

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

Zouaouid Imane, Saad Aitab

-THEME-

TESTE DE PUIITS PAR LA NOUVELLE TECHNOLOGIE SMARTE DST MUZIC.

Soutenue le : 25 /05 / 2017 devant la commission d'examen

Jury:

Président	M.A.DADA SAADA	Université Kasdi Merbah Ouargla
encadreur	M.B .ABID SAAD ISSA	Université Kasdi Merbah Ouargla
examineur	M.A .ARBAOUI ALI	Université Kasdi Merbah Ouargla

Année universitaire 2016/2017

Remerciement

En premier lieu, louange à notre DIEU le tout puissant de nous avoir aidé à achever ce modeste travail.

En arrivant à ce jour, nous remercions chaleureusement nos chers parents, et ceux dont nous ne pouvons jamais leur rendre ce qu'ils ont fait pour nous, ceux qui ont su nous conduire vers le bon chemin et la bonne éducation.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre promoteur Mr. Abidi Issa et les jury Mr. Dada Saada et Mr. Arbaoui Ali, les ingénieurs Mr. ALLALI ingénieur réservoir Sontrache, Rougui ingénieur intervention de puits, Mr. Kouadri chef du service Techniques puits HBK, qui nous ont orientés et soutenus durant l'élaboration de ce travail. Sans leur conviction et ténacité jamais ce dernier n'aurait abouti.

Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants de notre département M.r. Sid Rouhou, M.r. Lbtahi, qui nous ont aidés tout le long de notre cursus universitaire, ainsi tout nos amis.

Nos derniers remerciements, vont à Mr. Bouras Achour et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.



*Imane
&
Itab*

Dédicace

J'ai toujours pensé faire où offrir quelque chose à mes parents en signe de reconnaissance pour tout ce qu'ils ont consenti comme efforts, rien que pour me voir réussir, et voilà, l'occasion est venue.

A ceux qui m'ont donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A ceux qui sont la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

J'ai l'honneur de dédier ce modeste travail à :

À mes très chers grands-parents, à mes chers parents, à qui je souhaite une très longue vie, pleine de joie, de bonheur et de prospérité.

A Mes très chère tantes et mes oncles et toutes son familles.

A mes adorables frères et mes chères sœurs

A toutes mes grandes familles, zouaouid et koraichi.

A mon binome Saad Itab et toutes sa familles

A mes meilleurs amis : imane , hanane , wafa , hayate, ahilame, chafia et ceux que j'aime

A tous mes Amis(e) de l'université d'Ouargla.

Zouaouid Imane

DÉDICACE



*J'ai toujours pensé faire ou offrir quelque chose à mes parents et
voilà, l'occasion est venue*

Je dédie ce modeste travail

*A ma chère mère OUANNOUGHI FATIMA ZOHRRA et mon
cher père AMMAR ; et aussi ma chère grande mère Aicha ; à qui
je souhaite une très longue vie pleine de joie,*

*A mes sœurs et mes frères ; surtout mon petit frère Yacine, je
l'aime beaucoup ; Et toute ma famille.*

*A mon binôme; et ma seour Zouaouid Imane ,elle est plus chère
dans mon cœur et et toutes sa famille et son père spécialement*

A mes enseignants Mr Sidrohou & Mr Atlili Med Elhadi-

Université Ouargla

Tous mes chers (e) amis (e)

*A tous ceux qui mon aider de prés ou loin pour la réalisation de
ce Modest travail.*

Aitab

Liste des tableaux.

Tableau IV.1	Les informations sur le puits.....	37
Tableau IV.2	Information sur la boue.....	37
Tableau IV.3	Information opérationnelles.....	37
Tableau IV.4	Information sur équipements.....	37
Tableau IV.5	Données sur le test.....	38
Tableau IV.6	Les informations sur le puits.....	39
Tableau IV.7	Information sur la boue.....	39
Tableau IV.8	Information opérationnelles.....	39
Tableau IV.9	Information sur équipements.....	40
Tableau IV.10	Données de test	40
Tableau IV.11	Les informations sur le puits.....	41
Tableau IV.12	Information sur la boue.....	42
Tableau IV.13	Information opérationnelles.....	42
Tableau IV.14	Représente les zones testées.....	42
Tableau IV.15	Données de test.....	42

Liste des figures

Figure I.1. Le principe de L'essai de puits	2
Figure I.2. La distribution de pression en fonction du temps	5
Figure I.3. Écoulement radial circulaire; vue de face et de dessus	9
Figure I.4.Écoulement linéaire dans la fracture	9
Figure I.5. Écoulement sphérique	9
Figure II.1. Les types de test DST	15
Figure II.2. Les équipements d'un DST	15
Figure II.3. Les types de Packer (positieve, positest)	16
Figure II.4: a) safety joint; b) jar	17
Figure II.5. SHRV	18
Figure II.6. Tête de puits	19
Figure II.7. Choke manifold	20
Figure II.8. Le séparateur	21
Figure II.9. Les séquences d'un test DST	22
Figure III .1. Système d'isolation CERTIS	23
Figure III.2. Remote dual valve IRDV	24
Figure III. 3. Signatures quartz gauges	25
Figure III. 4. L'échantillonneur SCAR-Muzic	26
Figure III. 5. Réseau sans fil Muzic	27
Figure III.6.Un jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire	28
Figure IV.1. Interface de logiciel saphir	29
Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits RHAW-1...	30
Figure IV.3. Résultat de test (pression) VS temps du puits omp46	31
Figure IV.4. La courbe log-log de la pression et sa dérivée omp46	32
Figure IV.5. Les résultats obtenus par le logiciel Saphir	33

Liste des symboles

A	: Section de passage de fluide.
A_f	: Surface latérale de fracture.
B	: Facteur volumétrique du fond.
B_0	: Facteur volumétrique du fond de la phase huile.STB/bbl.
c	: Compressibilité Psi^{-1}
c_e	: Compressibilité équivalente.
c_f	: Compressibilité de formation.
c_g	: Compressibilité du gaz.
c_p	: Compressibilité des pores
c_t	: Compressibilité totale.
C	: Capacité du puits.
C_D	: Capacité de puits sans dimension.
C_{df}	: Capacité de puits sans dimension des fissures.
C_s	: Constant d'effet de capacité de puits (Wellbore storage).
C_{SD}	: Constant d'effet de capacité de puits adimensionnel (wellbore storage adimensionnel).
D	: Facteur de turbulence.
F_C	: La conductivité de la fracture.
h	: Épaisseur de la couche.
h_f	: Épaisseur de la fissure.
h_i	: Épaisseur de la couche i (le nombre de couche).
h_p	: Hauteur perforée.
IP	: Indice de productivité.
IP_{th}	: Indice de productivité théorique.
k	: Perméabilité.
k_h	: Perméabilité horizontale.
k_i	: Perméabilité de la couche i (le nombre de couche).
k_m	: Perméabilité de la matrice.
k_s	: Perméabilité sphérique.
k_v	: Perméabilité verticale.

- K : Diffusivité hydraulique.
 l_w : Côté blocs matriciels cubiques séparés par des fissures.
 M : Pente de la droite semi-log.
 $m(p)$: Fonction de pseudo pression du gaz ou real gas potentiel.
 $m(p)_d$: Fonction de la pseudo-pression adimensionnelle
 P : Pression.
 p' : Dérivée de la pression.
 \bar{p} : Pression moyenne.
 P_D : Pression sans dimension.
 P_g : Pression du gisement.
 p_i : Pression initiale.
 P_{i1} : Pression initiale de la couche IV-3.
 P_{i2} : Pression initiale de la couche IV-2.
 P_{ref} : Pression de référence.
 P_{sc} : Pression standard.
 P_{1hr} : Pression lue pour $\Delta t = 1h$ sur la droite semi-log.
 P_{wf} : Pression au fond d'un puits en débit.
 P_{ws} : Pression au fond d'un puits fermé.
 q_{sc} : Débit fond de gaz ramené dans des conditions standard.
 q_t : Débit total.
 Q : Débit mesuré aux conditions de surface, bbl/day.
 Q_g : Débit de gaz.
 r_m : Rayon du bloc matriciel en cylindres verticale .
 r_w : Rayon du puits.
 r_{wa} : Rayon apparent du puits
 S : Skin.
 \tilde{S} : Skin apparent.
 S_d : Coefficient du skin d'endommagement.
 S_p : Skin dû à la pénétration partielle.
 S_o : Saturation en huile.
 T : Temps.
 t_{df} : temps sans dimension correspondant au début de l'écoulement.

- t_D : temps sans dimension.
- t_p : Temps de production sans dimension ramené à l'aire de drainage.
- t_{ps} : Le pseudo-temps
- T : Température.
- T_g : Température du gisement.
- T_{sc} : Température standard.
- V : Volume.
- \vec{V} : vitesse apparente.
- V_{ref} : volume de référence a une pression de référence P_{ref}
- Δp : Différence de pression.
- $\Delta p'$: Différence de la dérivée de la pression.
- ΔP_s : Pertes de charge dus au skin.
- Δt : Intervalle de temps de fermeture.
- Δt_g : Temps équivalent d'Agarwal.
- X : distance dans la direction « x ».
- X_f : demi-longueurs de la fracture.
- Z : Facteur de compressibilité du gaz.
- \bar{Z} : Facteur de compressibilité du gaz à P_i
- α : Caractéristique géométrique du système matrice-fissure
- λ : Paramètre d'échange entre matrice et fissures ou entre deux couches en réservoir bicouche
- μ : Viscosité.
- $\bar{\mu}$: Viscosité à P_i
- $\bar{\mu}_g$: Viscosité de gaz à P_i
- η : Rendement du puits
- Ω : Rapport de capacité de la fracture sur la capacité totale du système
- \mathcal{P} : Masse volumique de fluide
- Θ : Angle entre deux failles sécantes, du puits dévié dans un réservoir
- \emptyset : Porosité

Liste d'annexe

- Annexe n°1** Exemple d'un train de test
- Annexe n°2** système sans fil Muzic
- Annexe n°3** déplacement d'onde acoustique
- Annexe n°4** Répéteur
- Annexe n°5** Comparaison des données en temps réel de signature
gauge avec les données de mémoire
- Annexe n°6** Obtention de données critiques en temps réel. Exemple
d'un puits au Brésil
- Annexe n°7** Prise de décision en temps réel (résultat d'un puits à
Copenhague, au Danemark)
- Annexe n°8** zone et localisation du puits MD367
- Annexe n°9** zone de pression moyenne du puits MD367
- Annexe n°10** la fiche technique du puits MD367
- Annexe n°11** zone et localisation du puits omp46
- Annexe n°12** zone de pression moyenne du puits omp46
- Annexe n°13** La fiche technique du puits omp46
- Annexe n°14** la fiche technique du puits omp46
- Annexe n°16**

Table des Matières

Liste des tableaux	
Liste des figures	
Liste des symboles	
Liste des annexes	
Introduction générale	1
Chapitre I : La théorie des essais de puits	2
Introduction	2
I.1. Principe l'essai de puits	2
I.2. Objective l'essai de puits	3
I.3. Types des essais de puits	3
I.4. Notions importantes	4
I.4.1. Notion de la zone compressible	4
I.4.2. Rayon d'investigation	4
I.4.3. Effet de capacité de puits (wellbore storage)	5
I.4.2. Notion de skin	6
I.4.5. Equations fondamentales	6
I.5.1. Les caractéristiques primaires de réservoirs	7
I.5.2. L'équation de diffusivité	10
I.5.2.a. Pour l'huile	10
I.5.2.b. Pour le gaz	13
I.5.3. Résolution de l'équation de diffusivité	12
Chapitre II: Drill stem test	14
I.1. Définition	14
II.2. Principe du DST	14
II.3. Les différents tests (DST)	15
II.4. Description du matériel utilisé pour le DST	15
II.4.1. Equipement de fond	15
II.4.2. Composition d'un train de test (de bas en haut)	16
II.4.3. Les différents types de vanne de fond	18
II.4.4. Les différents types de vanne de circulation	19
II.4.5. Les équipement de surface	19
II.4.6. Le tampon	21
II.5. Les séquences de déroulement	21
II.5.1. Les principales phases de l'opération	22
II.5.2. Le déroulement des opérations	22
II.6. Les problèmes peuvent être réalisés dans le test DST	23
Chapitre III: DST MUZIC	24
Introduction	24
III.1. Définition et objectifs	24
III.2. Outils activés par Muzic	25
III.2.1. Système d'isolement CERTIS	25
III.2.1.a. Encrage de packer	25
III.2.1.b. Récupération de packer	25
III.2.2. IRDV dual valve	26
III.2.3. Les guages	27
III.2.4. Les échantillonneurs SCAR-Muzic	30
III.3. Architecture de réseau Muzic	31
III.4. Problème de propagation	33

III.5.	Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire.....	33
III.5.1.	Cas de puits à l'Indonésie	33
III.6.	Avantage de système Muzic	34
III.7.	Limitation.....	35
Chapitre V :	Interprétation des données par logiciel saphir.....	36
IV.1.	Description de logiciel SAPHIR	36
IV.2.	Analyse des résultats du test de puits	36
IV.2.1.	Cas du puits RHAW-1.....	36
IV.2.1.1.	Résultats DST MUZIC sur RHAW-1.....	38
IV.2.1.2.	Procédure de test.....	38
IV.2.2.	Cas du puits MD367.....	39
IV.2.2.1.	Procédure de test.....	40
IV.2.2.2.	Résultats DST MUZIC N°1 sur MD367.....	41
IV.2.3.1	Cas du puits omp46.....	41
IV.2.3.2.	Données de test DST.....	42
IV.2.3.3.	Résultats DST N°1 sur omp46.....	43
IV.2.3.4.	les paramètres des la couche productrice omp46.....	44
Conclusion		et 46
Recommandation.....		
Annexe		
Bibliographie		

Introduction

A l'issue de forage d'un puits et au cours son exploitation (après un Work Over), L'ingénieur de production doit avoir des informations suffisantes sur le réservoir pour analyser convenablement la performance de puits et prévoir la future production sous divers modes de fonctionnement et optimiser la récupération des hydrocarbures. Alors on est obligé de comprendre autant que possible le réservoir et ces propriétés afin de l'exploiter avec un rendement maximum et une stratégie judicieuse.

Drill Stem Test (DST) est une technique qui nous donne une image sur le réservoir et le puits par la création d'une perturbation autour du puits (cycles d'ouverture et de fermeture) afin de déclencher les réponses nécessaires pour la modélisation mathématique de réservoir. Il nécessite un réservoir en état dynamique en utilisant une complétion provisoire pour contrôler l'éruption provoquée et acheminer l'effluent vers la surface pour enregistrer les débits obtenus et les pressions de fond correspondantes. Il est effectué avant la descente d'une complétion dans un puits récemment foré ou bien a subi une opération de work over.

Au cours des dernières années, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude et les coûts associés aux tests de puits, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits MUZIC « Multi Zone Inter Communication ».

L'acquisition des données de test de fond de puits a récemment été améliorée par le développement d'un système de télémétrie sans fil acoustique qui donne aux opérateurs un accès à ces données en temps réel.

L'objectif de cette thèse consiste à comparé les essais transitoires (build up) dans les DSTs conventionnel et DST MUZI ,a la afin on a interprété les résultats en utilisant logiciel Saphir.

Ceci a motivé l'organisation de notre mémoire en quater chapitres. Le premier chapitre présente la théorie des essais de puits (well test). Généralité sur le DST est abordée dans le chapitre II e, ensuite on explique dans le chapitre III le DST MUZIC. Dans le dernier chapitre, Analyse et Interprétation analytique des réponses où on a choisi trois puit.

Introduction

L'utilisation des tests de puits, c'est-à-dire l'évolution de la pression au niveau d'un puits dont le débit contrôlé, donne un moyen d'affiner notre connaissance sur le sous-sol sur une échelle plus grande et plus détaillée que celle relative à l'analyse des carottes en laboratoire, et qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production ; et des grandeurs dynamiques tels que La pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité etc.

L'analyse des données donne des informations sur le réservoir et sur le puits. Les résultats d'essais de puits, associés avec les études géologiques et géophysiques, servent à construire le modèle de réservoir, qui sera utilisé pour prédire le comportement du champ et la récupération, selon les conditions opérationnelles. La qualité de la communication entre le réservoir et le puits indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits.

I.1. Principe l'essai de puits

Le principe de base de l'essai de puits est de créer une perturbation (fermeture ; ouverture ; changement du débit) dans le système -réservoir + fluide- et enregistrer la réponse transitoire de pression. En général, les débits sont mesurés en surface alors que la pression est enregistrée au fond du puits. Puis, c'est l'interprétation qui fait l'identification du système de la manière suivante :

entrée(débit) × système(roche + fluide) = sortie(pression)

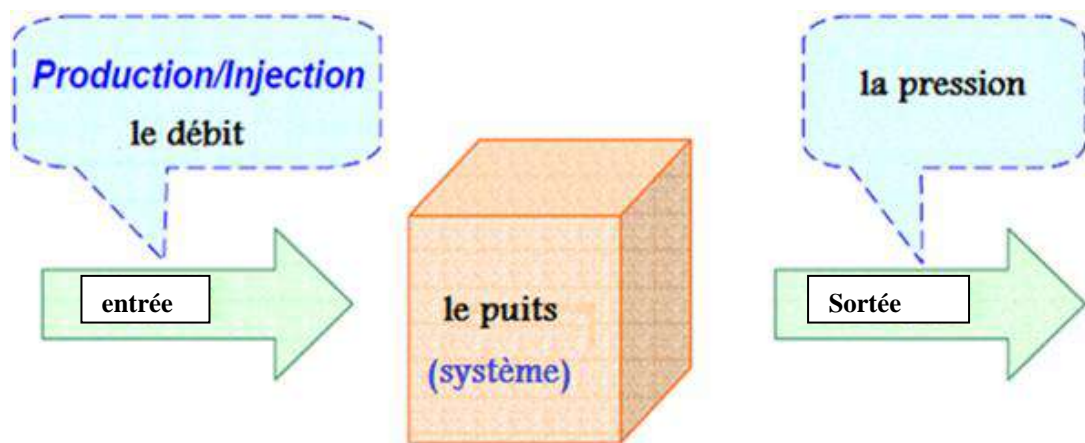


Figure I.1. Le principe des essais de puits.

I.2. Objectif l'essai de puits

Les techniques employées en cours de forage ne donnent que des informations limitées à un faible rayon au tour du puits, par contre, les essais de puits permettent d'étendre ce rayon d'investigation à une large zone et de fournir des informations sur la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité et la compressibilité de la roche magasin.

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur le puits et le réservoir pour estimer la rentabilité d'un gisement et de contrôler le coût de son exploitation ; parmi ces renseignements on distingue :

a) Reconnaissance des qualités pétrophysiques de réservoir comme la perméabilité lointaine, l'hétérogénéité, les limites de réservoir, ainsi que sur la porosité. A partir de ces paramètres, on peut localiser les couches productrices et d'établir des corrélations entre elles.

b) Evaluation de la productivité du puits :

Pour un puits à effluent liquide, les essais de puits servent à définir un indice de productivité, tandis que pour un puits à gaz, c'est de définir la courbe de débit potentiel.

On en déduit le meilleur taux d'exploitation (nombre de puits, déclenchement d'une stimulation si le puits est colmaté,...).

c) Contribution à la connaissance du mécanisme de drainage de gisement :

L'évolution des pressions moyennes dans l'aire de drainage du puits et les rapports (gaz/huile) GOR et (eau /huile) WOR permettent d'estimer les volumes de diverses phases en place et de prévoir leur variation globale, et aussi on peut déduire des prévisions de production.

d) Estimation des réserves à partir des renseignements fournis par les essais de puits pour évaluer le réservoir.

e) Prévisions des incidents éventuels de production à partir de l'identification des différents problèmes rencontrés pendant la production, soit au réservoir (venue de sable, tenue de terrains, envahissement par l'eau ou par le gaz ...etc.) ou au mouvement de l'effluent (dépôt de sel , les asphaltènes et les paraffines).

I.3. Types des essais de puits

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

- Selon la chronologie de test : On a les tests initiaux (drill stem test), tests potentiels, et tests périodiques.

- Selon le nombre de puits rentrant dans le test : On a les tests à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; et les tests à plusieurs puits (test d'interférence ; pulse test)
- Selon le type de puits : test des puits producteurs (build up ; drawdown) et des test des puits injecteurs (injectivity test ; falloff).
- Selon le mode de test :
 - En fermant le puits (build up ; falloff).
 - En ouvrant le puits (drawdown ; injectivity test).
 - En plusieurs fermetures et ouvertures successives (DST ; interference test ; pulse test).

I.4. Notions importantes

I.4.1. Notion de la zone compressible

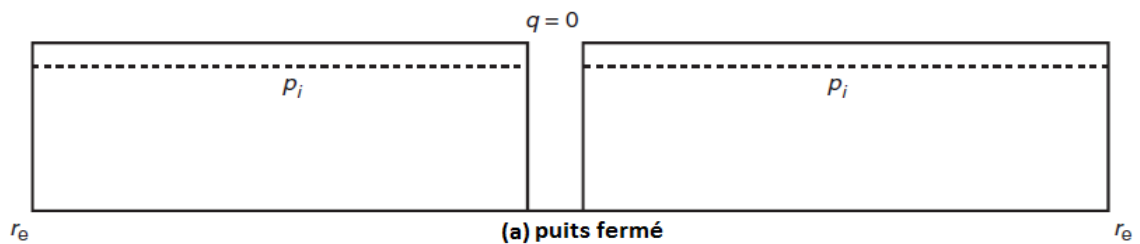
Le principe de well test est de créer une perturbation dans le puits, cette perturbation va se propager dans le réservoir jusqu'elle atteigne les limites de réservoir, on peut appeler la zone atteinte par la perturbation (pendant la propagation de perturbation) comme la zone compressible. Le débit qui existe à une distance r du puits à l'instant t peut être déterminé par l'équation suivante [1] :

$$q(r, t) = qe^{-\frac{r^2}{4kt}} \dots \dots \dots (I.1)$$

q : est le débit au fond de puits

I.4.2. Rayon d'investigation

On peut définir le rayon d'investigation comme la position de la zone de compression dans le réservoir ou bien la position atteinte par la perturbation. [2]



La pression (p_i) est uniforme dans tout le réservoir.

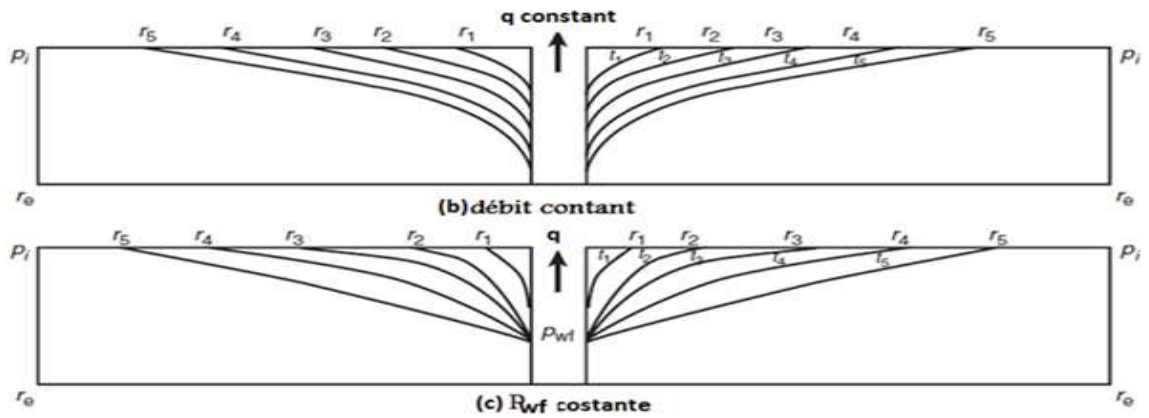


Figure I.2. La distribution de pression en fonction du temps. [2]

L'ouverture (soit à débit constant ou P_{wf} constante) provoque la perturbation dans le réservoir.

Figure I.3 (b) montre qu'au temps t_1 , la perturbation de pression s'est déplacée d'une distance r_1 dans le réservoir. On peut remarquer que le rayon de perturbation de pression augmente continuellement avec le temps. Il est également important de noter que tant que le rayon d'investigation n'a pas atteint la limite réservoir soit r_e , le réservoir sera agissant comme si il est infini. Pendant ce temps, nous disons que le réservoir est à action infinie [2].

Figure II.3 (c) illustre schématiquement la propagation de rayon d'investigation en fonction de temps, à l'instant t_4 , $r_{inv}=r_e$ c'est-à-dire que la perturbation a atteint la limite de réservoir. Cela provoque le changement de comportement de pression. [2]

$$\eta_i = 0.0324 \sqrt{\frac{k\tau}{\phi\mu c_t}} \dots\dots\dots (I.2)$$

I.4.3. Effet de capacité de puits (wellbore storage)

Un essai de puits commence par une variation brutale du débit de puits (soit de zéro à une valeur constante, ou l'inverse), cette variation est contrôlée en surface mais malheureusement n'est pas contrôlé au fond. Si le puits est fermé 'buildup' le débit au fond n'arrête pas et suit une évolution progressive grâce à la compressibilité de la colonne de fluide de la formation. Par contre, s'il est ouvert 'drawdown', au début, la production en surface est due à l'expansion de fluide comprimé dans le puits. [2,3]

L'effet de capacité de puits est exprimée par la constante « c » avec :

$$c = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \dots\dots\dots (I.3)$$

ΔV_{wb} : Changement du volume de fluide dans le puits.

L'effet de capacité de puits doit être tenu en compte dans l'interprétation des données des essais de puits, car il peut masquer une partie importante de la réponse normale du puits dans la première période de l'essai. [3]

a) Le temps de fin de l'effet de capacité de puits

Trois critères sont présentés dans la littérature pour estimer la fin de l'effet de capacité de puits.

1) Critère de Ramey

La loi de Ramey pour estimer la fin de l'effet de capacité du puits tient compte de l'endommagement du puits, elle est donnée sous la forme [3]

$$t = \frac{(200000 + 12000S) C}{kh/\mu} \dots\dots\dots (I.4)$$

2) Critère de Chen et Brigham

Cette loi est donnée sous la forme [3] :

$$t = \frac{1700 C e^{0.14S}}{kh/\mu} \dots\dots\dots (I.5)$$

3) Règle de pouce

Cette règle est utilisée pour l'utilisation des courbes type pour l'interprétation. Cette règle situe la fin de l'effet de capacité de puits à l'intersection de la courbe Log-Log de ΔP en fonction de dt et de la parallèle à la droite de pente 1 translatée de 1,5 cycle. [3]

I.4.4. Notion de skin

Le skin représente une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Le skin traduit la liaison entre le réservoir et le puits.

I.5. Equations fondamentales

La description quantitative d'un phénomène physique exige toujours la présence des formules et des équations. Ces formules nous aident à comprendre mieux le processus de ces phénomènes, mais elles se réfèrent toujours aux aspects les plus importants de processus, en se négligeant des autres pour faciliter la tâche. C'est ce qu'on appelle le modèle mathématique.

Dans notre cas on s'intéresse à l'étude de comportement des fluides qui traversent un milieu poreux (filtration des fluides), mais malheureusement L'écoulement dans des médias poreux est un phénomène très complexe et ne peuvent pas être décrits aussi explicitement que traversent des pipes ou des conduites.

Les formes mathématiques de ces rapports varieront selon les caractéristiques du réservoir.

I.5.1. Les caractéristiques primaires de réservoirs

Il existe plusieurs caractéristiques primaires de réservoirs qui influent sur les relations mathématiques qui décrivent l'écoulement des fluides dans le réservoir :

1) Type de fluides

Le coefficient de compressibilité thermique c'est un paramètre qui définit la nature de fluide dans le réservoir : [2]

- a) Fluide incompressible
- b) Fluide peu compressible
- c) Fluide compressible

En fonction volume :

$$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} \dots\dots\dots (I.6)$$

En fonction de la masse volumique :

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p} \dots\dots\dots (I.7)$$

- c : facteur de compressibilité isotherme, ρ : la Masse volumique de fluide
- V : volume de fluide, p : pression de fluide

a) Fluide incompressible

C'est un fluide qui ne subit aucun changement de volume en fonction de pression :

$$\frac{\partial V}{\partial p} = 0 \text{ ou bien } \frac{\partial \rho}{\partial p} = 0 \text{ [2]}$$

b) Fluide peu compressible

C'est un fluide qui subit des changements légers de volume ou de densité en fonction de pression, connaissant un volume de référence V_{ref} a une pression de référence P_{ref} le changement de volume en fonction de pression définit par l'intégral suivant [2] :

$$c \int_{p_{ref}}^p dp = \int_{V_{ref}}^V \frac{\partial V}{V} \text{ Après l'intégration } \exp[c(p_{ref} - p)] = \frac{V}{V_{ref}}$$

$$V = V_{ref} \exp[c(p_{ref} - p)] \dots\dots\dots (I.8)$$

Comme $c(p_{ref} - p)$ est très petit, $\exp[c(p_{ref} - p)]$ peut être remplacé par son approximation et l'équation (I.8) devient :

$$V = V_{ref} [1 + c(p_{ref} - p)] \dots\dots\dots (I.9)$$

c) Fluide compressible

C'est un fluide qui subit de changement de volume en fonction de pression [2]

$$c_g = \frac{1}{p} \frac{1}{Z} \left(\frac{\partial Z}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (I.10)$$

2) Les régimes d'écoulements

Il existe trois types de régime d'écoulements pour décrit l'écoulement de fluide dans réservoir et la distribution de pression en fonction de temps : [2]

- Régime d'écoulement permanent (steady state).
- Régime d'écoulement transitoire (transient state).
- Régime d'écoulement semi permanent (pseudo steady-state).

a) régime permanent (Steady state) : C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps est nulle en chaque point de réservoir $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = 0$ [2].

b) régime transitoire (Transient state) : C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps dans chaque point de réservoir n'est pas nulle ou constante, elle est fonction de temps et de position $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = f(x, t)$ [2].

c) régime semi permanent (Pseudo steady state): C'est un régime où la variation de pression par rapport au temps est constante. $\left(\frac{\partial p}{\partial t} \right)_i = c$ [2].

3) La géométrie de réservoir :

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques. La géométrie de l'écoulement réel peut être représentée par l'un des écoulements suivants :

a) Écoulement radial circulaire:

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial.

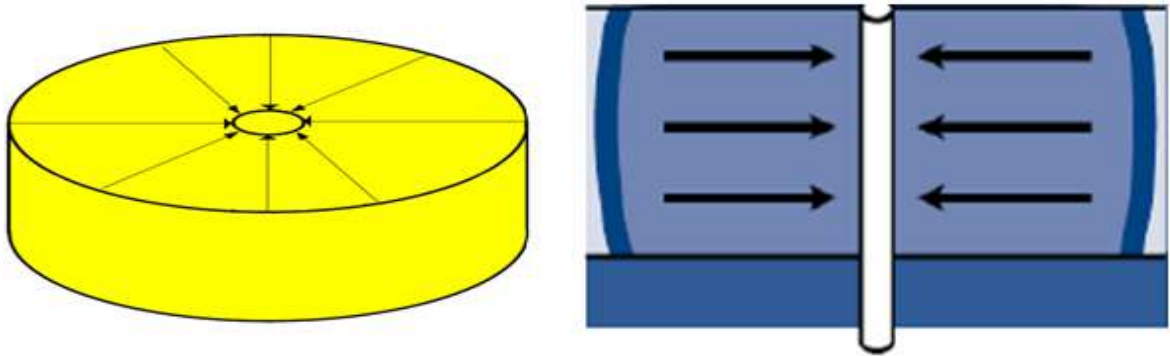


Figure I.3. Écoulement radial circulaire; vue de face et de dessus.

b) Écoulement linéaire

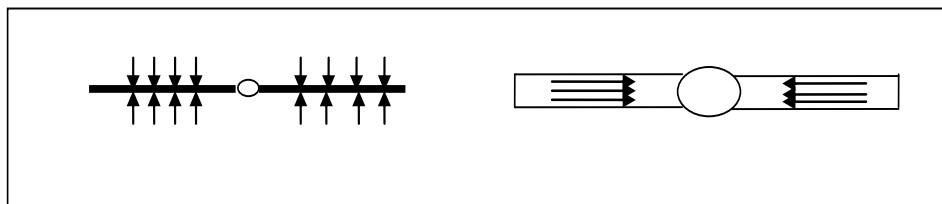


Figure I.4. Écoulement linéaire dans la fracture.

L'écoulement est constant, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle.

c) Écoulement Sphérique et hémisphérique

Selon le type de complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou hémisphérique, près du puits. Un puits équipé d'un intervalle perforé limitée pourrait produire un écoulement sphérique dans le voisinage des perforations comme illustré dans la figure II.8. Un puits qui pénètre partiellement la zone productrice, suivant les indications de cette figure a pu avoir comme conséquence l'écoulement hémisphérique (figure I.9). La condition a pu surgir là où le coning.

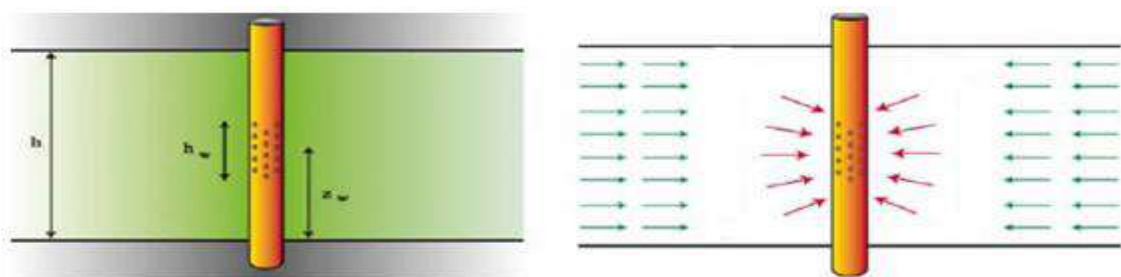


Figure I.5. Écoulement sphérique.

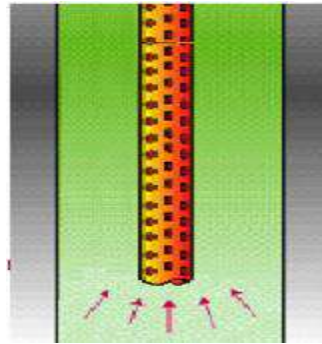


Figure I.6. Écoulement hémisphérique.

I.5.2. L'équation de diffusivité

Les modèles mathématiques de filtration sont généralement basées sur :

- La loi de Darcy.
- La loi de conservation de masse.
- L'équation d'état qui décrit les propriétés mécaniques des fluides.

I.5.2.a. pour l'huile

1. La loi de Darcy

Henry Darcy a prouvé son hypothèse en 1856 en utilisant les équipements illustrés par la figure II.10, il a effectué plusieurs expériences avec différents types de sable, l'écoulement à travers le filtre à sable est traduit par la formule suivante [1,2,3] :

$$v = \frac{q}{A} = \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial x} \dots \dots \dots (I.11)$$

Avec :

- V : vitesse apparente (cm/s).
- Q : débit volumétrique (cm³/s).
- A : section de passage de fluide (cm²).
- K : est la perméabilité, (md).
- P : pression, (atm).

La loi de Darcy ou la loi de filtration linéaire traduit la proportionnalité entre la vitesse de filtration et de gradient de pression, elle est utilisée pour décrire les écoulements dans les milieux poreux.

La loi de Darcy en écoulement radial circulaire s'exprime par :

$$v = \frac{q}{A} = \frac{2\pi r h}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \dots \dots \dots (I.12)$$

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- Écoulement à faible vitesse (laminaire).

- Écoulement permanent.
- Formation homogène.
- Pas de réaction entre fluide et formation.

2. Loi de conservation de masse

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées pendant l'intervalle de temps. Nous pouvons généraliser ce constat en le formulant comme suit : le débit massique dans un système doit être constant à toutes les sections transversales, en autant qu'il n'y ait pas de fuite, d'apport, de perte ou de stockage du fluide. Mathématiquement, on peut exprimer cette loi comme suit [1,2,3] :

$$\text{div}(\rho \vec{v}) + \frac{\partial(\rho \phi S_o)}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.13)$$

3. L'équation de diffusivité

Par la combinaison de: la loi de Darcy et conservation de masse (continuité) et l'utilisation de l'équation d'état et par la mise des hypothèses suivante :

- Compressibilité des fluides faible et constante.
- Un gradient de pression faible (réservoir à faible vitesse d'écoulement).
- Porosité et la compressibilité de roche sont constantes.
- L'écoulement est monophasique.

On obtient l'équation de diffusivité sous la forme suivante [3] :

$$\Delta P + C_e(\overline{\text{grad}P})^2 - \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.14)$$

Comme on a supposé que la gradient de pression est faible donc : $C_e(\overline{\text{grad}P})^2 = 0$

L'équation(5) devient [3]:

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \dots\dots\dots (I.15)$$

$K = \frac{k}{\phi c_t \mu}$: est appelé diffusivité hydraulique du milieu.

Dans le système de coordonnées cylindrique l'équation de diffusivité a la forme suivante :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.16)$$

En système d'unités de mesure pratiques l'équation devient :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{0.0002637 k} \frac{\partial P}{\partial t} \dots\dots\dots (I.17)$$

- L'équation de diffusivité décrit l'évolution de la pression dans le réservoir en fonction de temps (une fois dérivable par rapport au temps) et de l'espace (deux fois dérivable par rapport

l'espace), pour résoudre cette équation il faut faire appel aux conditions aux limites. ces conditions aux limites décrivent :

L'état des pressions au début de l'essai: à $t=0$, on suppose que la pression est uniforme dans tout le réservoir et égale à P_i (pression initiale uniforme).

- **Les limites du réservoir:** dans le réservoir où la filtration à lieu peut être limitée ou infinie. L'infinité est plutôt un terme mathématique qu'un terme réel, mais elle est très utile dans la résolution des équations complexes. Une limite (frontière) est dite ouverte si le fluide peut passer, et fermée s'il ne peut pas. , on peut avoir une condition de type de Dirichlet : limite de drainage du puits, et même pour une faille étanche ; ou bien de type Newman ($f(M_0) = f_0$) : une pression constante au contact d'un aquifère actif, près d'un puits injecteur ; ou bien une pression qui égale à la pression initiale à l'infinie.
- **L'état de puits :** on considère qu'aux parois de puits on a débits constant.

I.5.3. Résolution de l'équation de diffusivité

L'hypothèse la plus souvent faite est de supposer le réservoir homogène, isotrope, d'épaisseur constante et limité par des épontes imperméables. le puits traverse la couche sur toute son épaisseur et supposé au centre d'un réservoir cylindrique. La résolution de l'équation de diffusivité est obtenue avec les conditions aux limites :

- à $t=0$, $P=P_i$.
- à $r=\infty$, $P=P_i$.
- débit constant.
- rayon de puits est infinitésimal.

On obtient :

$$P_i - P(r,t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \cdot E_i \left[\frac{-r^2}{4Kt} \right] \dots\dots\dots (I.18)$$

Où $E_i(x)$ est la fonction exponentielle intégrale définie par :

$$-E_i(x) = \int_x^{+\infty} \frac{e^{-u}}{u} du \dots\dots\dots (I.19)$$

Comme l'évolution de pression est mesurée au niveau de puits de rayon r_w , l'équation (II.18) devient :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \cdot E_i \left[\frac{-r_w^2}{4Kt} \right] \dots\dots\dots (I.20)$$

- Lorsque $x < 0.01$ alors $E_i(x) = \ln(1.781x)$ avec une erreur de moins que 0.25%.
- Lorsque $0.01 < x < 10.9$ on doit utiliser les valeurs tabléées de $E_i(x)$.
- Lorsque $x > 10.9$, donc $E_i(x)$ peut être considérée égale zéro.

Dans notre cas $x < 0.01$, la fonction $Ei(x)$ peut être remplacée par son approximation logarithmique :

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} \left(Ln \frac{Kt}{r_w^2} + 0.81 \right) \dots \dots \dots (I.21)$$

En unités pratique U.S et en tenons compte de l'endommagement du puits l'équation (12) s'écrit sous forme [1,2,3]:

$$P_i - P_{wf}(t) = -\frac{162.6qB\mu}{kh} \left(\log t + \log \frac{K}{\phi\mu C_t r_w^2} - 3.23 + 0.875 \right) \dots \dots \dots (I.22)$$

Cette équation est la plus utilisée dans le domaine d'interprétation des essais de puits.

I.5.2.b. pour le gaz

L'équation a été établie pour un puits à huile en faisant plusieurs hypothèses qui sont le plus souvent inacceptables pour dans un puits à gaz.

Dans un puits à gaz la viscosité et la compressibilité varient avec la pression.

$$C_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_t \dots \dots \dots (I.23)$$

Par la combinaison de l'équation d'état d'un gaz et la loi de Darcy, on obtient l'équation de diffusivité pour un gaz :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{p}{\mu z} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi\mu C_t}{k} \frac{p}{\mu z} \left(\frac{\partial p}{\partial t} \right) \dots \dots \dots (I.24)$$

1. La pseudo-pression

La pseudo-pression $m(p)$, aussi appelée « real gas potentiel » est définie par[1,2,3]:

$$m(p) = 2 \int_{p_{ref}}^p \frac{p}{\mu z} dp \dots \dots \dots (I.25)$$

L'équation de diffusivité devient :

$$\Delta m(p) - \frac{1}{K} \frac{\partial m(p)}{\partial t} = 0 \dots \dots \dots (I.26)$$

Introduction

Le test en cours de forage (DST) est la seule opération qui permet de connaître avec assez de précision le débit potentiel des couches traversées et leur pression. C'est aussi la méthode la Plus sûre pour déterminer la nature des fluides contenue. Il constitue donc le complément Indispensable aux diagraphies électriques et au carottage mécanique. C'est l'essai direct de la formation et c'est la méthode exacte de récupération des données de celle-ci (Pression de gisement et température). [6]

Le principe d'essais de puits dont le DST consiste à enregistrer la pression dans le puits, au niveau du réservoir, après une variation du débit qui provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir, soit au début (fin de forage) ou durant l'exploitation (après un Work Over). Grâce à cette opération, on peut déterminer les paramètres du gisement (Perméabilité, skin, R_i , ϕ etc.).

II.1. Définition

Les tests en cours de forage (Drill Stem test) sont des mises en production provisoires sans modifier l'équipement du puits en d'autre terme c'est une éruption contrôlée par une complé-tion temporaire du puits permettant de recueillir des échantillons des fluides contenus dans les roches [7], et de compléter la connaissance du gisement en déterminant :

- Nature et caractéristique des fluides.
- Pression et température du gisement.
- Caractéristiques de la roche réservoir.
- Le skin et les problèmes futurs de production.
- Le potentiel de puits.

Tous ces renseignements nous permettrons de décider le choix de la complé-tion à installer qui, assure l'acheminement des hydrocarbures dès le réservoir jusqu'à la surface avec un mi-nimum de problèmes.

II.2. Principe du DST

Les fluides contenus dans les formations étant maintenus normalement pendant le forage par la pression exercée sur les couches par la colonne de la boue de forage, la réalisation d'un DST impose [7]:

- La diminution de la pression exercée par la colonne de boue sur la couche à tester jus-qu'à celle des fluides contenus dans la couche permettant ainsi un écoulement vers la surface.

- La canalisation de ces fluides jusqu'en surface sans risque de pollution ou d'éruption.
- La possibilité d'arrêter momentanément le débit des fluides sans utiliser la pression hydrostatique de la boue.
- Enregistrement en fond de puits la pression, la température et leurs variations tous le long du test.

II.3. Les différents tests (DST)

Il existe les tests pour les puits à découverts (Open hole) et pour les puits tubés (Casing). On fait les tests dans les puits verticaux ou dirigés ; soit qu'il est forage ou work over. [6]

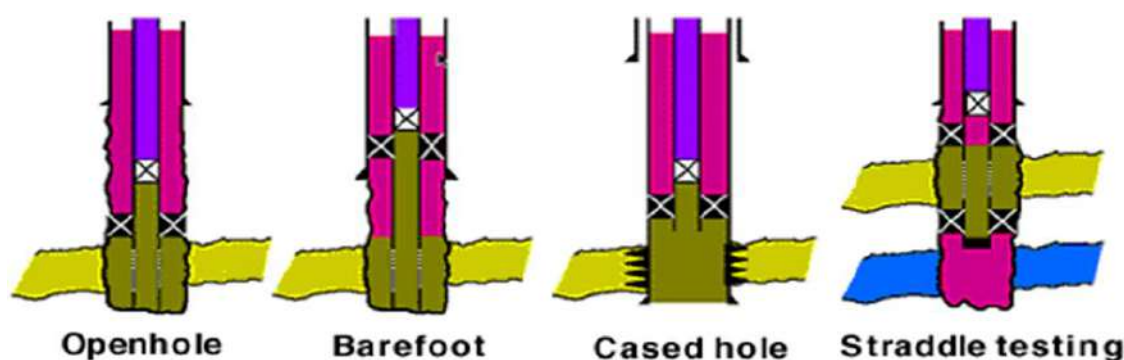


Figure II.1. Les types de test DST.

II.4. Description du matériel utilisé pour le DST

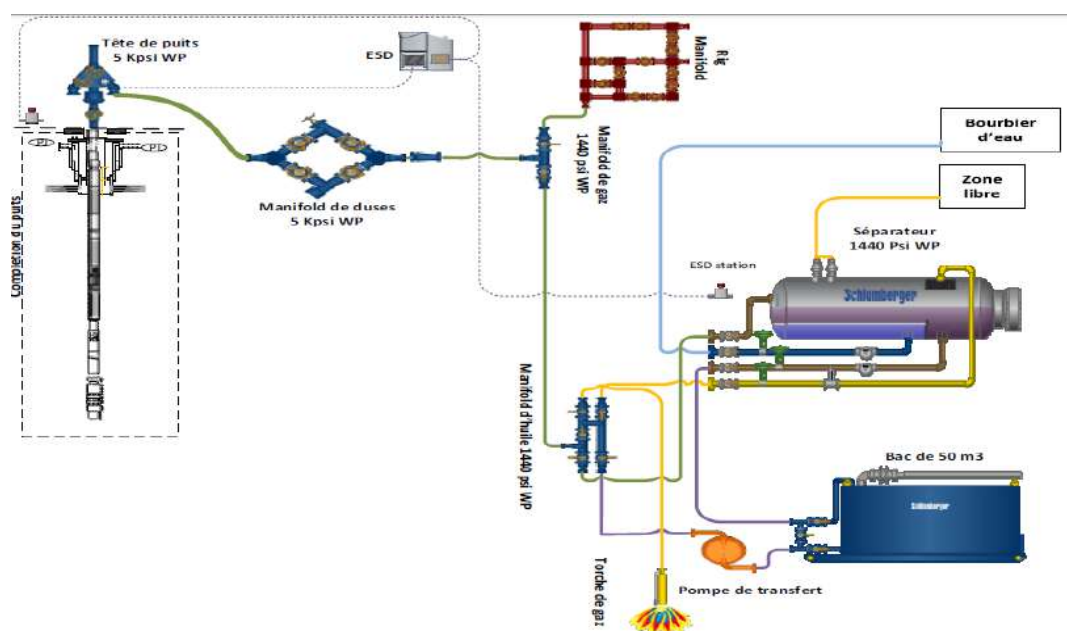


Figure II.2. Les équipements d'un DST.

II.4.1. Équipement de fond

Tous les trains de test possèdent une vanne de fond ; qui s'ouvre et se ferme pour effectuer les différentes étapes de l'opération (avoir des ouvertures « Débit » et des fermetures « Build-up »). La différence entre ces trains de test est dû à leurs principes de fonctionnement et leurs

fabriquant. Selon le principe de fonctionnement pour ouvrir/fermer la vanne de fond, on distingue :

- Il y'a un train de test qui travail par rotation (Conventionnel).
- Il y'a un train de test qui travail par translation (MFE, FBSV).
- Et il y'a un autre qui travail par pression annulaire (PCT, IRDV).

II.4.2. Composition d'un train de test (de bas en haut) [6]

- **le sabot** : situé tout en bas de la garniture de test, peut contenir 1 ou 2 enregistreurs.
- **Le packer** : C'est pour isoler la pression hydrostatique de la boue. Il comporte une garniture, qui se comprime au cours de l'ancrage et un by-pass pour l'égalisation de pression avant le desancrage de packer. Il existe quatre types de packer :
 - 1) **Packer positest (PSPK)**: avec un seul chien, utilisé pour des tests normaux.
 - 2) **Packer positrieve (PIPK)**: avec double chiens, utilisé dans des tests dont on est obligé d'acidifier de stimuler et exercer un minifrac.
 - 3) **Packer FlexPac**: pour les conditions sévères (HTHP).
 - 4) **Packer FlexPac Hold-Down**.

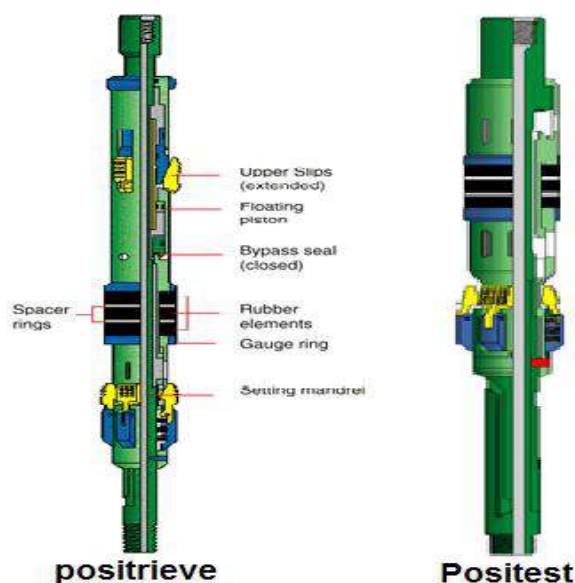


Figure II.3. Les types de Packer (positrieve, positest). [6]

Tous les packers casing portent des chiens, qui lui permettent 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 de caoutchouc se gonflent en provoquant une étanchéité. Tous ces packers s'ancrent par un quart de tour à droite en surface.

Nombre de tours : En surface les packers casing s'ancrent par $\frac{1}{4}$ de tour.

A 1000 m, $\frac{1}{4}$ de tour = 1 tour.

Exemple : Pour ancrer à 1000 m ; on doit faire 1 tour + ¼ de tour.

Poids d'ancrage : (1 tonne à 1,5 tonnes) X diamètre du casing.

- **Le safety joint :** En cas de coincement ou dévissage à se niveau pour remonter le train de test et descendre avec une coulisse de forage pour le battage pour essayer de récupérer le packer et dans le cas contraire on refore le packer.
- **La JAR (coulisse) :** Pour faire un petit battage en cas de coincement tout en évitant d'endommager les enregistreurs de fond.

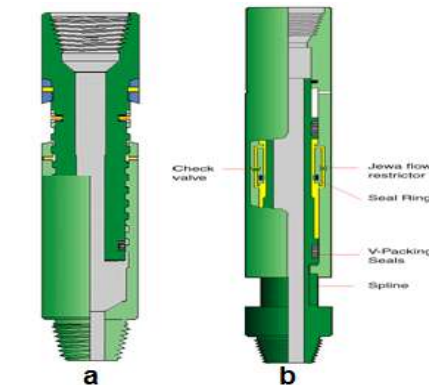


Figure II.4: a) safety joint; b) jar. [6]

- **Le gauge carrier :** les informations les plus attendus au cours d'un DST sont les enregistrements des pressions. Ils sont indispensables pour interpréter les résultats du test. Par sécurité on ajoutera donc un deuxième enregistreur qui pourra également permettre par sa position différente d'expliquer certaines anomalies. Le Porte enregistreurs c'est un Foureau qui porte les enregistreurs (Amérada) .Il faut toujours le mettre au dessus du packer, car en cas de coincement avec le packer on dévisse au niveau du safety joint et on remonte le train de test.
- **La vanne de fond :** il permet des cycles d'ouverture et de fermeture de la garniture au fond du trou de manière à entraîner des périodes de débit et de Buildup de l'effluent contenu dans la couche. On descend la vanne toujours fermée. Il existe plusieurs types de vannes de fond.
- **Vanne de circulation :** Sert à circuler la boue et dégager l'intérieur des tiges qui est sous pression le déplacer sur torche et le remplacer par la boue pour remonter le train de test en sécurité. Il existe plusieurs types de vannes de circulation.
- **SHRV (Single shot Hydrostatic Reversing):** C'est un raccord de circulation inverse. Il est actionné par un disque de rupture. Ce dernier est calculé en fonction de la pression hydrostatique à la cote de cette pièce.

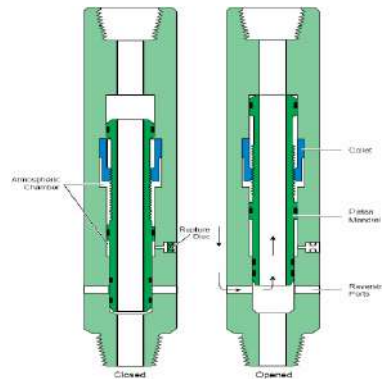


Figure II.5. SHR. [6]

- **Le slip joint :** (Un joint qui dort) Amortisseur - coulisse. Le slip joint on le place toujours au dessus des masses tiges (Drill Collar) car les masses tiges servent maintenir le packer ancré par leur poids. Lors du démarrage du puits la température augmente les tiges s'élongent et pour éviter de tirer sur le packer lors des elongations des tiges c'est le slip joint qui est doté coulisse de 1,50 m qui amortit cette elongation des tiges.

Exemple d'un train de test (voir annexe n°1)

II.4.3. Les différents types de vanne de fond [8]

- 1) **Le PCT (Pressure Contrôle Tester) :** c'est une vanne hydraulique. Cet outil est doté d'un (HRT ou PORT). Hydrostatique référence tool sert à lire la pression hydrostatique de boue.
- 2) **IRDV (Intelligent Remonte Dual Valve) :** C'est un outil intelligent à double vanne.
- 3) **FBSV (Full Bore Safety Valve) :** C'est une vanne de sécurité plein passage diamètre intérieur 2"1/4 plusieurs ouvertures et fermetures. C'est une vanne mécanique qui s'ouvre par système de translation. Quand on tire un certain poids exercé par les masses tiges, la vanne s'ouvre et pour la fermer il suffit de poser le même poids. Il faut toujours noter le poids pour pouvoir assurer le bon fonctionnement.
- 4) **MFE (Multi Flow Elevator) :** C'est une vanne de fond mécanique qui s'ouvre par système de translation à passage restreint 5/8", plusieurs ouvertures et fermetures.
- 5) **DICPV :** Vanne mécanique qui s'ouvre par rotation à passage restreint 5/8", limité en ouvertures et fermetures (deux ouvertures, deux fermetures).
- 6) **LPN: Low Pressure Nitrogène (HALLIBURTON):** C'est une vanne qui a le même principe de fonctionnement de PCT. C'est une vanne hydraulique à plusieurs ouvertures et fermetures dotée d'une chambre d'azote pour compresser la pression hydraulique de boue c'est à dire on monte en pression de 1500 psi dans l'annulaire on comprime la chambre d'azote, la vanne s'ouvre, on purge les 1500 psi l'azote se décomprime et retourne à sa position initiale, la vanne se ferme.

7) **STV** : Sélect Tester Valve avec HOOP (vanne hydraulique) : Le principe de fonctionnement est identique à la LPRN mais la sélect valve (STV) est dotée du système HOOP (Hold Open), garder la vanne ouverte.

II.4.4. Les différents types de vanne de circulation [8]

Pour mesures de sécurité il faut toujours descendre deux vannes de circulation dans un train de test à différent fonctionnement. , Il y a des vannes à goupilles et des vannes à pastilles.

A) Les vannes à goupilles

Tel que la vanne de circulation mécanique (Break Off Plug), C'est une vanne à goupilles qui s'ouvre en lançant une barre de la surface, percute la goupille et crée a Un passage entre l'intérieur des tiges et l'espace annulaire, cette vanne est utilisée dans les trains conventionnels tel que la **MFE**, **DICPV** à passage restreint.

B) Les vannes à pastilles

Les nouveaux trains de test Full Bore plein passage (**LPRN**, **STU**, **PCT**, **IRDV**, **FBSV**).C'est vannes s'ouvrent en exerçant une pression dans l'annulaire minimum de 2300 psi.

II.4.5. Les équipement de surface [6]

L'équipement de surface doit permettre :

- a)- de supporter les pressions en tête.
- b)-de créer des contre pressions pour modifier la pression de fond en cours de débit, par utilisation de duse.
- c)- de récupérer des échantillons.
- d)- de mesurer le débit d'air contenu dans la garniture au début de test et pousser par le débit de l'effluent au fond du trou.
- e)- séparer l'effluent s'il arrive en surface pour compter séparément l'huile, le gaz et l'eau.
- f)- de stocker ou brûler l'effluent.

II.4.6.a. Tête de puits

Consiste en un ensemble de quatre vannes:

- Master valve : Pour la fermeture totale de L'intérieur des tiges.
- Kill line valve : C'est une vanne manuelle, durant toute l'opération de test reste fermée. Elle s'ouvre que pendant les tests des équipements de surface et pour circuler à travers l'intérieur des tiges.

- Swabe valve : C'est une vanne de curage. Elle s'ouvre pour laisser le passage d'un outil spécial.
- Flow line valve : elle permet au fluide de puits de s'écouler.

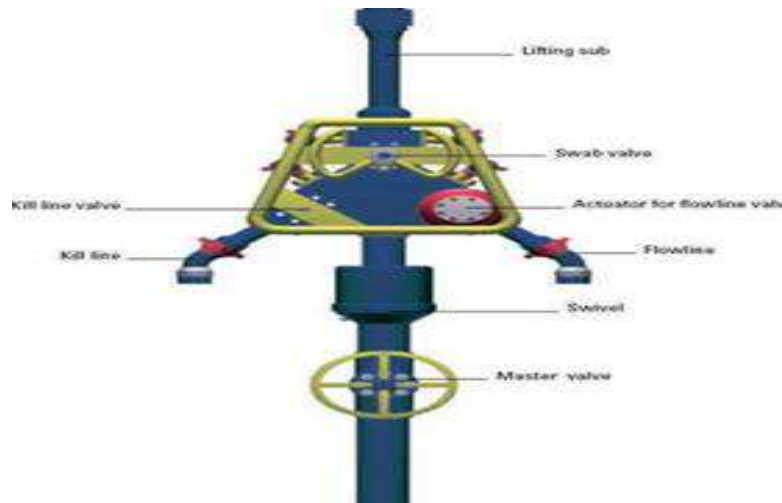


Figure II.6. Tête de puits. [6]

Ses fonctions principales sont :

- Contrôler la pression.
- Supporter le poids de train de test.
- Permettre- le mouvement de rotation du train de test.
- Permettre l'écoulement hors du puits à travers un limiteur de débit.
- Permettre de pomper du fluide dans le puits à travers une vanne de mise à mort.
- Permettre aux outils d'être introduit dans le puits par une vanne-tige ou d'une couronne.

II.4.6.b. Choke manifold

Un choke manifold est utilisé pour un bon nombre de raisons; il contrôle principalement le débit. Il consiste en un lot de vannes et de connexions disposées de telle sorte que l'écoulement peut être dirigé dans une ou deux directions à travers un ou deux portes-duses. Chaque porte duse peut recevoir divers types de duses (fixes, ajustable).

Le choke manifold est également équipé de plusieurs prises de pression et de température pour l'enregistrement de P et T en amont et en aval.

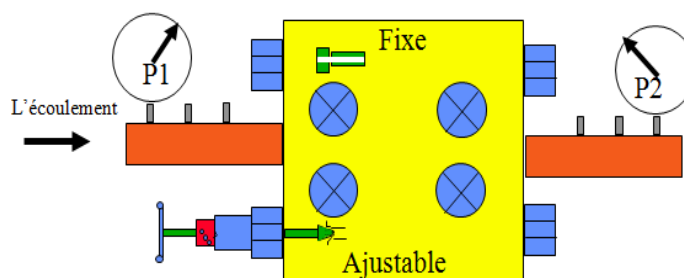


Figure II.7. Choke manifold.

II.4.6.c. 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 nous permettre de prendre des échantillons.



Figure II.8. Le séparateur. [6]

II.4.6.d. Système de fermeture d'urgence ESD

Le système ESD contrôle les vérins de commande de la vanne de la tête de puits.

II.4.7. Le tampon [6]

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

- 1) Pour réduire la pression différentielle entre les deux faces du packer.
- 2) D'amortir la pression de fond.
- 3) D'amortir les coups de bélier (Qui peut provoquer un dégât en surface).
- 4) Pour éviter l'écrasement de la garniture.

Le tampon c'est un bouchon ralentisseur de démarrage du puits. Il est choisi en fonction de pression du gisement.

Observation

- Pour les puits secs ou très faible pression ; tampon=remplissage du BHA.
- Pour les puits pression moyenne ; Tampon=1/4 pression du gisement.
- Pour les puits pression fort ; Tampon= 2/3 pression du gisement.

II.5. les séquences de déroulement [6]

II.5.1. Les principales phases de l'opération

- Préparation du trou.
- Préparation du matériel.
- Descente des outils de fond.
- Opération de test proprement dite avec ouverture et fermeture de la vanne de fond.
- Remontée des outils de fond.
- Exploitation des données, résultats, interprétation.

II.5.2. Le déroulement des opérations

- Un démarrage du puits sera volontairement provoqué afin de noter quelques paramètres qui seront très utiles pour la complétion du puits.

Ancrage packer : Descendre le train de test et ancrage packer à la cote désirée. (La manœuvre de descente est souhaitée pour la nuit car la suite des opérations doit se faire à la lumière du jour).

Prédébit : Ouverture du puits pendant 5 minutes et noter ce qui se passe en surface au niveau du manifold. (Souffle fort ou faible) ou (Sortie boue) ou (il ne se passe rien – aucun signal).

Pression vierge : Le puits sera fermé pendant une heure pour l'enregistrement d'une première remontée de pression.

Débit : Ouverture puits sur torche en passant toujours par le manifold de test. Si le puits est éruptif, il va dégager de la boue et éventuellement de l'eau, ensuite du brut contaminé par la boue, puis du brut gazé. Une fois la pression est stabilisée, faire passer le débit sur séparateur. A partir de ce moment, le superviseur de l'opération note et transmet à sa hiérarchie les divers paramètres enregistrés en surface (\emptyset duse - Pression en tête – Débits -Température – Les temps).

Fermeture (Build up): A la tombée de la nuit (avant le crépuscule), Fermer le puits durant toute la nuit pour enregistrement de la remontée de pression par les enregistreurs de fond. Suivant le programme le DST peut durer 24 - 48 ou 72 heures.

Circulation inverse : Au lendemain à la lumière du jour, faire un cycle de circulation en inverse (01h30 à 02h00 de temps).

Désancrage packer et avant de remonter le train de test, surveiller le niveau du puits. Si le niveau est bas, continuer la circulation en direct jusqu'à stabilisation du puits.

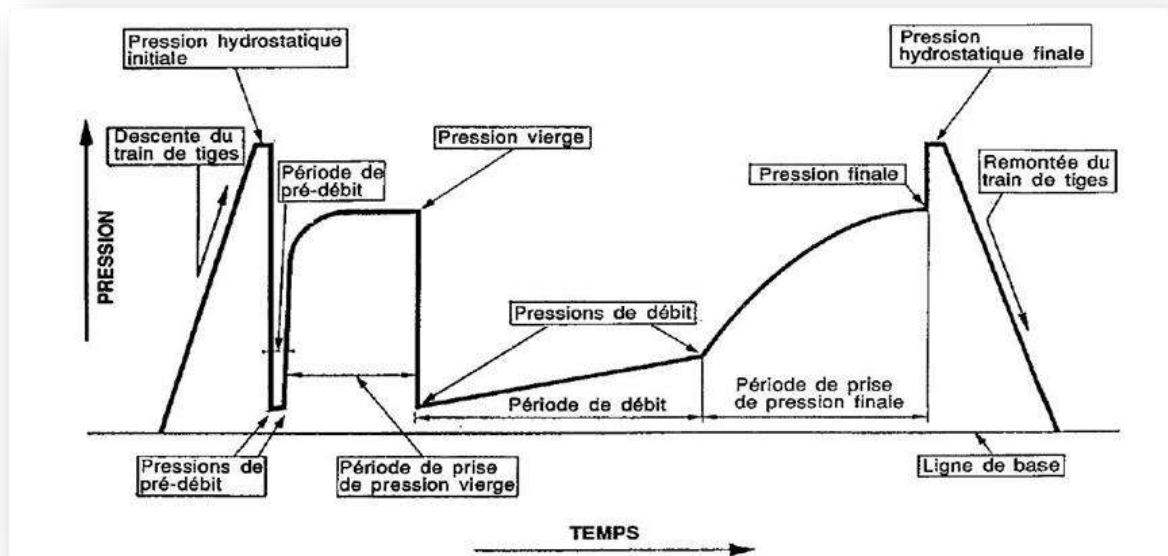


Figure II.9. Les séquences d'un test DST. [7]

II.6. Les problèmes peuvent être réalisés dans le test DST

- Risque de coincement important.
- Les problèmes de l'ouverture et la fermeture de vanne de fond.
- Le problème de l'ouverture de vanne de circulation et le risque de bouchage pendant les circulations.
- Le Problème dans l'ancrage de packer; et fuite dans le packer.

Introduction

La durée, le temps de production et le débit, le DST fournissent une investigation de réservoir plus profonde que d'autres techniques d'évaluation des réservoirs. En conséquence, les tests de puits fournissent la majorité des informations que les ingénieurs doivent concevoir pour désigner la complétion de puits et faciliter la production.

Bien que plus efficace, fiable et robuste, les composants principaux des assemblages DST aujourd'hui sont semblables à ceux déployés par les Johnston Formation Testing Company dans les années 1930. Ces composants se composent principalement de quatre types de périphériques[14]:

- Packers pour fournir un isolement des zones.
- Vannes de fond pour contrôler le débit de fluide.
- Enregistreurs de pression pour faciliter l'analyse.
- Dispositifs pour capturer des échantillons représentatifs.

Au cours des dernières années, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude et les coûts associés aux tests de puits, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits « Quartet ».

L'acquisition des données de test de fond de puits a récemment été améliorée par le développement d'un système de télémétrie sans fil acoustique qui donne aux opérateurs un accès à ces données en temps réel.

III.1. Définition et objectifs

MUZIC c'est l'abréviation de « **M**ulti **Z**one **I**nter **C**ommunication » c'est un système sans fil conçu pour être intégré dans le train DST Quartet. Le système s'interface avec le système de test de réservoir Quartet pour faciliter les opérations de test de puits, dans lesquelles l'opérateur a un accès direct aux données de fond de puits en temps réel, et il peut aussi contrôler les outils de fond par des commandes sans fil. La distribution de système de télémétrie numérique sans fil utilise une onde acoustique générée dans le train de test pour transmettre des informations.

Le système comprend le système d'isolement de réservoir de haute intégrité CERTIS, la vanne de fond intelligente IRDV, les gauges Signature de quartz et l'outil d'échantillonnage de réservoir indépendant « SCAR ».

L'outil de test Quartet permet aux opérateurs d'effectuer les quatre fonctions essentielles d'un

assemblage DST - isoler, contrôler, mesurer et échantillonner en une seule fois[14].

III.2. Outils activés par Muzic

III.2.1. Système d'isolement CERTIS

Le système d'isolement CERTIS offre une isolation de zone productrice avec récupération facile. Il comprend un joint d'étanchéité flottant (packer) pour compenser le mouvement de tubing pendant le test du puits, et élimine le besoin de slip joints et les drills collar et peut réduire de manière significative le nombre d'outils dans le train DST, ce qui rend les opérations plus sécurisées et minimise le temps d'entraînement. Le système permet de positionner les jauges au-dessous de packer dans le train de test. En cas de DST TCP, Les charges de perforation peuvent être suspendues au-dessous du corps de packer.(figure III.1).

Le packer utilisé dans DST MUZIC est un packer hydraulique récupérable, son principe de fonctionnement comme suit :

III.2.1.a. Encrage de packer

Lorsque le système CERTIS atteint la profondeur ciblée dans le puits, une pression annulaire est appliquée pour activer le mécanisme d'ancrage hydraulique. Aucune manipulation de train de test n'est requise pour l'ancrage. L'ancrage des chiens bidirectionnels, le bypass se ferme et le joint d'étanchéité s'allume lorsque la pression hydraulique est appliquée.

III.2.1.b. Récupération de packer

Une fois que le système d'isolement s'établit et que la string est relâchée du corps de packer, les joints sont libres de se déplacer, fonctionnant comme un packer de production avec un joint d'étanchéité flottant. Au fin du test, une traction droite déplace les chiens vers une position décontractée dans le corps de packer et libère le packer. La poursuite de la traction réouvre le bypass de packer, en éliminant le swabbing (pistonage) en sortant du puits.

En résumé le système CERTIS assure :

- Isolation de la zone productrice.
- Ancrage hydraulique rapide et fiable.
- Aucune manipulation sur le train requise pour le configurer.
- Conception de train DST simplifiée et plus courte.
- Récupération facile.

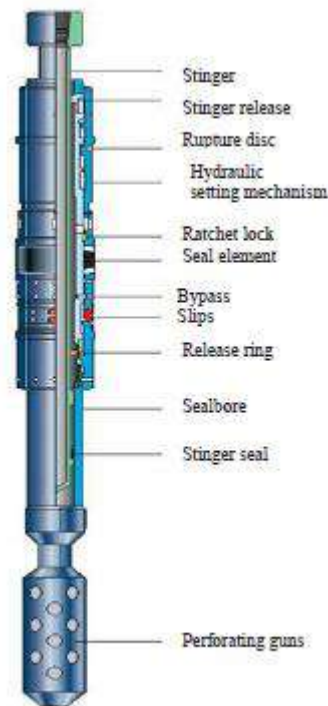


Figure III .1. Système d'isolation CERTIS.

III.2.2. IRDV dual valve

La vanne double IRDV c'est l'abréviation de « Intelligent Remote Double Valve », c'est un outil intelligent à distance qui permet aux opérateurs de contrôler indépendamment la vanne de test et la vanne de circulation par des commandes transmises par des impulsions annulaires à basse pression.

La vanne IRDV combine une vanne de test et une vanne de circulation inverse. La vanne de test, la barrière primaire pendant la période build-up, est activée par des commandes sans fil ou des impulsions à basse pression. Les commandes sans fil facilitent le fonctionnement indépendant des deux vannes sans interférer avec le fonctionnement d'autres outils dans le train de test. En position ouverte, la vanne de circulation permet un écoulement entre le tubing et l'annulaire. Des impulsions de basse pression sont détectées par le capteur de pression, et le capteur électronique confirme l'ordre reçu en le comparant à l'enregistrement stocké dans la mémoire de l'outil. La vanne IRDV peut être configurée pour fournir des retours sans fil, confirmant la réception de la commande et fournit des commentaires en temps réel des outils. L'activation des deux vannes s'effectue par la puissance de la batterie, qui est augmentée par un circuit de fluide hydraulique qui décharge le fluide de la chambre atmosphérique dans la chambre hydrostatique lorsque la vanne est actionnée (figure III.2). Les commandes sont mises

en œuvre en utilisant la pression hydrostatique du fond du puits pour faire fonctionner les deux vannes, et l'état de l'outil est transmis sans fil à la surface.

La vanne double IRDV n'est pas affectée par les changements de pression provoqués par d'autres opérations d'outils ou procédures opérationnelles courantes

En résumé la vanne IRDV a :

- Commandes à basse pression ou sans fil.
- Le feedback sur les outils est en temps réel.
- Commande et contrôle indépendants.
- Temps de fonctionnement réduit.
- Alimenté par pression hydrostatique - pas d'azote nécessaire.
- Compte rendu complet des opérations.
- Une vanne de circulation inverse et une vanne de test combiné dans un seul outil.
- Activation plus rapide.
- On peut avoir plusieurs IRDV dans le train DST-Muzic.

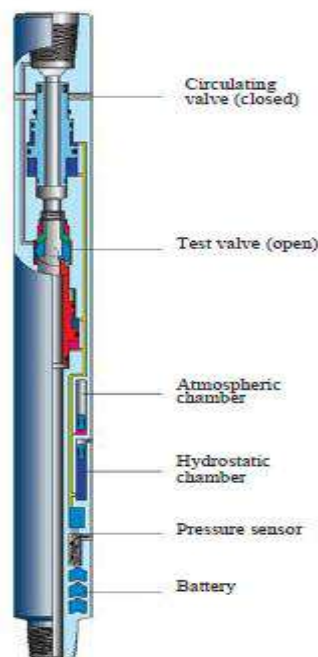


Figure III.2. Remote dual valve IRDV.

III.2.3. Les gauges

Les Signatures quartz gauges : Les Signatures gauges comprend un capteur, une section électronique et une batterie. Le capteur composé de panneaux électroniques en céramique fournissent des mesures de pression et de température de réservoir de haute qualité (figure III.3). La précision des analyses des propriétés du réservoir et le degré de compréhension

du réservoir dépendent fortement de la qualité des mesures de pression acquises au fond du puits; En obtenant des mesures précises de la métrologie et de ses paramètres.

Les gauges de fond qui captent la réponse du réservoir pendant le test du puits doivent être très précises, mais une grande précision est difficile à atteindre en raison de l'environnement complexe du puits.

Au cours des essais de puits, la dynamique des fluides et les effets thermiques et mécaniques des cordes ont une incidence sur la réponse de l'outil.

La fréquence des vibrations par rapport aux variations de pression est mesurée et convertie en mesures de pression numériques. Les fréquences élevées des capteurs à quartz permettent de mesurer les changements de pression à haute résolution et la réponse rapide du capteur. La résolution typique des jauges à quartz est de 0,07 kPa [0,01 psi]. Aujourd'hui, le gauge Signature CQG de Schlumberger, à l'aide d'un gauge de quartz compensée, le cristal CQG est capable de distinguer des mesures de pression aussi petites que 0,021 kPa[0,003 psi]

Les signatures gauges peuvent être déployées dans des essais de réservoirs à des températures allant jusqu'à 210 ° C [410 ° F] et des pressions atteignant 200 MPa [29 000 psi]. Ils peuvent être déployés en temps réel ou en mode mémoire comme faisant partie de train de test, ils sont contenus dans des mandrins de gauges dont ils peuvent contenir jusqu'à quatre gauges pour chacune. De nombreux transporteurs peuvent être placés dans le train de test au-dessus et au-dessous du système d'isolement CERTIS.

Le défi des mesures du fond du puits ne se limite pas à la dureté des conditions ambiantes; Trois principales sources d'incertitude affectent les mesures de pression de fond pendant les essais de puits. Les incertitudes dans la résolution et la précision de la jauge, qui sont généralement caractérisées comme des fonctions de la grandeur de la pression et des changements de température dans le fond, peuvent introduire des erreurs. De plus, l'incertitude dans l'état de l'environnement peut induire une erreur.

Par exemple, pendant la période de test, une bulle de gaz proche de la jauge peut éclater et créer un bruit à haute fréquence qui est du même ordre de grandeur que la précision de la jauge et plusieurs fois plus grande que la résolution de jauge. Si la pression change rapidement et la fréquence d'échantillonnage est relativement lente lorsque cela se produit, la séparation du bruit à haute fréquence des mesures est difficile.

Avec l'introduction de jauges à quartz, les paramètres de la métrologie des jauges de pression ont été améliorés de manière significative. Cependant, les experts ont reconnu que la valeur des tests de puits était souvent affectée par le fait que les données étaient inaccessibles jusqu'à

la fin des tests. Pour remédier à cette lacune, ils ont développé un système qui permet aux opérateurs de surveiller la progression d'un test de puits au fur et à mesure que le test se déroule en fournissant en temps réel les données de pression et de température du trou de bas vers la surface. Avec les informations fournies par ces données, associées à un contrôle de fond en temps réel, les opérateurs seraient alors en mesure de modifier les tests en cours pour atteindre leurs objectifs.

Donc les gauges MUZIC fournit :

a. Mesures précises et haute résolution

Les Signature quartz gauges fournissent constamment des mesures de pression de fond de haute qualité dans n'importe quel environnement d'exploitation pendant toute la durée du test.

Dans le cadre du système Quartet activé par la télémétrie Muzic, les jauges permettent une communication bidirectionnelle pour la vérification des données de pression en temps réel tout en surveillant et en contrôlant le test de fond.

Chaque gauge peut être interrogé indépendamment pour les données de pression ou de température en temps réel et en mode historique. Ces données sont transmises sans fil pour une analyse sur site ou dans un bureau à distance, ce qui améliore la flexibilité et l'efficacité des tests de puits.

b. Conception robuste et fiable

Grâce à un boîtier électronique soudé et à un design d'un module multipuce entièrement en céramique, le jauge à quartz Signature fournit des mesures fiables qui aident à atteindre les objectifs de test.

c. Stockage à haute intégrité

Les signatures gauges ont une grande capacité de mémoire qui offre un grand échantillon de données qu'il faut pour avoir une bonne compréhension de puits.

La longue durée de vie de la batterie signifie que nous obtenons des mesures de haute qualité et continu pendant toute la durée du test.

En résumé Signature Jauges Quartz offre

- Haute résolution.
- Mesure stable de pression.
- Transmission sans fil de données historiques et en temps réel.
- Grande capacité de mémoire.
- Puissance fiable et autonomie de la mémoire.

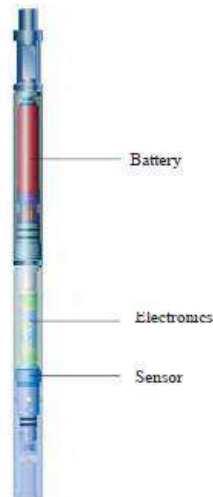


Figure III. 3. Signatures quartz gauges.

III.2.4. Les échantillonneurs SCAR-Muzic

L'échantillonnage de liquide de réservoir indépendant "SCAR" en ligne (The SCAR inline independent reservoir fluid sampling tool) (figure III.4 à gauche) délivre des échantillons de fluide représentatifs du réservoir. Les échantillons sont collectés directement dans le flux sans contamination pour une caractérisation plus précise du réservoir.

a) Plusieurs options d'échantillonnage

Dans le cadre du système Quartet activé par la télémétrie Muzic, les échantillonneurs sont activés à l'aide de commandes sans fil ou de pression annulaire, de sorte que les échantillons peuvent être collectés à tout moment pendant la période d'écoulement. L'activation peut être simultanée ou sélective pour une plus grande flexibilité pendant les opérations.

b) Collection sûre

Chaque échantillonneur Inconel utilisé pour l'échantillonnage SCAR possède sa propre petite charge indépendante d'azote gazeux, qui garantit que les échantillons individuels restent à la pression du réservoir ou au-dessus de celui-ci.

c) Mécanisme de fonctionnement de SCAR

L'outil SCAR abrite l'échantillonneur de réservoir monophasé (figure III.4 à droite). En utilisant un mécanisme de déclenchement de rupture disque, initié par application d'une pression annulaire ou par commande sans fil, l'échantillonneur peut être activé pour ouvrir un canal d'écoulement pour capturer un échantillon. L'échantillonneur de réservoir monophasé a une charge d'azote indépendante pour s'assurer que chaque échantillon reste à la pression du réservoir ou au-dessus de celui-ci. Lorsque le mécanisme de déclenchement est activé, le fluide de réservoir est canalisé pour remplir une chambre d'échantillon délimitée par un fluide de com-

pensation de pression. L'ensemble de compensation comprend la précharge d'azote, le fluide de compensation de pression et le fluide tampon, ce qui garantit que la chambre d'échantillonnage fournit lentement un volume suffisant pour capturer le fluide de réservoir sans altérer ses propriétés.

En résumé l'outil SCAR-MUZIC fournit :

- Échantillons directement à partir du flux.
- Activation sélective à tout moment par commande sans fil ou sous pression.
- Nombre illimité de SLS-Muzic dans le train.
- 1 x SCAR-M = jusqu'à 8 SLS acoustiques (2,4 litres).
- Échantillonneurs non réactifs.
- Longueur plus courte.
- Échantillonnage au-dessous packer.

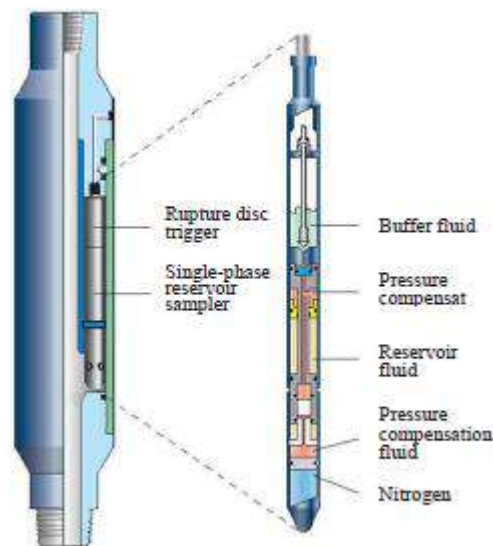


Figure III. 4. L'échantillonneur SCAR-Muzic.

III.3. Architecture de réseau Muzic

Au début les opérateurs utilisent le système SRO, systèmes SRO déploient des outils de ligne électrique pour récupérer les données de fond provenant de mémoire de gauges électroniques qui sont exécutées dans le train DST. L'efficacité de la gestion des opérations de test de puits par l'acquisition de données par ligne électrique est également limitée car Les opérateurs sont préoccupés par le fait que le câble de ligne électrique peut être accroché ou coupé lorsqu'il traverse les vannes.

Pour résoudre ces limites, les ingénieurs de Schlumberger ont développé le système sans fil Muzic (Annexe n° 2).

Le réseau sans fil Muzic est basé sur des répéteurs de style de serrage (clamp) acoustiques (figure III.5 à gauche) attachés au tiges. Le transducteur génère un signal acoustique (vibrations) (en rouge) codé avec des informations numériques. L'énergie acoustique bidirectionnelle parcourt la longueur du tige et est transmise de chaque répéteur à des répéteurs adjacents jusqu'à ce que le signal atteigne l'utilisateur à la surface ainsi que permettre le contrôle des outils de fond par des commandes sans fil (Annexe n°3). Avec une telle série de répéteurs, une architecture de réseau (figure III.5 droite) peut être établie dans laquelle les noeuds d'émission (R) envoient et reçoivent des informations provenant des hubs de transmission et les capteurs ou bien d'actionnement des noeuds finaux (E). Les noeuds finaux sont des points d'intérêt pour l'utilisateur de la surface et comprennent des capteurs pour acquérir des mesures ou des actionneurs pour contrôler les dispositifs. Alors les répéteurs sont des récepteurs et des émetteurs du signal acoustique, on met 2 répéteurs par nœud (Annexe n°4) en horizontale. En verticale, les nœuds sont séparés par 1000ft mais elles peuvent arriver jusqu'à 2000ft.

Les données numériques sont relayées d'un répéteur à l'autre dans les deux sens, jusqu'à leur destination finale. Dans l'assemblage de fond, le réseau s'interface soit avec des gauges de pression pour l'acquisition de données, soit avec des outils de fond (vanne de test, vanne de circulation et échantillonneur) pour émettre des commandes et vérifier l'état de l'outil.

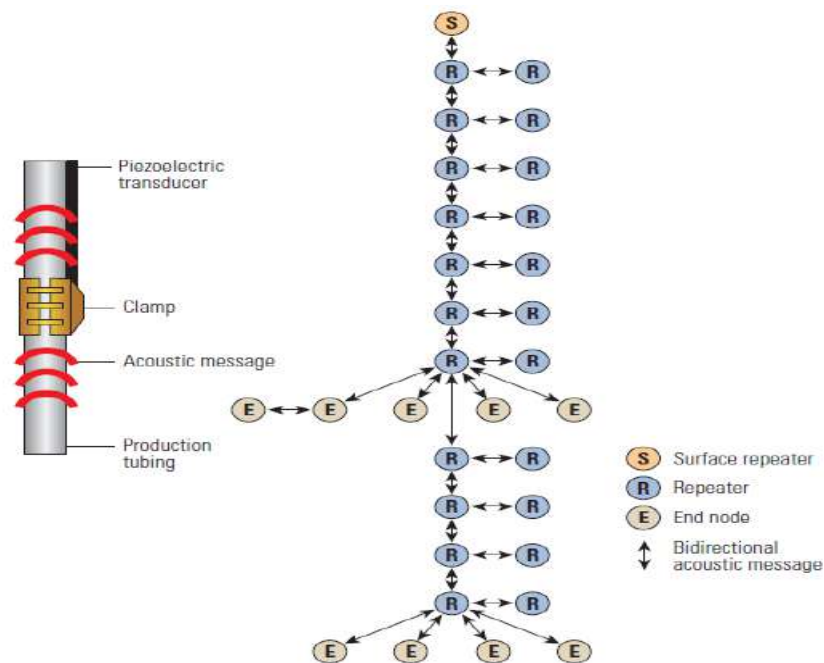


Figure III. 5. Réseau sans fil Muzic.

III.4. Problème de propagation

La transmission sans fil réussie est affectée par de nombreuses choses, y compris les effets des tiges, le bruit ambiant et électronique et les limitations de la batterie.

Pour la propagation acoustique, le tube est un milieu complexe; Son efficacité dans la propagation des ondes acoustiques est entravée par le bruit, l'atténuation et la distorsion. Par exemple, chaque fois qu'une onde acoustique passe par une connexion de tube, elle génère un écho. La série d'échos générés par la traversée de plusieurs articulations est annulée par des techniques avancées de traitement du signal pour réaliser une communication point à point. En outre, parce que le système de télémétrie sans fil repose sur la propagation acoustique, toute augmentation des conditions de bruit ambiant peut atténuer la transmission.

III.5. Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire

III.5.1. Cas de puits à l'Indonésie

Total E & P a planifié un test d'exploration d'un puits offshore dévié avec 45° dans l'Est de Kalimantan, en Indonésie.

La zone cible était à 3.200 m [10.500 pieds] MD avec une pression de fond de 25 000 kPa [3,600 psi] et une température de fond de 118 ° C [244 ° F].

Les objectifs d'essai de l'opérateur étaient d'analyser les données transitoires de pression de fond et d'obtenir des estimations initiales des propriétés clés du réservoir telles que la pression, le Skin, la perméabilité thickness et les limites de réservoir.

Les données de pression obtenues par un Signature quartz gauge et transmises sans fil en temps réel sont en correspondance presque parfaite avec les données téléchargées depuis la mémoire de gauge (Annexe n°5). Les quartzs gauges ont transmis des données en temps réel de température et de pression de fond à la surface sans interruption pendant près de sept jours. Ces données ont permis de réaliser des analyses transitoires de pression en temps réel et ont facilité la validation des opérations de test de puits en cours par rapport aux objectifs de test Total E & P Indonesia.

Un jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire. Dans la Figure III.6, les données capturées en mode mémoire (vert) et les données en temps réel (rouge) se suivent parfaitement. Les données capturées en mode mémoire ne peuvent être accessibles que lorsqu'elles sont téléchargées après la fin du test. Les tests de réservoir sans fil

permettent toutefois aux opérateurs d'observer les pressions en temps réel et de prendre des décisions en conséquence.

Les informations que les opérateurs peuvent tirer par les données d'essai en temps réel et les utiliser pour prendre des décisions, incluent :

- Les conditions du tubing lors de descente dans le puits (1).
- La balance avant la perforation (2).
- La connectivité après la perforation (3).
- La progression des périodes de nettoyage et d'écoulement (4).
- Et le buildup (5, ombrage bleu).
- Le débit (courbe bleue) est visible en temps réel tout au long du test. Les mesures en temps réel ont cessé lorsque l'opérateur a commencé la remontée de train après presque sept jours.

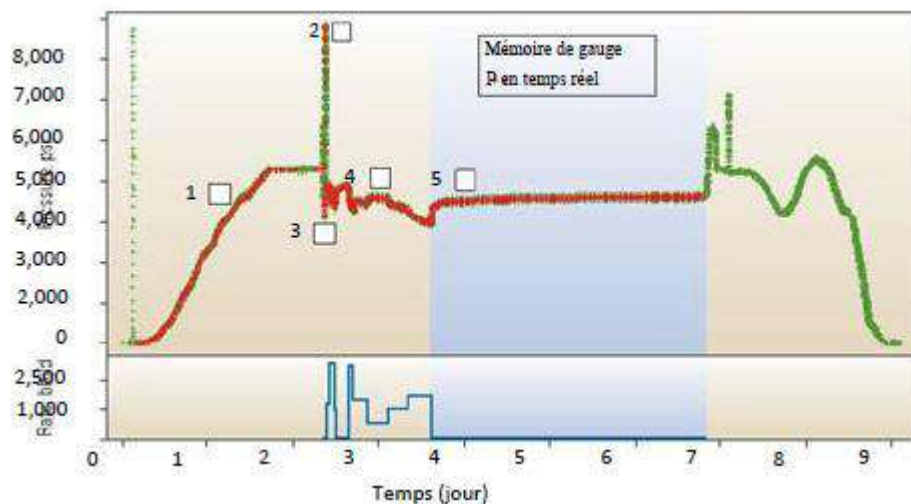


Figure III.6. jeu de données en temps réel superposé sur un ensemble de données de mémoire.

III.6. Avantage de système Muzic

1/ confirmer la perforation de tubing par l'observation de pression transitoire après la détonation des pistolets de perforation par une sous-balance dynamique, comme le cas d'un puits au Brésil (Annexe n°6).

2/ **Prise de décision en temps réel** : Un test de puits, tel qu'il était prévu, aurait pris près de cinq jours (Annexe n°7 en haut). Utiliser les paramètres du réservoir et prendre des décisions en temps réel, ce qui a raccourci le test du puits de plus d'un jour. Les données en temps réel (moyen) ont permis à l'opérateur d'obtenir l'information nécessaire sur le fond du puits pour caractériser le réservoir et atteindre ses objectifs de test en 28 heures de moins que prévu dans

le plan de test original (Annexe n°7 en bas) (l'exemple est pris d'un puits à Copenhague, au Danemark).

3/ le gain de temps par réduction de temps de stabilisation de puits et de buildup.

4/ réduction de coûts globale de l'opération grâce à la réduction de temps.

5/ vérifier l'état des outils de fond pendant le test (en temps réel).

6/ confirmer que les échantillons ont été prélevé dans des conditions idéales.

7/ Opérer la vanne de test et la vanne de circulation inverse et l'échantillonneur par commande sans fil.

8/ Réduire l'incertitude.

9/ Augmenter la sensibilisation à la sécurité.

III.7. Limitation

1/ le nombre des donnée de pression et de température est minimisé par rapport au données mémorisé.

2/ interprétation des donnée est difficile en temps réel.


3/ la perturbation de transmission de signale à cause de bruit ambiant.

4/ limitation dans les températures élevé.

5/ limitation dans les profondeurs élevé (plus de 3500m).

6/ la duré de descente et de remonté est élevé pour la préservation des outils Muzic.

IV.1. Description de logiciel SAPHIR

Saphir est un outil d'interprétation des essais des puits qui est basé principalement sur la méthode de la dérivée de la pression et la superposition des données mesurées avec les modèles intégrés dans le logiciel, en tenant compte de l'historique détaillée de production. Saphir a une gamme complète de différentes fonctions, pour interpréter les courbes de la pression et sa dérivée, on commence par l'insertion des données nécessaires, ensuite on choisit le modèle adéquat. Pour cela, on crée un nouveau projet en cliquant sur l'icône , cela permet d'ouvrir deux boîtes de dialogue dans lesquelles on introduit les données initiales (B_0 , r_w , h , ϕ , μ , C_t). Une fois le nouveau projet est ouvert, la fenêtre interprétation sera active, par la suite on charge les fichiers de débit et de pression en fonction de temps pendant la fermeture de puits. Pour ajuster les courbes en procède de la manière suivante :(i) extraction de dp, (ii) choix du modèle, (iii) amélioration par la régression non linéaire. Ce logiciel permet d'interpréter les courbes avec les méthodes conventionnelles.

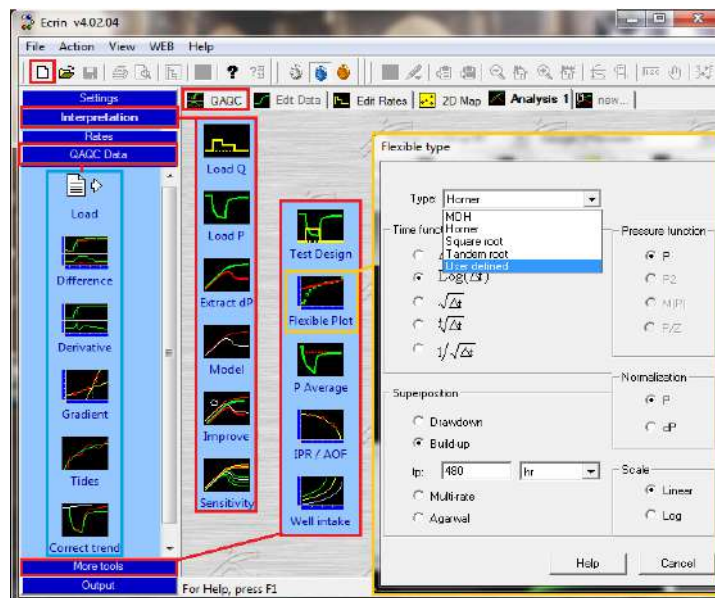


Figure IV.1. Interface de logiciel Saphir.

IV.2. Analyse des résultats du test de puits

Le travail dans ce chapitre consiste à interpréter la partie de la remontée de pression (build up) du DST pour ces puits, en utilisant le logiciel Saphir et les méthodes conventionnelles.

IV.2.1. Cas du puits RHAW-1

Le puits RHAW-1 est un puits vertical producteur d'huile, foré en 11-02-2017. Il est situé dans la zone de BRKINE dans le champ Gassi Touil, cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenn 203kg/cm^2

Tableau IV.1. Les informations sur le puits.

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Degré de déviation	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
Vertical	temporaire	Huile	00	3"1/2	7"32"	5040m

Tableau IV.2. Information sur la boue.

Type de boue	Densité de boue	Tampon eau
OMB	1.46gr/cc	263m d'eau +3000 psi d'azote

Tableau IV.3. Information opérationnelles.

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer	Extension 2" 7/8 sous Packer
Table de rotation	3139.17	3143m	1.82m	36.55m	509.55 m

Tableau IV.4. Information sur équipements.

Equipements de fond		Equipements de surface		Autre équipements	
port-enregistreur	Deux DGA-C	Mesure de pression	Manomètre a tube de bourdon et electronique	Système d'arrêt d'urgence	ESD-CB
		Manifold de duses	Wom3"1/16 10k psi wp		
Packer	7"29 Ib/ft	Tete de puits	Wom 3"1/16 10k psi wp	Manifold d'huile	MFD-BCA 3" 1440psi wp
		Séparateur	1440psi wp		
Vanne de fond	TV	Bac	Bac atm 50m ³	Manifold de gaz	MFD-ADB 3" 1440psi wp
		Conflexip	3" 10k psi wp		
Vanne de circulation	CV	Connexion tete de puits	3 1/2" IF	Labcabin	WTAC
		Connexion torche de gaz	4" 1/2 NVAM		

Tableau IV.5. Données sur le test.

Date de test	Type de test	Catégorie de test	Formation testée	Intervalles perforés et testés
22/02 02/03/2017	au Casing.	IRDV Schlumberger	MUZIC T.A.G.S	3694.5-3698 m. /3712-3715.5m /3716-3718m

IV.2.1.2. Résultats DST MUZIC sur RHAW-1 du 22/02 au 2/03/2017

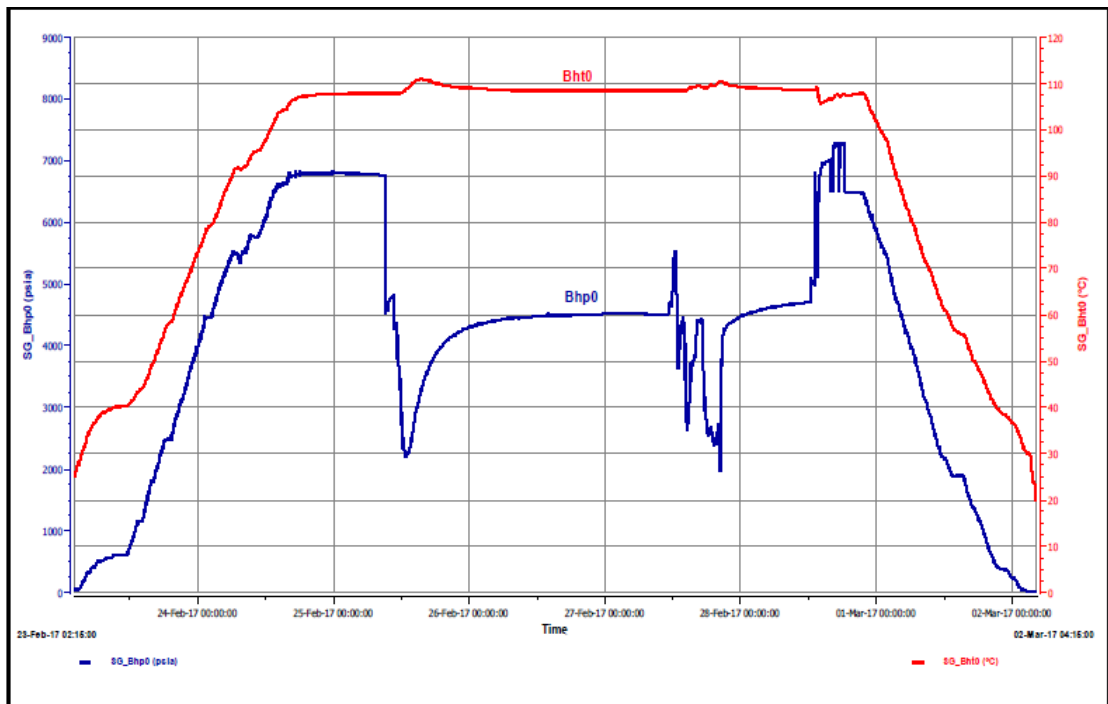


Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits RHAW-1

IV.2.1.3. Procédure de test

Le train de test est composé essentiellement d'un packer 7" 29 ib/ft, de deux porteurs d'enregistreurs DGA, d'une vanne de fond TV et d'une vanne de circulation CV et le kit muzic.

Après la conduite des tests en pression, l'encrage de packer et la réunion de sécurité, le puits ouvert au niveau de la vanne de fond et en surface au niveau de manifold de duses.

Le puits a produit de n'as pas débité .par la suite le puits a été débité avec le coiled tubing mais malheureusement le puits a produit de l'eau salée.

A la fin du test le puits a été neutralisé dans les meilleures conditions de circulation et de sécurité.

Le train de DST et les équipements MUZIC ont été retiré en surface.

Observation: le Test techniquement réussi, mais le puits donnée l'eau salée saturé (d=1.21, Salinité= 320 g/l).

IV.2.2.Cas du puits MD367

Le puits MD367 est un puits horizontal (short radius) (voir la fiche technique annexe n°10) producteur d'huile et du gaz, foré et complété en 11-02-2013 par l'appareil SH137. il est situé X= 825303.688 et Y= 119325.57 dans la zone 17 dans le champ de Hassi-Messaoud (Annexe n°8), ainsi que cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenne (voir annexe n°9),

Tableau IV.6. Les informations sur le puits:

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Degré de déviation	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
horizontal	permanente	Huile et gaz	89.08°	3 1/2"	7" 32#	3628m

Tableau IV.7. Information sur la boue

Type de boue	Densité de boue	Tampon d'eau
OBM	0.95g/cc	350m

Tableau IV.8. Information opérationnelles

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer
Table de rotation	3335.54m	3340.31m	2.35m	27.35m

Tableau IV.9. Informations sur les équipements:

Equipements de fond		Equipements de surface		Autre équipements	
port-enregistreur	DGA	Mesure de pression	Manomètre électronique delta sensor(D-10kpsi)	Système d'arrêt d'urgence	ESD-CB
		Manifold de duses	Wom 3"1/8 5k psi wp		
Packer	Flexpack packer 7"32#	Tete de puits	Wom 3"1/8 5k psi wp	Manifold d'huile	MFD-BCA 3" 1440psi wp
		Séparateur	1440psi wp		
Vanne de fond	TV	Bac	Bac atm 50m ³	Manifold de gaz	MFD-ADB 3" 1440psi wp
		Conflexip	3" 1/8 5k psi wp		
Vanne de circulation	CV& SHRV	Connexion tete de puits	3 1/2 IF	Labcabin	WTAC
		Connexion torche de gaz	3 1/2 EU		

Tableau IV.10. Données de test MD367

r_w (ft)	Pg (kg/cm ²)	Salinité (mg/l)	GOR	Q(m ³ /h)	Type de fluide
0.25	203.66	68	7377	0.26	Huile + eau

IV.2.2.2. Procédure de test

Le train de test est composé essentiellement d'un Flex packer 7" deux port enregistreur DGA-MUZIC et de deux vannes de circulation CV& SHRV, ainsi que de 14 transmetteurs de signal acoustique installé sur différentes longueurs du tige de forage 3"1/2.

Après la conduite des tests en pression de l'équipement de surface d'essai du puits, le puits a été ouvert au niveau de la vanne de fond et du manifold de duses vers torche, mais le puits n'a pas débité. Le deuxième jour, le dégorgement a été réalisée a l'aide du coiled tubing, et de huile a été observé en surface.

Le troisième jour, le dégorgement a été poursuivi mais le puits a dégagé de l'eau salée.

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

Observation: le Test techniquement réussi, mais le puits donnée l'eau salée.

IV.2.2.3. Résultats DST MUZIC N°1 sur MD367 du 30/11 au 07/12/2015

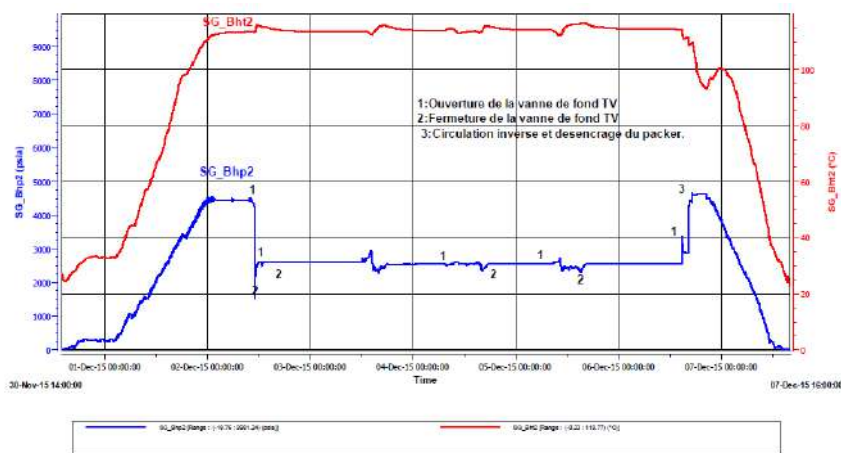


Figure IV.2. Résultats de test (pression, température) VS temps du puits MD367.

IV.2.3. Cas du puits OMP46

Le puits omp46 est un puits verticale (voir la fiche technique annexe n°13) producteur d'huile, il est situé X= 825351,9806 et

Y= 138287,0322 dans le sud de la zone 9 (annexe n°11) dans de champs hasssi massaoud, ainsi que cette zone se trouve dans une région ayant une pression de gisement moyenne (voir annexe n°12).il a été foré en 2016 par l'appareil GWDC 155 et complété le 22/ 05 /2016. Le réservoir était foré selon un drain verticale laissé en open hole, de 3352m cote de sabot de liner 7" à 3406m le fond de puits.

Tableau IV.11. Les informations sur le puits.

Type de puits	Type de complétion	Type de fluide	Appareil de forage	Taille de drill pipe	Diamètre du casing	Cote de forage
Verticale	Permanente 4 1/2"	Huile	GWDC- 155	3 1/2"	7"	33406m

Tableau V.12. Information sur la boue.

Type de boue	Densité de boue	Tampon d'eau
OBM	0.86 g/cc	150m

Tableau IV.13. Information opérationnelles.

Référence de profondeur	Point de mesure des enregistreurs	Cote packer	Bas packer	Haut packer
Table de rotation	3288.00m	3294m	10.04m	21.82m

L'étude géologique réalisée pendant le forage du puits OMP46 a montré deux zones productives contenant de l'huile et de l'eau réalisé dans le D1 ; Z-psg et R2 (Objectif R2ab) à la TD 3406 m

Tableau IV.14.

Réservoir	TOP depth (m) TVD	Tests réalisés DST
D1	3334	
Z-psg	3354	
R2ab	3360	
R2c	3394	
SW65% réel	NA	
Sw65% théorie	3421	

IV.2.3.2. Données de test DST:

Tableau IV.15. Données de test n°1.

Porosité (ϕ)	r_w (ft)	Pg (psi)	Q (m ³ /h)	Densité d'huile	c_t (psi-1)	h (ft)	GOR	Type de fluide
10%	0.25	2757.55	4.37	0.7783	4.79E-04	129.92	453	Huile

IV.2.3.3. Résultats DST N°1 sur OMP46 du 08 au 14/05/2016

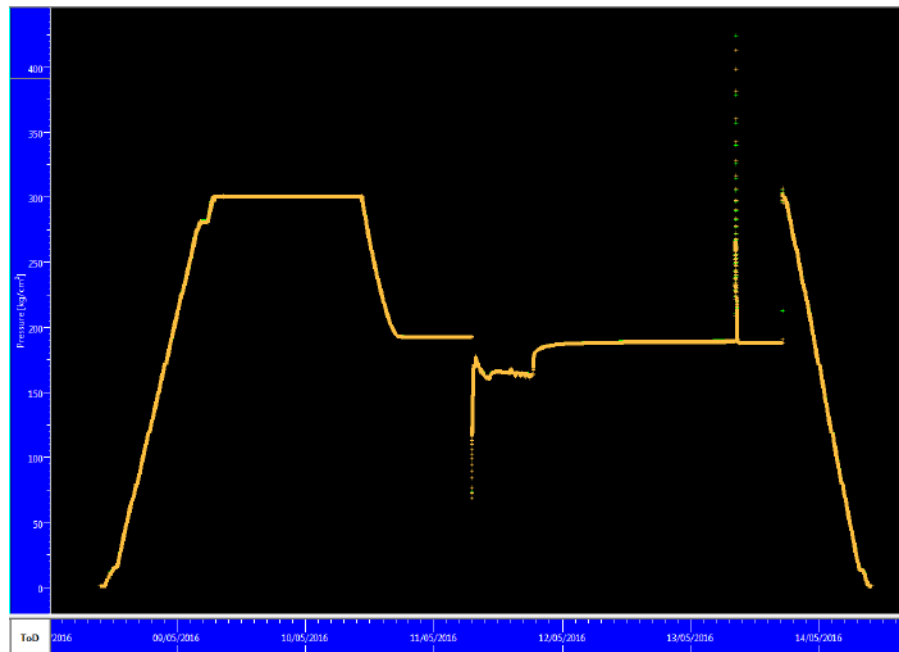


Figure IV.3. Résultat de test (pression) VS temps du puits OMP46.

Les résultats du test et la courbe de log-log de la pression et sa dérivée sont représentés dans la figure suivante:

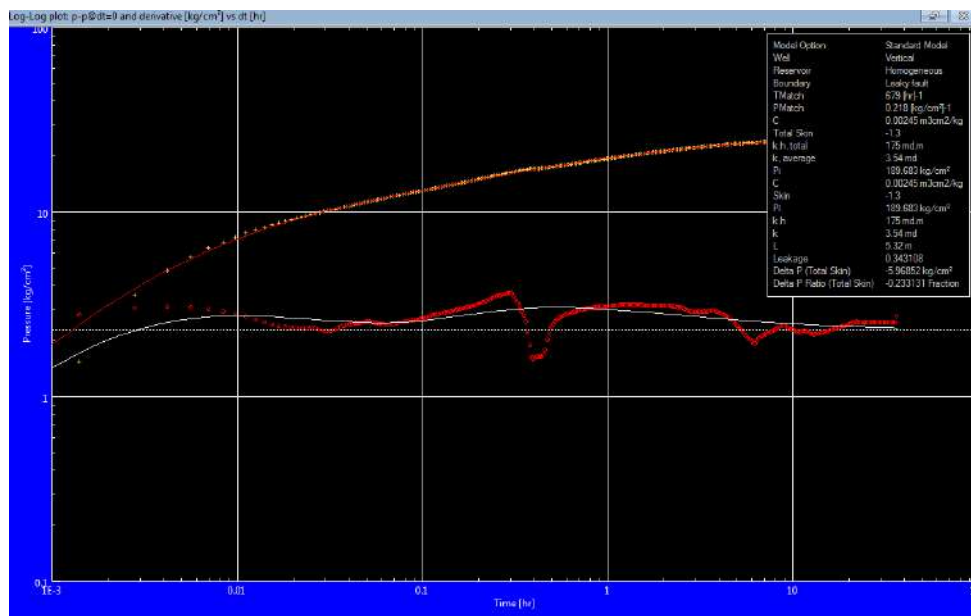


Figure IV.4. La courbe log-log de la pression et sa dérivée OMP46.

La figure (IV.4) montre l'existence de quatre régions à savoir:

- L'effet de capacité de puits avec une pente égale à 1.

- Une période de transition.
- Ecoulement radial circulaire.
- Une période de transition.

Normalement, on doit avoir une région qui correspond à un écoulement radial avant la période de transition, celui-ci est masqué par l'effet de capacité de puits.

Le temps de test n'était pas suffisant pour montrer le deuxième écoulement radial dû à la faille.

D'après l'analyse de ce graphe, on constate que le puits omp46 se trouve dans un système de réservoir à homogène et limité par une seule faille. Cependant cet effet est observé sur la courbe log-log.

Après le choix et le calage des modèles, les résultats obtenus par le logiciel sont indiqués dans la figure (IV.5.) :

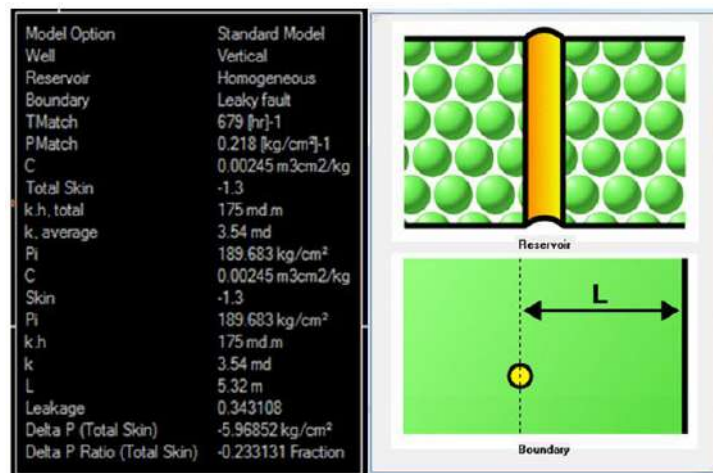


Figure IV.5. Les résultats obtenus par le logiciel Saphir.

IV.2.3.4. les paramètres des la couche productrice OMP46

a) la perméabilité

$$(Kh)_{total} = (Kh)_1 = 175md.m \quad \text{donc } k = 3.54md$$

On remarque que le puits OMP46 a une faible perméabilité

b) La pression initiale :

D'après le test DST. On a $P_{i1} = 189.683 \text{ kg/cm}^2$ (la pression initiale de la couche productrice du puits omp46).

$$\bar{P} = 193.88 \text{ kg/cm}^2 \quad (\text{la pression moyenne de la couches}).$$

c) skin

Vu que le skin est négatif et égale à skin = -1.3, on considère que le puits n'est pas endommagé

$$\Delta P_{\text{skin}} = 0.87 \times m \times S = -5.96852 \text{ kg/cm}^2$$

D'après les résultats obtenus de perméabilité, on propose une opération de fracturation de puits omp46.

d) Calcul de l'indice de productivité IP

L'indice de productivité est calculé par la formule : $IP = \frac{Q}{\Delta P}$

$$IP = \frac{4.37}{193.88 - 163.47} = 0.166 \frac{\text{m}^3/\text{h}}{\text{kg/cm}^2}$$

L'indice de productivité théorique est calculé par la formule :

$$IP_{\text{th}} = \frac{Q}{\Delta P - \Delta P_s}, \Delta P_s : \text{Les pertes de charge dus au skin}$$

$$IP_{\text{th}} = \frac{4.37}{193.88 - 163.47 + 5.96852} = 0.1201 \frac{\text{m}^3/\text{h}}{\text{kg/cm}^2}$$

$$\text{Calcul du rendement du puits : } \eta = \frac{IP}{IP_{\text{th}}} = \frac{0.166}{0.1201} = 13.83 \%$$

Conclusion

Le système de DST MUZIC traité ces compromis en fournissant un moyen de capturer des données en temps réel tout le long du test, active à distance les outils du fond et isole efficacement les zones d'intérêt sans packer permanent et le besoin de collecter des échantillons de réservoir à des températures précises. Plus important encore, contrairement au passé.

Les ingénieurs peuvent être certains qu'ils ont atteint les objectifs de test avant la fin du test ils connaissent depuis longtemps la valeur des DST, mais dans certaines circonstances ont du faire des compromis entre la qualité des données, les couts et les risques .

La technique MUZIC dans les cas des puits **RHAW-1** et **MD367** réussi, mais les puits données eau salée saturée Donc en peut pas interpréter les données de test MUZIC.

L'analyse des données de pression (Build up) dans le DST conventionnel ou DST MUZIC planifier et exécuter par logiciel Saphir.

L'interprétation de DST besoin de l'expérience avec l'utilisation d'autres moyens pour confirmer l'exactitude de modèle choisis.

La durée de test influe sur le choix du modèle et peut erronée les résultats (puits), il faut utiliser plusieurs tests pour confirmer le choix et obtenir le bon modèle.

Les résultats de l'interprétation de DST peuvent être utilisés pour déceler les futurs problèmes de production.


Recommandation:

D'après les résultats obtenus sur le puits OMP46, on recommande une opération de fracturation hydraulique de puits pour augmente sa perméabilité.

en pris en compte le coût cher de DST MUZIC d'un côté; d'autre côté la diminution de temps de l'opération grâce à la prise de décision en temps réel, on conclue un équilibre approximative entre les dépenses de DST conventionnel et celle de DST MUZIC, avec le gain de sécurité et de sûreté pour DST MUZIC, on recommande l'élargissement de champs d'utilisation de cette nouvelle technique en Algérie, et la développer pour le bien être dans l'avenir des essais de puits particulièrement et le domaine pétrolier généralement.

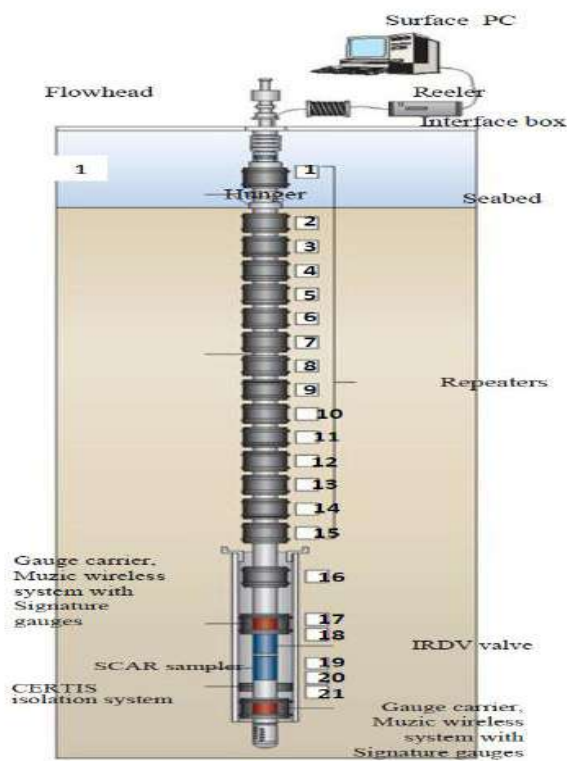
Annexe n°1: Exemple d'un train de test

Final Copy

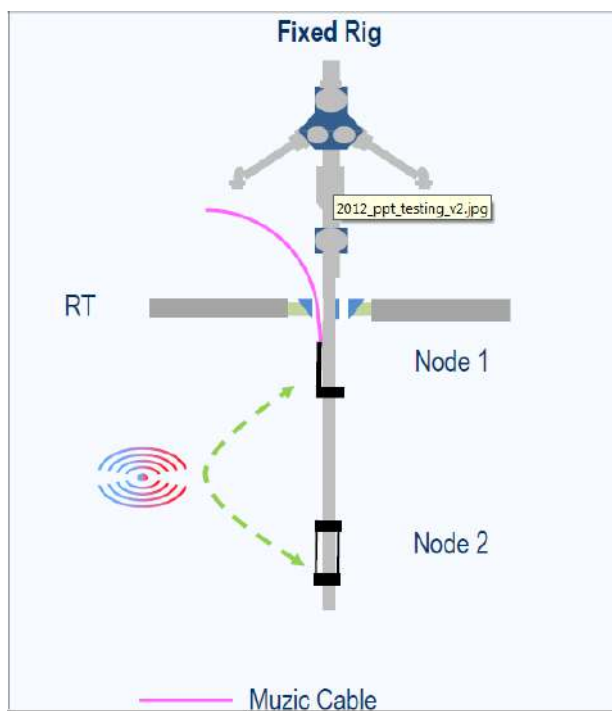


1	Flow-Head 3-1/16", 10 K FHD-G		490	10,000	8.00	3.06	6 1/2" S.A. Box	6 1/2" S.A. Box	3.78	-4.93	-1.15
2	Cross over reducer X-Over		0	0	5.00	2.25	6 1/2" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	0.30	-1.15	-0.85
3	3 1/2" Drill Pipe Drill Pipe 88 Stands + 1 sample(9.5m)		0	0	3.50	2.76	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2491.59	-0.85	2490.74
4	Slip Joint SLPJ-FAA 1212 Half closed.		314	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	7.56	2490.74	2498.30
5	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 5 Stands.		0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	134.69	2498.30	2632.99
6	Single Shot Hydrostatic Reversing SHRV-FEA 1214 RD [3378 - 3625] Psi.		400	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	1.27	2632.99	2634.26
7	4 3/4" Drill Collars Drill Collars 1 Stand.		0	0	4.75	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	27.78	2634.26	2662.04
8	Pressure Controlled Test Valve PCTH-FEA 1088		350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	4.375" S.A. Box	7.91	2662.04	2669.95
9	Pressure Operated Reference Tool PORT-FA 1141 RD [1044 - 1238] Psi.		350	15,000	5.00	2.25	4.375" S.A. Pin	3 1/2" IF Pin	1.49	2669.95	2671.44
10	DST Gauge Adapter DGA-C 886		350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	3.31	2671.44	2674.75
11	JAR JAR-FEA 1252		350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	2.59	2674.75	2677.34
12	Safety Joint SJB-FA 1588		350	15,000	5.00	2.25	3 1/2" IF Box	3 1/2" IF Pin	0.66	2677.34	2678.00
13	Flexpac Packer 7" 29 # FLXP-FA 1111 M Of Elements 0.98 from Top.		221	12,000	6.03	2.25	3 1/2" IF Box	2 7/8" EUE Pin	2.77	2678.00	2680.77
14	Mulshoe Mulshoe Wireline Reentry Guide				3.00	2.25	2 7/8" EUE Box	N/A Pin	0.60	2680.77	2681.37

Annexe n° 2: système sans fil Muzic



Annexe n°3: déplacement d'onde acoustique.



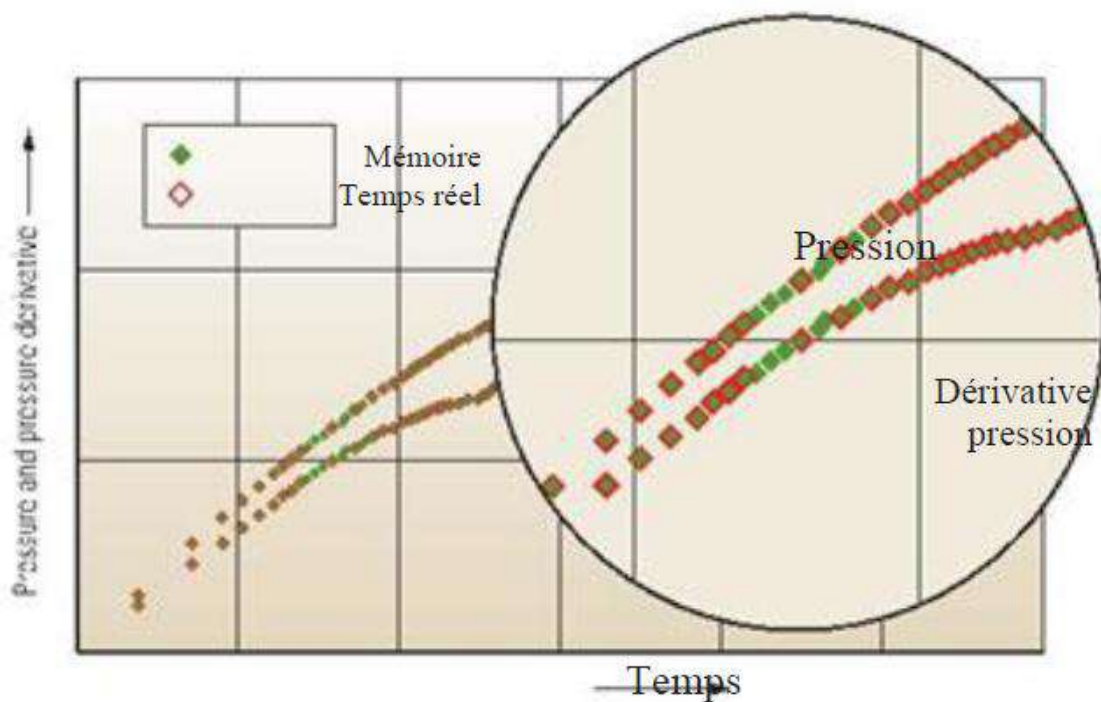
Annexe n°4 : répéteur

Repeaters
per node

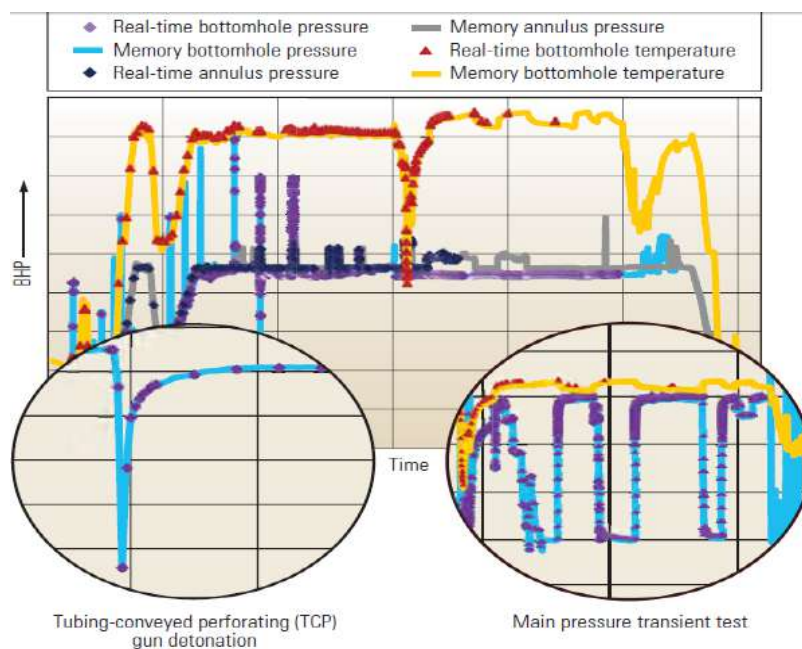


Clamp: 2 7/8in, 3.5in, 4,
4.5in, 5, 5.5 in

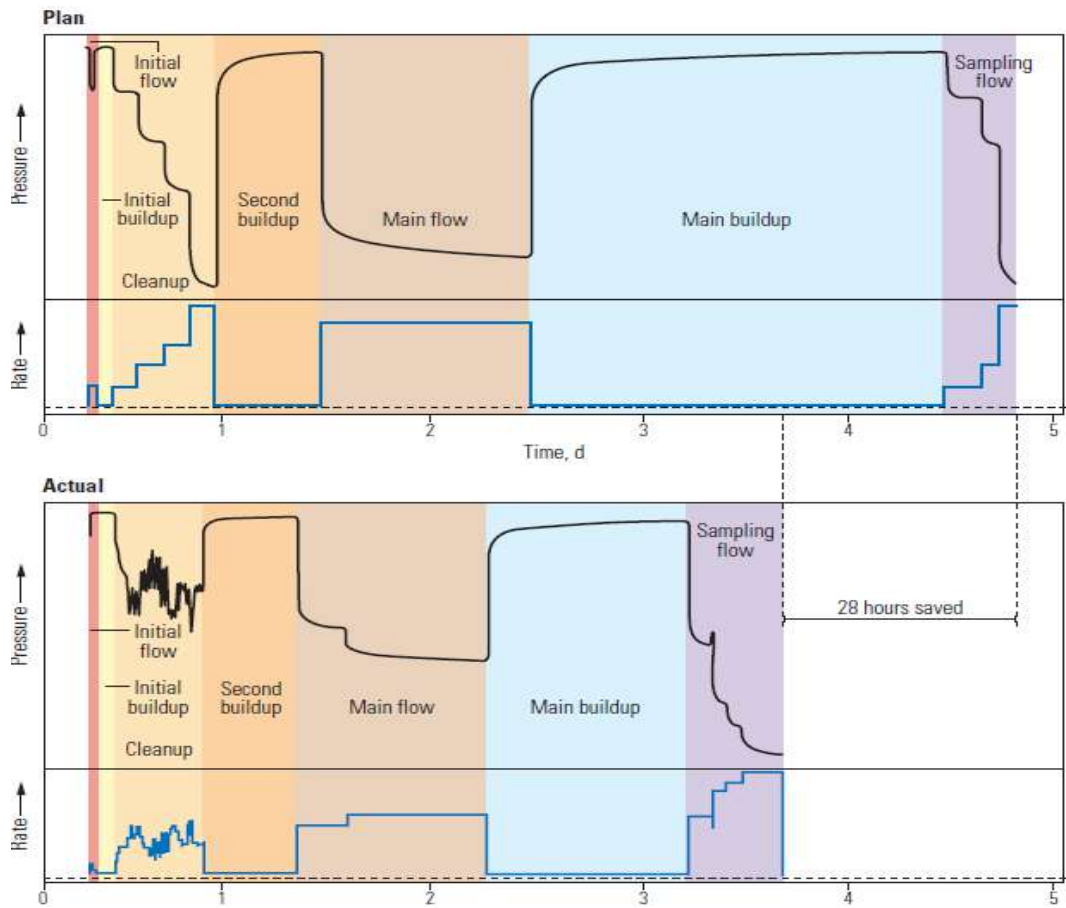
Annexe n°5: Comparaison des données en temps réel de signature gauge avec les données de mémoire



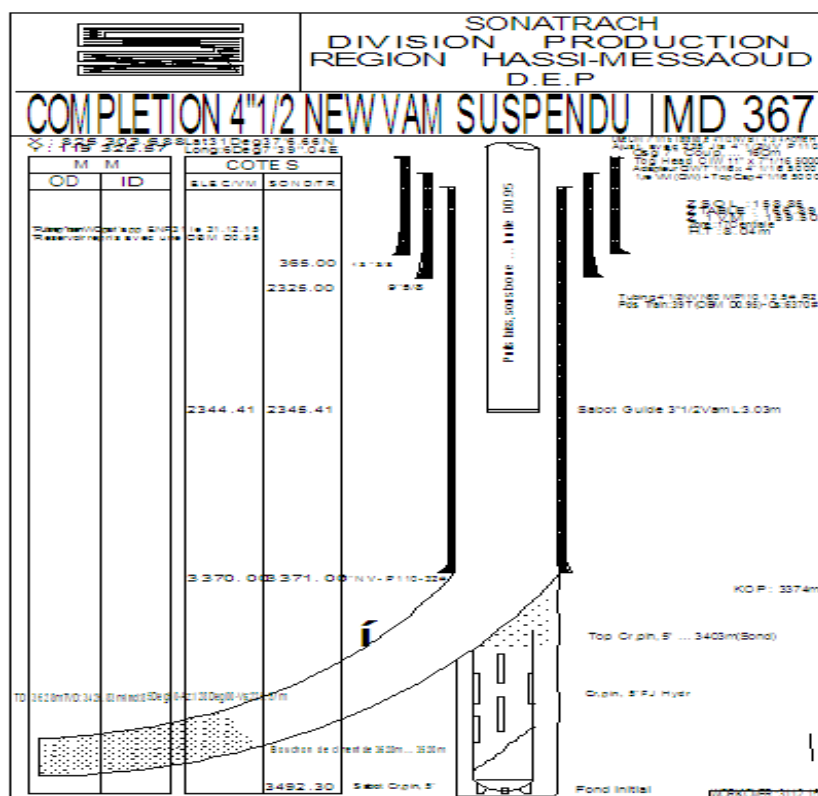
Annexe n° 6: Obtention de données critiques en temps réel. Exemple d'un puits au Brésil.



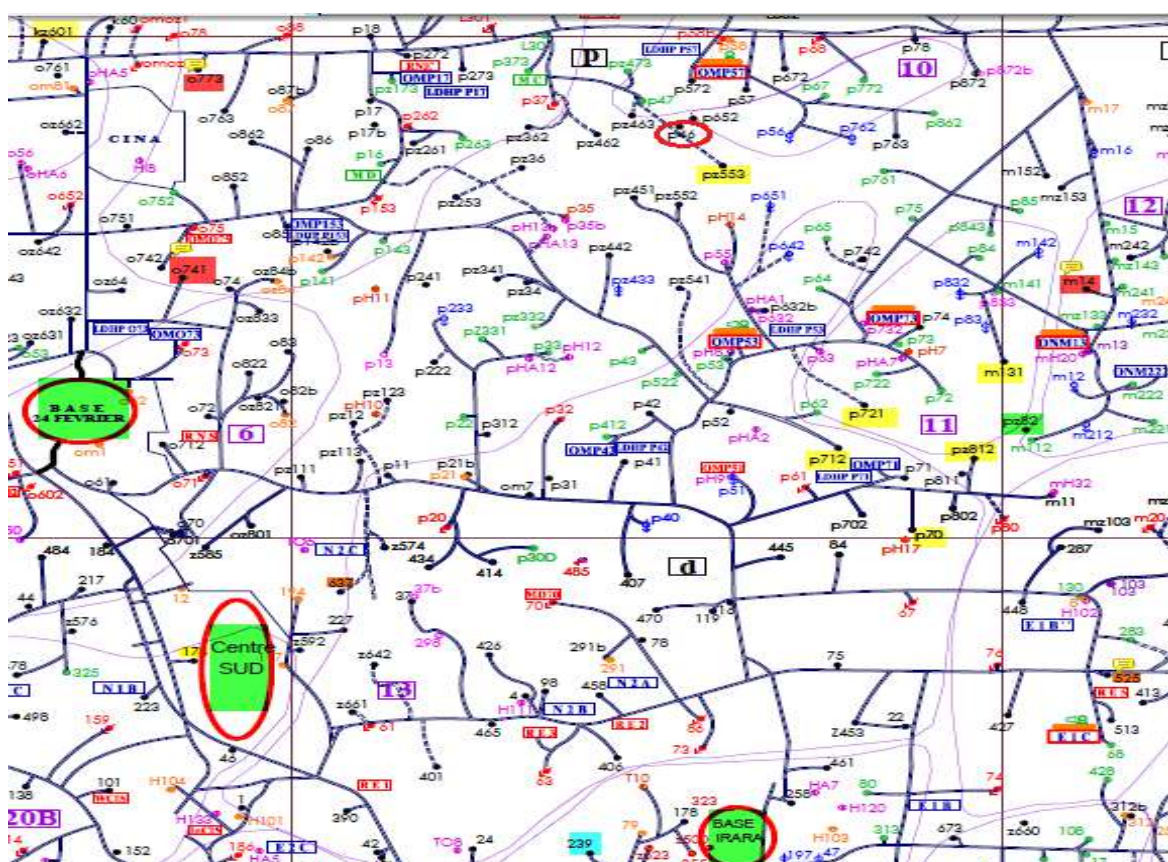
Annexe n°7 : Prise de décision en temps réel (résultat d'un puits à Copenhague, au Danemark)



Annexe n° 8: zone et localisation du puits MD367



Annexe n°11: zone et localisation du puits omp46



Annexe n°12: zone de pression moyenne du puits omp46

Bibliographies

- [1] Zoltán E.HEINEMANN, "fluid flow in porous media", Leoben, October 2005
- [2] Tarek Ahmed, Paul D.Mckinney, "Advanced reservoir engineering", Elsevier, 2005
- [3] G.Bourdarot, "Essais de puits : méthodes d'interprétation", Edition Technip, 1996
- [4] Amanat U.Chaudhry, "Gas well testing Handbook", Elsevier, Houston, Texas, 2003.
- [5] Amanat U.Chaudhry, "Oil well testing Handbook", Elsevier 2004.
- [6] N.E.Bousmid, "Test en cours de forage, Guide pratique", Tome 1, ENSP, Algérie, 2009.
- [7] Jean-Paul Nguyen, "Techniques d'exploitation pétrolière le forage", Editions Technip, Paris, 1993.
- [8] Djellali Noureddine, "Mesure et train de DST", université de Ouargla, 2008
- [9] D.BOURDET, "Well test analysis: the use of advanced interpretation models", Elsevier, 2002
- [10] Olivier Houzé et al, "The theory and practice of pressure transient, production analysis, well performance analysis, production logging and the use of permanent downhole gauge data", Kappa, 2012.
- [11] Robert C.Earlougher, jr, "Advances in Well Test Analysis", SPE series, 1977.
- [12] Val Pinczewski, "Well pressure test analysis", University of new south Wales. 2001.
- [13] Djebbar Tiab, Erle C.Donaldson, "petrophysics", Elsevier, USA, 2004.
- [14]Amine Ennaifer " step change in well testing operations"Houston,Texa,USA,2014
- [15] Zeroug S. Bounoua N, et Lounissi R. Algeria WEC / Petroleum Geology of Algeria ; Sonatrach et Schlumberger, p 108 ,2007.
- [16] Yahiaoui, L. Analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux à hassi messaoud aspect géologique et application dans la partie sud, mémoire de magister. Université de Boumerdès, p 8,2010.

Résumé

Un essai de DST fournit une méthode de compléter temporairement un puits pour déterminer les caractéristiques de production d'une zone spécifique. Comme initialement conçu, un essai de DST fournit principalement une indication du contenu de la formation. La complexité des outils de test et les problèmes techniques pendant l'opération D.S.T conventionnel poussé, les entreprises de services ont beaucoup contribué à réduire l'incertitude, tout en augmentant la sécurité et l'efficacité. Une étape significative de cette progression comprend le système de test de fond de puits MUZIC « MUlti Zone Inter Communication ». L'analyse des données de pression (build up) dans un DST correctement planifié et exécuté par logiciel Saphir peut fournir de bonnes données pour aider à évaluer les problèmes de production dans certains puits, une estimation des paramètres de réservoir, la productivité de la zone, la complétion de puits, le degré d'endommagement (skin) de la formation et peut-être le besoin d'une stimulation.

Mot clé: DST, MUZIC ,Build up, Saphir, la pression .

Abstract

A DST test provides a method of temporarily completing a well to determine the production characteristics of a specific area. As originally designed, a DST test mainly provides an indication of the content of the training. The complexity of test tools and technical problems during the conventional D.S.T operation pushed, service companies have greatly contributed to reduce uncertainty, while increasing safety and efficiency. A significant step in this progression is the MUZIC "MUlti Zone Inter Communication" well bottom test system. Analysis of build-up data in a properly planned and executed DST using Saphir software can provide good data for Assist in assessing production problems in some wells, estimating reservoir parameters, area productivity, well completion, skin's degree of damage, and possibly the need for stimulation.

Key word: DST, MUZIC, Build up, pressure

ملخص

إختبار أنابيب الحفر هو طريقة لتجهيز مؤقت للآبار لأجل تحديد خصائصه الإنتاجية لطبقات محددة ومعرفة محتوياتها. إن المشاكل التقنية وتعدد أدواتها أثناء عملية إختبار الأنابيب التقليدي، دفع الشركات المتخصصة للتقليل من الإرتياب و رفع مستوى الصيانة و الفعالية , هذا ما أدى إلى تطوير نظام الإختبارات على الآبار MUZIC (الإتصال الداخلي بين طبقات متعددة)

تحليل الصحيح لمعطيات الضغط بالبرنامج السفير يسمح بحوصلة المشاكل الإنتاجية وتقدير معطيات الموجودة بالخران (الإنتاجية و تجهيزات الآبار.....الخ) و محاولة حلها.

كلمات مفتاحية: DST, MUZIC, Build up