très importante opération en surface de puits, 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 optimums d'exploitation de ce puits et de suivre régulièrement afin de le rentabiliser au maximum et dans de bonnes conditions.

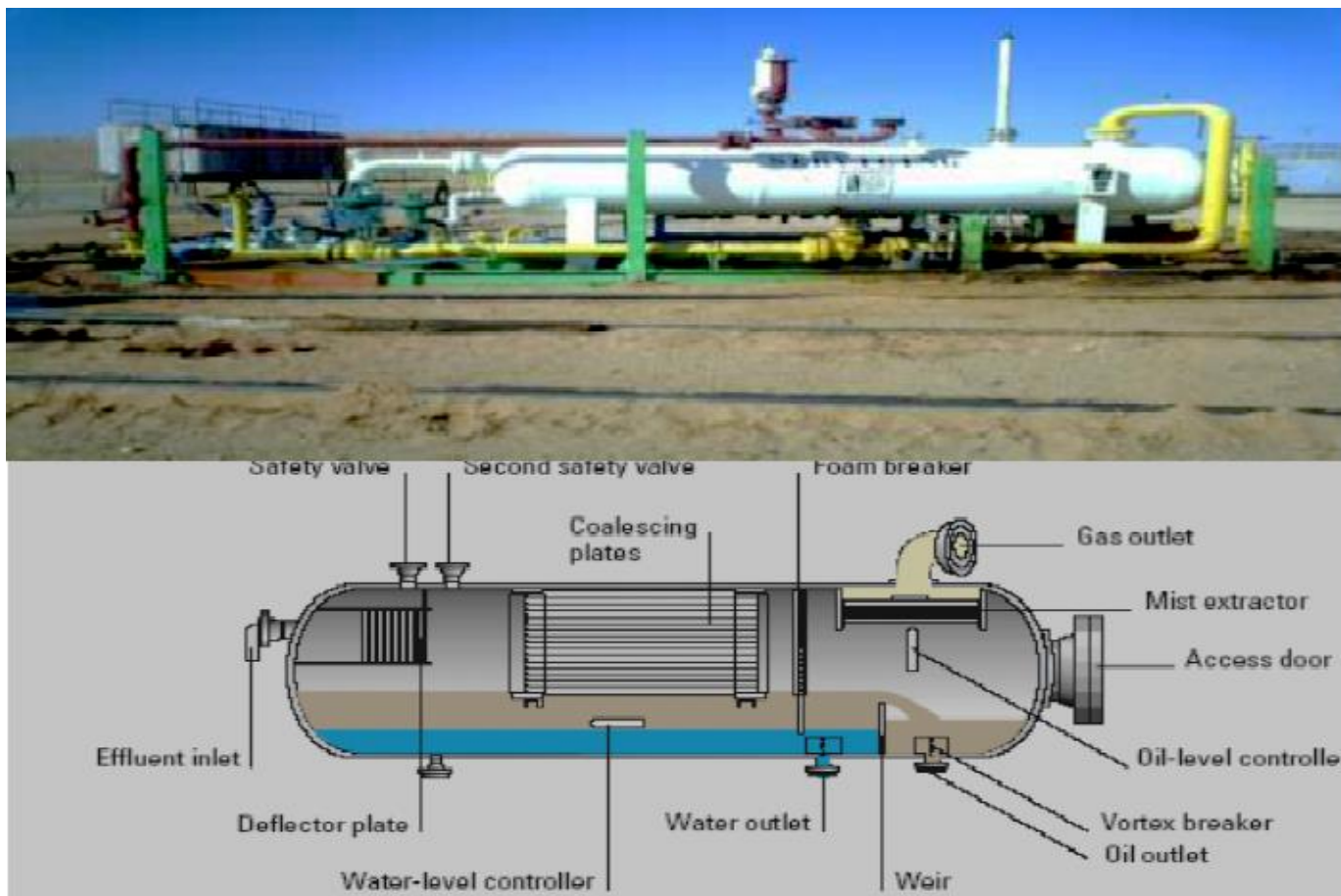


Figure 5 : séparateur horizontale tri-phasique (GASMI M. 2012).

II-2-Les paramètres obtenus

Il y a quatre paramètres obtenus par les essais du puits, trois obtenus directement par les équipements; la pression de surface P_s , la pression de fond de puits P_f et la température de fluide.

Le quatrième paramètre est le débit de fluide en la surface Q . ce dernier est obtenu par un calcul ou déduit.

II-2-1-Pression de surface P_s

C'est la force appliquée par le fluide sur les appareils de mesure de pression de surface.

II-2-2 La pression de fond P_f

C'est la force appliquée par le fluide sur les appareils de mesure de fond (Amerada) par le fluide.

II-2-3 Température de fluide

Elles sont réalisées grâce à des thermomètres. Soit des thermomètres enregistreurs de tensions de vapeur ou des thermomètres à dilatations de mercure.

CHAPITRE II: METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION

II-2-4 Le débit de fluide

Débit de fluide (Q) ou la quantité de fluide produite (pour les puits producteurs) ou injectés (pour les puits injecteurs) par unité de temps. L'unité de mesure de débit est en m^3/s .

Il existe deux types de débit selon la nature de fluide:

- Débit de gaz.
- Débit de liquide.

II-2-5-Débits de gaz

a) Mesure des débits de gaz

D'une façon très générale, les débits de gaz sont mesurés au moyen d'un système déprimogène comportant :

- un orifice contenu dans un porte-orifice.
- un manomètre différentiel enregistreur (débit mètre).

b) L'équation de calcul de débit de gaz

Le débit de gaz est mesuré par comptage déprimogène (*poste* orifice Daniel Senior et cellule différentielle *Barton*). Le système à diaphragme du type Venturi, est le plus utilisé dans l'industrie pétrolière. L'appareil doit être centré dans la conduite, placé dans une partie rectiligne où l'écoulement est moins perturbé. La longueur amont doit être égale à 20 fois le diamètre de la conduite et celle de l'aval est égale à 10 fois le diamètre.

Pour calculer le débit de gaz, on doit obligatoirement connaître les paramètres suivants:

P_s : pression statique absolue en psi = (pression lue par le compteur + 15psi).

ΔP : différence de pression mesurée par Barton aux deux côtes d'orifice.

T : température en écoulement en °F.

D : diamètre de la conduite= line bore en pouce (donne dans la référence de conduite).

d : diamètre d'orifice en pouce (donne dans la référence d'orifice).

F_{if} : facteur de température d'écoulement.

$F_{if} = [520 / (460 + T)]^{0,5}$ en ° F.

$F_{if} = [288,556 / (273,2 + T)]^{0,5}$ °c dans le système SI.

$F_g = (1/g)^{0,5}$ avec g : facteur de densité spécifique.

Z : facteur de compressibilité ou déviation entre le gaz réel et gaz parfait.

F_{pv} : facteur de super compressibilité.

$F_{pv} = 1/\sqrt{z}$.

CHAPITRE II: METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION

$$Z=P/(\rho r T).$$

r : constante des gaz parfaits pour une matière donnée.

Y : facteur d'expansion.

F_u : facteur d'unité (rendre de débit en m^3/h).

$$F_u = 0,02832 \rightarrow Q = m^3/h.$$

$$F_u = 0,67968 \rightarrow Q = m^3/j.$$

F_m : facteur de manomètre.

F_r : facteur de correction de nombre de Reynolds.

F_b : facteur d'orifice.

On trouve le F_b en fonction du diamètre de l'orifice et du diamètre de pipe selon le type de la prise de pression flange tap ou pipe tap.

Généralement la prise de pression du gaz est à 1 pouce de part et d'autre de l'orifice : au niveau des brides.

Équation générale :

$$Q = C \cdot \sqrt{(P_s \cdot \Delta P)}.$$

On pose:

$$C = F_b \cdot F_{tf} \cdot F_g \cdot F_{pv} \cdot Y \cdot F_m \cdot F_u \cdot F_r$$

Q : débit de gaz

II-2-6-Débit de liquide (hydrocarbure ou eau)

a) mesure de débit de liquide (hydrocarbure ou eau)

Le débit de liquide est mesuré à la surface, à partir de fluide obtenu d'après l'opération pré production effectuée par le DST.

Il existe plusieurs moyens de mesure des débits du liquide :

- **Chambre de mesure**

Ce dispositif est surtout utilisé sur des séparateurs fixes, il est parfois utilisé sur des séparateurs mobiles.

- **Compteur**

C'est l'appareil le plus employé, surtout sur les séparateurs mobiles (figure 6). Il existe des compteurs volumétriques à piston ou à palettes des compteurs à hélice.

CHAPITRE II: METHODES DE COMPTAGE DE PRODUCTION

Les compteurs volumétriques (surtout à piston) résistent mal aux impuretés abrasives, et aux survitesses.



Figure 6 : Compteur (GASMI M. 2012).

- **Bac de comptage**

Il est enfin possible d'utiliser un bac de comptage pour la mesure des débits de liquides. Cette méthode n'est toutefois à conseiller que pour de débits modestes pour des raisons de dimensions du bac. Il est en effet nécessaire, si on veut que la mesure soit correcte et que le temps de remplissage du bac ne soit pas trop court.

Un bac de comptage doit toujours être placé à une distance de sécurité du reste de l'installation (figure 7).



Figure 7 : Bacs de comptage (GASMI M. 2012).

b) L'équation de calcul du débit huile

L'huile et l'eau sont jaugées séparément dans les chambres de mesure. Le système de contrôle de chaque chambre de mesure entraîne deux compteurs couplés : un totalisateur numérique et un enregistreur de fréquence des purges.

- Avec bac à 60°F:

$$Q = H \cdot \text{Brr} \cdot \text{VFC} \cdot (1 - \text{BSW})$$

H : jauge finale - jauge initiale = jauge débitée.

Brr : barimage du bac.

VFC : facteur de correction de volume de la température observée à la température de condition standard (60°F).

BSW : *basic sediment and water*, c'est le résidu sédiment et eau après la centrifugation au moyen d'une centrifugeuse.

Avec compteur à 60°F :

$$Q = V_o \cdot \text{OMCF} \cdot (1 - \text{BSW}) \cdot \text{VFC} \cdot (1 - \text{Shr})$$

Avec :

V_o : débit calculé par le compteur.

OMCF : facteur mécanique de compteur (*oil meter correction factor*).

Shr : pourcentage gaz dissous dans l'huile à (60°F).

BSW : *basic sediment and water* c'est le résidu de sédiment et eau après la centrifugation.

**CHAPITRE III: INTERPRÉTATION DES DONNEES DES
ESSAIS DE PUIITS**

III-1-Interprétation de Diagramme de Pression-Temps

Le diagramme de pression que l'on obtient à partir de mesure de pression en fonction du temps à l'aide de test DST dépend de l'écoulement et l'accumulation de fluide dans la formation.

Nous divisons la courbe en plusieurs sections (figure 8) en fonction de l'opération de l'outil DST, On distingue les 11 phases suivantes:

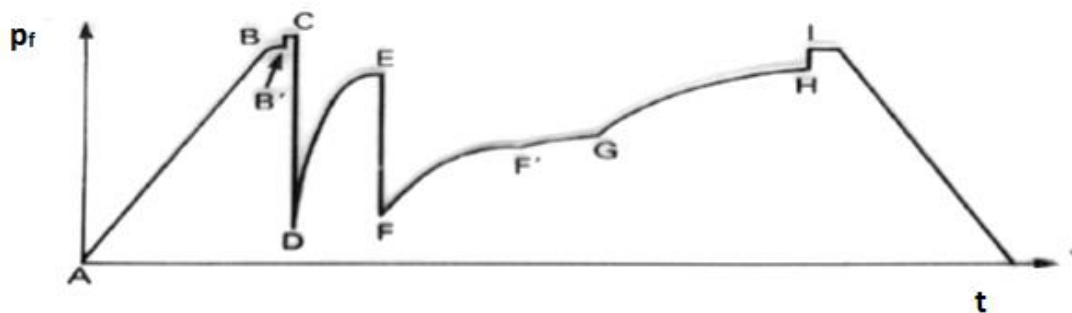


Figure 8 : Diagramme pression – temps obtenu par le DST (BENCHEIKH A. 2014).

Le diagramme de la figure 8 représente la variation de pression en fonction de l'indice de productivité tel que:

A.B: Descente de train de test dans le puits rempli de boue.

B.B' : attente au fond (plus ou moins longue).

C : ancrage du packer. Patin en caoutchouc.

C.D : ouverture de la vanne (c) permettant à la couche de débiter à l'intérieur des tiges.

D.E : remontée de pression après une production faible.

E.F : ouverture du tester, le fond de puits est mis en communication avec l'intérieur des tiges.

F' : arrivée de tampons d'eau en surface.

F.G : la couche débite dans le puits.

G.H : on ferme le puits (remontée de pression).

H.I : la pression de la colonne de boue est à nouveau appliquée sur la couche par égalisation des pressions au-dessus et en dessous du packer qui est ensuite désancré.

CHAPITRE III: INTERPRÉTATION DES DONNEES DES ESSAIS DE PUIITS

I.J : remontée du train de test.

III-2-Notions de la zone compressible et du rayon d'investigation

III-2-1-Zone Compressible

Le débit qui existe à une distance r du puits à l'instant t peut être déterminé à partir de la loi de Darcy locale exprimé en écoulement radial circulaire.

$$q(r, t) = q_b e^{r^2/4k_t}$$

q : est le débit en tête de puits.

q_b : est le débit au fond du puits.

k_t : perméabilité en fonction du temps.

r : distance du puits.

La notion de la zone compressible permet de situer de manière pratique la zone du réservoir atteinte par la perturbation de débit.

La variation de la pression du puits traduit principalement les propriétés du réservoir dans la zone compressible.

III-2-2-Rayon d'Investigation

L'évolution de la pression du puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai.

Plusieurs définitions ont été données à la notion du rayon d'investigation, parmi lesquelles :

- Définition de Jones

Le rayon d'investigation est la limite du réservoir où l'évolution de la pression représente

1% de l'évolution observée au puits.

- Définition de Poettmann

Le rayon d'investigation est la limite du réservoir traversé par un débit égal à 1% du débit du puits.

- Définition de J. Lee et Muskat

Le rayon d'investigation est l'endroit du réservoir où l'évolution de la pression est la plus grande.

CHAPITRE III: INTERPRÉTATION DES DONNEES DES ESSAIS DE PUIITS

III-3-Effet de Capacité du puits

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit du puits à l'endroit de fermeture (généralement en tête de puits). Le débit de la formation par contre suit une évolution progressive dûe à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation au point de fermeture.

Cette période pendant laquelle le débit du fond évolue est appelée période d'effet de capacité de puits (*Well bore Storage effect*).

La capacité du puits est définie par :

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P}$$

ΔV : Variation du volume de fluide dans le puits, dans les conditions du puits.

ΔP : Variation de pression appliquée au puits.

La capacité de puits est homogène au produit d'un volume par une compressibilité.

III-4-Le Skin (surface limite entre le puits et la formation)

Par définition générale, le skin est le paramètre qui caractérise l'endommagement où le degré de stimulation de la formation selon que sa valeur soit positive ou négative.

Les abords du puits ont des caractéristiques différentes de celles du réservoir à cause des opérations de forage, de production et de traitement du puits. (BENCHEIKH A. 2014).

III-5-Interprétation du Diagramme de pression-temps pour puits HDZ-6

D'après le diagramme DST du puits HDZ-6 (figure 9), on remarque qu'il y a une augmentation de la courbe de pression (pression hydrostatique de la boue). Elle est dûe à la descente de train de DST jusqu'à l'arrêt final du train où la pression hydrostatique initiale est de 6600 psi, elle se stabilise pendant 20 heures, le temps de montage de l'équipement de surface.

On observe aussi :

Une légère augmentation de la pression dûe à l'ancrage du packer où on a une compression de la boue sous le packer.

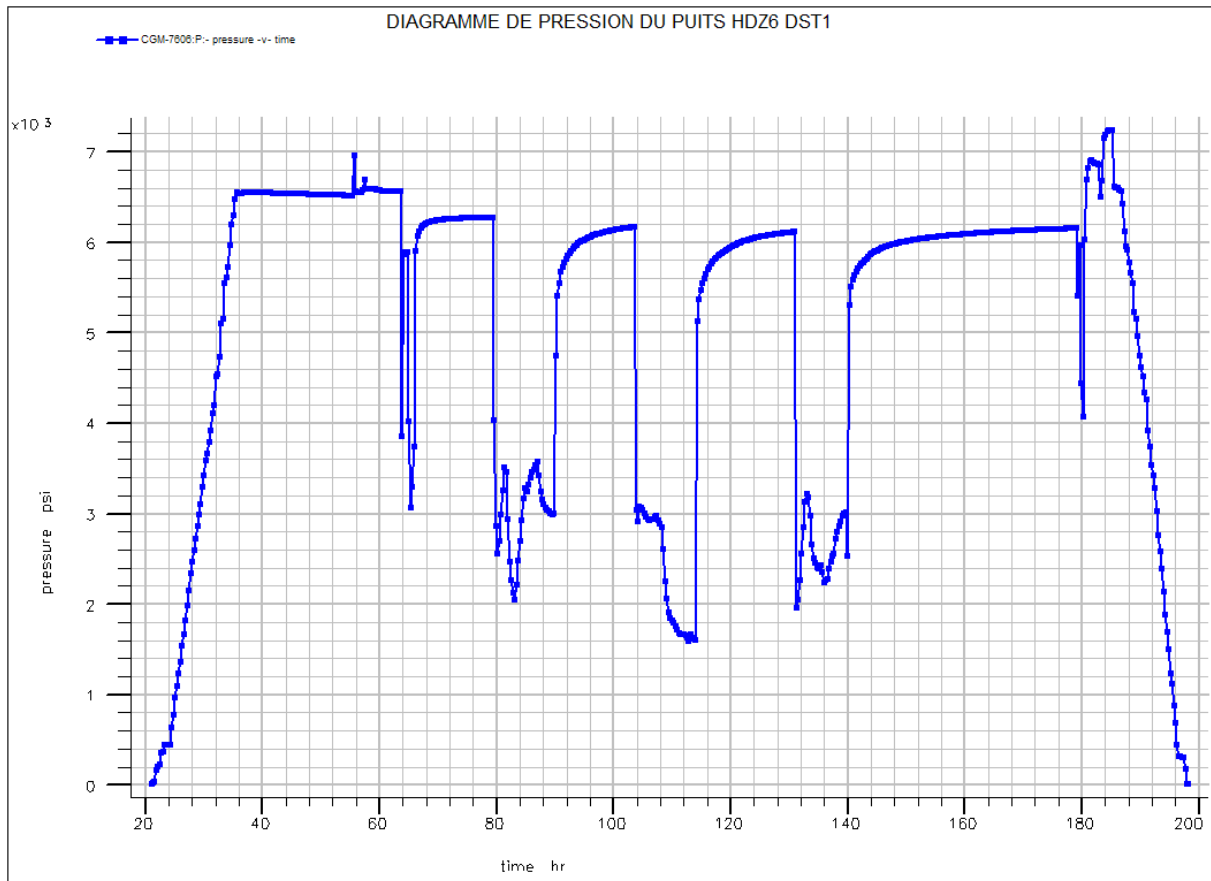


Figure 9 : Diagramme de pression –temps du puits HDZ6 DST1 (BENCHEIKH A. 2014).

Quelques instants après l’ancrage du packer, on a une chute de la pression, due à l’ouverture automatique de la vanne du testeur, le maintien de cette première ouverture dans l’intervalle de pression [3902-3922] psi, cette pression est appelé le Pré-débit.

Ensuite on assiste à la première remontée de pression après la fermeture de la vanne de fond, la pression vierge du réservoir est la valeur maximale de cette remontée (5900 psi).

Une chute de pression est remarquée due à l’ouverture de la vanne de fond pendant une heure et demie (une durée plus longue que celle de pré-débit) pour débiter le puits. La pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges. Après on observe une augmentation progressive et légère de la pression [3061-3520] psi, signe d’arrivée des fluides de formation dans le puits (1er débit).

Une deuxième remontée de la pression (6300 psi), due à la fermeture pour la deuxième fois de la vanne de fond pendant 12 heures, c’est le 1^{er} Build-up.

Une autre chute de pression due à l’ouverture de la vanne de fond pour débiter le puits pendant 50 heures une deuxième fois, la pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges. De pression 1600 psi remarquée, signalant le 2^{eme} débit du puits.

Une troisième remontée de la pression (6200 psi), due à la fermeture pour la troisième fois de la vanne de fond pendant 12 heures, c’est le 2^{eme} Build-up.

CHAPITRE III: INTERPRÉTATION DES DONNEES DES ESSAIS DE PUIITS

Une autre chute aussi de pression dûe à l'ouverture de la vanne de fond pour débiter le puits pendant 40 heures une troisième fois. La pression indiquée est celle du tampon de liquide dans les tiges. De pression 2200 psi remarquées, signalant le 3^{ème} débit du puits.

Le même processus pour la quatrième fois pour débiter le puits, la pression enregistrée est de 4100 psi. La remontée de la pression jusqu'à 7250 psi (pression hydrostatique finale), dûe à la fermeture de la vanne de fond et le désencrage de packer. Une chute de la pression, dûe au démontage d'équipements de surface et la remontée du train de DST.

III-6-Méthode de calcul choisie :

Au niveau de l'Exploration/Sonatrach, ils utilisent la méthode de Monte-Carlo (probabiliste) et la méthode de cartographie (déterministe).

La méthode de Monte-Carlo s'exprime par La formule suivante :

$$R = S \cdot H_u \cdot \emptyset \cdot S_{hc} / B_o$$

S : Superficie en m².

H_u :  paisseur utile en mètres.

  : Porosité utile en fraction d'unité.

S_{hc} : Saturation en hydrocarbures en fraction d'unité (S_{hc}= 1 - S_w)

B_o : Facteur volumétrique d'huile (oil) de compressibilité.

R : Réserves en place en m³

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale

L'évolution des paramètres de production a été faite par l'utilisation de test DST. Ce test est considéré comme une opération de pré-production qui nous confère des résultats sur la production des hydrocarbures des puits étudiés comme la pression de tête de puits, la pression hydrostatique de réservoir qu'on a obtenu à l'aide du diagramme de pression-temps, le débit des fluides (eau, huile, gaz) à l'aide de comptage déprimogène pour le gaz ou par Chambre de mesure pour le liquides et les caractéristiques des fluides (viscosité, densité, masse volumique) qui sont calculées à partir de l'échantillonnage à la surface.

BIBLIOGRAPHIE

Bibliographie

- BENCHEIKH A Z & BENBRAHIM H. 2014. Modélisation ET optimisation d'un système de production des nouveaux puits dans le gisement de Hassi Messouad à partir les essais de Drill Stem Test (DST).
- DAOUDI H & DJARI CH. 2013. Évaluation et détermination des paramètres de production par la nouvelle technologie VX.
- GASMI M & TOUAHRI R. 2012. Interprétation des Données des Essais de Puits (Test Build up).
- HAMZA M YOUCEF.2014. Techniques de caractérisation et d'évaluation d'un réservoir.
- KHELIFI A. 2014. Étude de fracturation en vue d'une optimisation de production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le champ du HassiTerfa (Algérie).
- MAGET PH. MAI 1984. Les tests (DST) en géothermie.
- REZZAG BARA CH& HADJADJ A. 2014. Caractérisation d'un réservoir compact en vue d'une optimisation de production –Cas du champ de HassiDzabat-Algérie.
- SCHLUMBERGER. 2007. WEC.
- SCORER J D T.1965. A Summary of Subsurface Pressures and Test Data Recorded in the Otway Basip with Some General Comments on Drillstem Testing Techniques.