

Université Kasdi Merbah Ouargla



*Faculté des hydrocarbures et les 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 :

**ACHOUR Haithem, ACHOURI Nizar, LOUIZE Haroune**

-THEME-

---

# **Etude et analyse des mesures well tests réalisées en conventionnel et avec fermeture au fond dans le champ de Hassi Messaoud**

---

Soutenue le : 29/05/2017 devant la commission d'examen

Jury:

<b>Président:</b>	<b>Mr. BRAHMIA NABIL</b>	<b>UKM –Ouargla -</b>
<b>Examineur :</b>	<b>Mr. KHEBBAZ Med ELGHALI</b>	<b>UKM –Ouargla -</b>
<b>Examineur:</b>	<b>Mr. ATLILI Med ELHADI</b>	<b>UKM –Ouargla -</b>
<b>Encadreur:</b>	<b>Mr. HAMZIOUI LOUANES</b>	<b>UKM –Ouargla -</b>

## *Remerciements*

Notre Remerciement s'adresse tout d'abord à Notre dieu le tout puissant, pour nous avoir donné, le courage, la patience, la volonté et la force nécessaire pour réaliser ce travail et pour affronter toutes les difficultés et les obstacles, qui se sont hissés au travers de notre chemin, durant toutes nos années d'études.

Nous tenons ensuite à remercier Notre parents pour le soutien incondtionnel. Si nous sommes ici aujourd'hui c'est grâce à eux.

Nous tenons à exprimer Notre remerciements à notre encadreur M.HAMZIOUI LOUNES pour l'aide et l'orientation et les conseils et la guidance.

Nous voudrions aussi remercier tous les membres de jury, Mr : BRAHMIA, et M.ATLILI Med ELHADI et M.KHEBBAZ, avec notre profonde gratitude de l'intérêt ont porté à ce travail et d'voire accepté de le juger.

Enfin, nous remercions nos amis et nos camarades pour les cinq années passés ensemble dans tous les moments et leur encouragement et support.

# Dédicace

Avant tout je tiens à remercier le bon Dieu et l'unique qui m'offre le courage et la volonté nécessaire pour affronter les difficultés de la vie.

Je dédie ce modeste travail à

Mes très chers Parents qui m'ont encouragés tout long de mon cycle d'étude et m'ont guidé vers la réussite

Je le dédie ce travail à mes frères et mes sœurs Mes oncles.

A toutes ma famille

A mes très chers collègues : Haithem et Nizar

Et mes très chers amis : Oussama, Tarek, Seif, Chawki, Abdelalli, hamoudi, Alla, Saïd, Mohamed, Abdo Mechri, Zaki, Malek Rehabi, Mouadh, islam, Amine, Omar, Oussama, Amir, Hamza, Khair-Eddine, Hamid.

Haroune

# Dédicace

Avant tout je tiens à remercier le bon Dieu et l'unique qui m'offre le courage et la volonté nécessaire pour affronter les difficultés de la vie.

Je dédie ce modeste travail à

Mes très chers Parents qui m'ont encouragés tout long de mon cycle d'étude et m'ont guidé vers la réussite

Je le dédie également à mes frères : Houssam, Kamal , Dali

A toutes ma famille

A mes très chers collègues : Haithem et Haroune

Et mes très chers amis : Oussama, Tarek, Chawki, Hamoudi, Abdelalli, Dadi, Fouad, Fathi, Walid , Chouaib, Hafed, Hatem, Mino, Achraf.

A tout ceux qui m'ont aide de prés et de loin et bien sur a tout mes enseignant

Et toute la promotion 2012.

*Nizar*

# Dédicace

Notre Remerciement s'adresse tout d'abord à Notre dieu le plus puissant Pour les chances qui nous sont offerte pour réaliser ce travail.

Nous tenons ensuite à remercier Notre parents pour le soutien inconditionnel. Si nous sommes ici aujourd'hui c'est grâce à eux.

A la mémoire de ma mère qui a à avec patience les fruits de sa bonne éducation, Mais malheureusement le destin sépare entre nous...

A celui qui m'a indique la bonne voie en me rappelant que la volonté fait toujours les grands hommes... a mon Père MOHAMED TAHAR.

Je dédie ce modeste travail à :

Mes très chers frères et sœurs, Mes cousin, Mes oncles, tantes spécialement ma tante RAZIKA qui joue le role de maman riche en tendresse et son mari le Professeur AZRI ZINE. Vous avez de près ou de loin contribué à ma formation. spécialement mon frère Housseem et sa Mari et Kalkouza.

Toute ma famille

Mes très chers collègues : Nizar et Haroune

Enfin je remercie mes amis et mes camarades pour les cinq années passés ensemble dans tous les moments .

Et mes très chers amis : Oussama, Tarek, Housseem, Seif, Chawki, Hamoudi, hakim, Said, Youcef, Taib, Khallil, Mohamed, Merzak, Mouhab, Tipo, Anwar, Abdenour, Salah.....

Mes très chers amies : Suzane, hadjer, Romaissa, Nayar, Tita

"Imagination is everything. It is preview of lifes coming attractions"

Albert Inshtein (1879-1955)

*Haithem*

---

## Table des matières

Remerciement

Dédicace

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Introduction générale

### **Chapitre I : Généralités sur le champ de Hassi Messaoud**

. Introduction.....	2
I. Situation de Hassi Messaoud .....	2
I.1. Situation du champ de Hassi-Messaoud.....	2
I.2. situation géologique .....	3
II. Structure du champ .....	4
III. Historique de recherche .....	5
IV. Description du réservoir de HMD.....	5
V. Zonation et numérotation des puits.....	6
VI. Caractéristique des fluides.....	7

### **Chapitre II : Les essais des puits**

. Introduction.....	9
I. Principe des essais aux puits .....	9
II. Le but des essais aux puits .....	9
III. Informations obtenues par les essais aux puits .....	10
IV. Les types des essais des puits .....	11
IV.1. Draw down .....	11
IV.1.1. Les inconvénients.....	11
IV.1.2. Les avantages.....	11

IV.2. Build up .....	12
IV.2.1. Les avantages.....	12
IV.2.2. Les inconvénients.....	12
IV.3. Injection .....	12
IV.3.1. Les inconvénients.....	12
IV.3.2. Les avantages.....	13
IV.4. Fall off .....	13
IV.5. Test d'interférence.....	13
IV.6. D. S. T (Drill Stem Test).....	13
V. Les équipements des essais de puits.....	14
V.1. Les équipements de fond.....	14
V.2. Les équipements de surface.....	15
VI. Les modes de réalisation des essais de puits.....	16
VI.1. la fermeture au surface.....	16
VI.1. La fermeture au fond.....	17
. Conclusion.....	17

### **Chapitre III : Description sur l'outil de fermeture DHST**

. Introduction.....	18
I.1. Principe de fonctionnement .....	18
II. La composition de DHST .....	18
III. les types de (DHST) .....	20
IV. Les avantages de l'outil.....	20
V. Les inconvénients .....	20
VI. Caractéristique de l'outil .....	21
VII. Déroulement de l'opération au puits .....	22

### **Chapitre IV : les méthodes d'interprétation d'un build up**

. Introduction .....	26
I. Notions fondamentales des essais des puits .....	27
I.1. Capacité de puits .....	27
I.2. Le skin .....	27
I.3. Rayon d'investigation .....	27
I.4. Régimes D'écoulements .....	28

II. Les objectifs du test build up.....	28
III. Les méthodes d'interprétation .....	29
III.1. Les méthodes anciennes d'interprétation .....	29
III.1.1. Méthode de horner .....	29
III.1.2. Analyse semi-logarithmique .....	31
III.1.3. Méthode MDH (miller- dyes et hutchingson): .....	32
III.2. Les méthodes modernes .....	34
III.2.1. Les courbes types .....	34
III.2.1.1. Objectifs des courbes types .....	34
III.2.1.2. Principes et méthodes générale d'utilisation des courbes types .....	35
III.2.1.3. Log-log plot .....	36
III.2.2. La méthode de la dérivée.....	37
III.2.2.1. Représentation.....	37
III.2.2.2. Propriétés de la dérivée .....	38
III.2.2.3. Interprétation directe à l'aide de la dérivée.....	39

## **Chapitre V: Partie pratique sur l'interprétation d'un build up**

. Introduction .....	41
V.1. Description et utilisation du logiciel Saphir .....	41
V.3. Analyse des résultats des tests .....	42
V.3.1. puits MDZ 672 .....	42
V.3.2. Puits MDZ 544 .....	45
V.3.3. Puits OKMZ 421.....	47
V.3.4. Puits MD643 .....	50
V.4. CONCLUSION .....	51

## Conclusions et recommandations

## Resumé

## Bibliographie et référence

## Annexe



---

**Liste des figures :**

<b>Figure I.1 : Situation géographique du champ Hassi Messaoud .....</b>	<b>2</b>
<b>Figure I.2 : Situation géologique du champ Hassi Messaoud.....</b>	<b>3</b>
<b>Figure I.3 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud.....</b>	<b>4</b>
<b>Figure I.4 : Coupe géologique du Hassi Messaoud .....</b>	<b>6</b>
<b>Figure I.5 : Zonation du champ Hassi Messaoud .....</b>	<b>7</b>
<b>Figure I.6 : Coupe stratigraphie de champ Hassi Messaoud .....</b>	<b>VI</b>
<b>Figure II.1: Test draw down .....</b>	<b>11</b>
<b>Figure II.2: Test build up .....</b>	<b>12</b>
<b>Figure II.3: Test d'injection .....</b>	<b>12</b>
<b>Figure II.4: Test fall off .....</b>	<b>13</b>
<b>Figure II.5 : Test d'interférence .....</b>	<b>13</b>
<b>Figure III.1 : Composition de l'outil DHST.....</b>	<b>19</b>
<b>Figure III.2: Séries des figures représentent le déroulement de l'opération au puits 22-25</b>	
<b>Figure IV.1 : Les régimes des écoulements.....</b>	<b>28</b>
<b>Figure IV.2 : Courbe Horner.....</b>	<b>29</b>
<b>Figure IV.3 : Pression extrapolé à partir de courbe Horner.....</b>	<b>31</b>
<b>Figure IV.4 : Méthode MDH.....</b>	<b>33</b>
<b>Figure IV.5 : La réponse de pression pendant l'essai de puits selon Log log plot... </b>	<b>36</b>
<b>Figure IV.6 : La courbe dérivée.....</b>	<b>39</b>
<b>Figure IV.7 : Courbe type et sa dérivée.....</b>	<b>39</b>
<b>Figure V.1 : fermeture en surface de puits MDZ672.....</b>	<b>43</b>
<b>Figure V.2 : Fermeture au fond de puits MDZ 672 .....</b>	<b>44</b>
<b>Figure V.3 : fermeture en surface de puits MDZ544.....</b>	<b>45</b>
<b>Figure V.4 : Fermeture au fond de puits MDZ 544.....</b>	<b>46</b>

<b>Figure V.5 : Fermeture en surface de puits OKMZ 421.....</b>	<b>48</b>
<b>Figure V.6 : Fermeture au fond sur de puits OKMZ 421.....</b>	<b>49</b>
<b>Figure V.7 : Fermeture en surface de puits MD643.....</b>	<b>50</b>

## Liste des abréviations

**B** : facteur volumétrique FVF ;RB/STB

**GOR** : Gaz Oil Ratio

**C** : coefficient de Wellbore storage ;bbl/stb

**C<sub>D</sub>** : Capacité de puits adimensionnelle.

**C<sub>t</sub>**: compressibilité totale ;psi<sup>-1</sup>

**h** : hauteur totale ;ft

**h<sub>u</sub>** : hauteur utile de réservoir ; m

**k<sub>w</sub>** : perméabilité effective à l'eau ;md

**k<sub>o</sub>** : perméabilité effective à l'huile ;md

**M** : rapport de mobilité ;

**P<sub>wf</sub>** : pression de fond dynamique ;psi

**P<sub>ws</sub>** : pression de fond statique ; psi

**P'** : dérivée de la pression ;

**P<sub>w1hr</sub>** : pression du fond dynamique à 1 heure ;Psi

**Q** : débit ;bbl/d

**r<sub>w</sub>** : rayon du puits ;ft

**r<sub>e</sub>** : rayon de drainage ;ft

**S** : aire de drainage ; ft<sup>2</sup>

**s** : facteur de skin ;

**t** : temps ;hr

**tp** : Temps de production (hr) ;

**t<sub>e</sub>** :temps équivalent ;hr

---

**tD : Temps adimensionnel ;**

**$\Delta P_{skin}$  : Chute de pression du au skin**

**$\Phi$  : porosité ;**

**$\mu_w$  : viscosité de l'eau ;cp**

**$\mu_o$  : viscosité de l'huile ;cp**

**DD : Draw down**

**BU : build up**

**LBU : long build up**

**FO: Fall off**

**DST : Drill stem test**

**MDH : Miller- dyes et hutchingson**

**DHST : Down hole shut in tool**

---

Liste des tableaux :

Tableau III.1 : Caractéristique de l’outil DHST pour un tubing 3 ½’’ .....	21
Tableau V.1 : Les données de puits MDZ672.....	42
Tableau V.2 : Les données de test nécessaire de puits MDZ672.....	42
Tableau V.3 : Les résultats de fermeture en surface de puits MDZ672.....	43
Tableau V.4 : Les résultats de fermeture au fond de puits MDZ672.....	44
Tableau V.5 : Les données de puits MDZ 544.....	45
Tableau V.6 : Les données de test nécessaire de puits MDZ672.....	45
Tableau V.7 : Les résultats de fermeture en surface de puits MDZ672.....	46
Tableau V.8 : Les résultats de fermeture au fond de puits MDZ544.....	47
Tableau V.9: les données de puits OKMZ 421.....	47
Tableau V.10: Les données de test nécessaire de puits OKMZ421.....	47
Tableau V.11 : Les résultats de fermeture en surface de puits OKMZ421.....	48
Tableau V.12 : Les résultats de fermeture au fond de puits OKMZ421.....	49
Tableau V.13 : Les données de puits MD643.....	50
Tableau V.14 : Les résultats de fermeture en surface de puits MD643.....	51

---

## INTRODUCTION

D'une façon générale, le but des essais de puits est d'obtenir des renseignements sur un puits et sur un réservoir. Pour ce faire, on fait varier le débit du puits. Cette variation de débit provoque une perturbation du régime des pressions existant dans le réservoir.

La mesure de l'évolution de la pression en fonction du temps et son interprétation fournissent des renseignements sur le réservoir et le puits. L'utilisation des tests de puits transitoires pour déterminer les paramètres de réservoir et la productivité des puits, est devenue commun en raison de l'augmentation du forage. Dans un premier temps, des essais de puits étaient analysés avec les techniques classiques et avec des nouvelles technologies.

L'analyse des essais des puits sont complexes et leur interprétation est relativement difficile à cause de la diversité des réponses obtenues car des problèmes qui nous rencontrons, soit les problèmes de réservoirs ou les problèmes résultants de les outils de fermeture..... etc.

En général, l'analyse d'un essai de puits nous permet la détermination des paramètres qui régissent l'écoulement dans le réservoir, tel que : la perméabilité, la longueur effective, l'endommagement.....

Ce travail est réparti en 5 chapitres. Le premier chapitre présente brièvement quelques généralités sur le champ de Hassi Messaoud. Le second chapitre regroupe des généralités sur les essais de puits qu'ils ont utilisés. Dans le chapitre trois contient un outil nécessaire pour à fermeture de puits au fond pour l'évaluation de test .Le chapitre quatre contient les méthodes d'interprétation d'un build up et comment interpréter des réponses de quelques puits dans le champ du Hassi Messaoud considérés dans cette étude (MDZ544, MD643, MDZ672 et OMKZ421). Finalement, on terminera ce travaille par une conclusion et des recommandations.

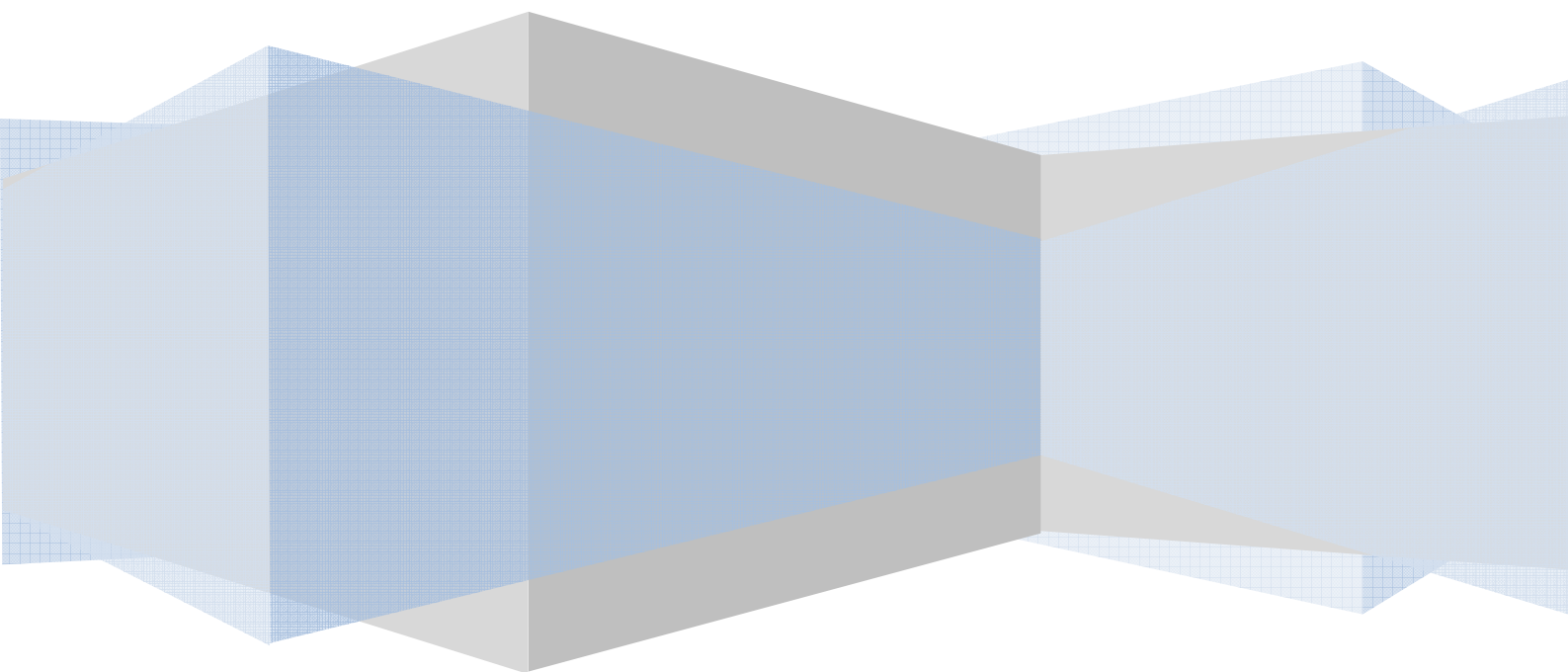
# *Chapitre :*

---

II

Généralités sur le champ

HASSI MESSAOUD



## GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD

### Introduction :

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

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km<sup>2</sup>. Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

### I. Situation de Hassi Messaoud :

#### I.1) situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 650 km Sud-Sud.Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

\* 790.000 @ 840.000 Est

\* 110.000 @ 150.000 Nord



Figure I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud [1].



## I.2) situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique à l'Est de la dépression d'Oued M'ya dans le district IV qui par sa superficie et ses réserves est la plus grande province pétrogazeïfere .C'est le plus grand gisement d'Algérie qui s'étende sur 53x44 km de superficie.

Il est limité :

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

A plus grande échelle, il est limité :

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

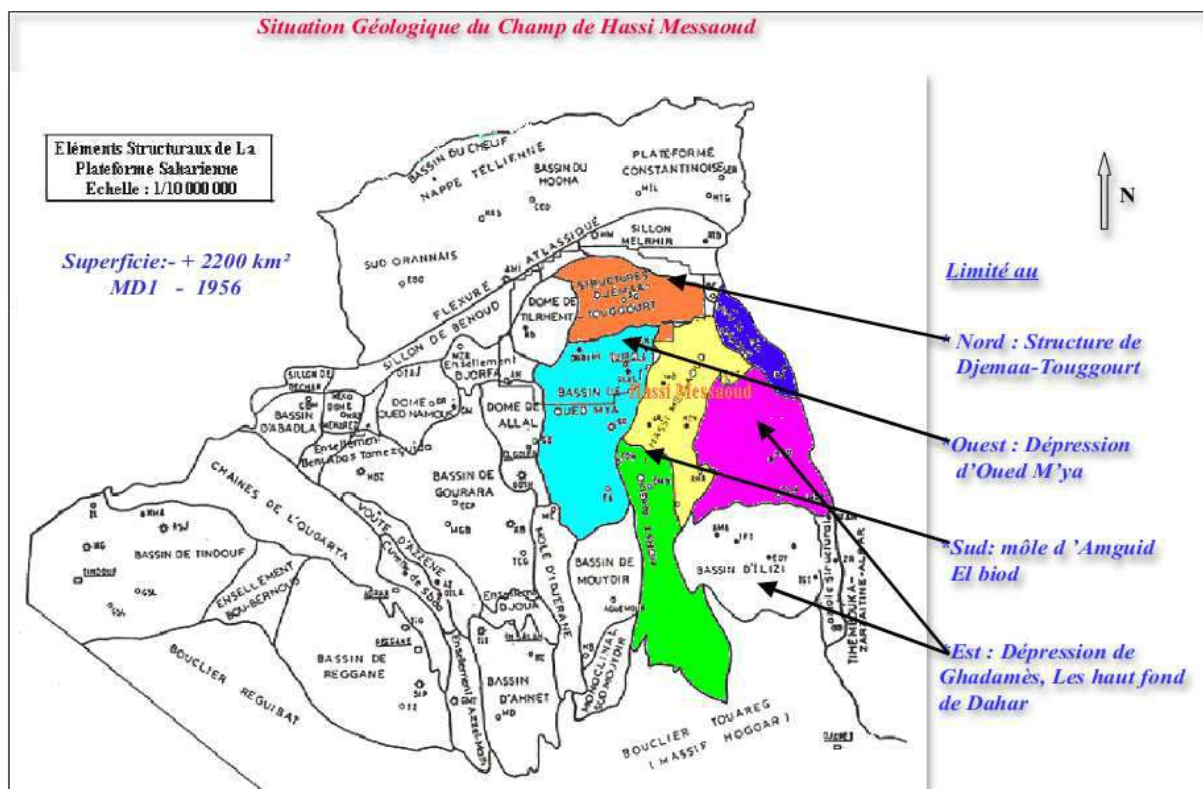


Figure I.2: situation géologique du champ de Hassi Messaoud [1].

## II. Structure du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de 45km de diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest.

L'image structurale du champ de Hassi Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne se superposant aux conditions de dépôts des grés cambro-ordoviciens.

La topographie Hassi Messaoud soumise à l'érosion pendant une très longue période qui a :

- Fait disparaître les unités supérieures de réservoir dans les parties les plus hautes au centre du gisement.
- largement entaillé les réservoirs par le creusement de vallées profondes et étroites à la faveur des failles majeures. Ces zones topographiquement basses sont remplies par des roches volcaniques

Le gisement est intensément compartimenté par des réseaux de failles très complexes dont les directions sont :

- Nord Est-Sud Ouest pour les failles régionales (échelle du champ).
- Est-Ouest, Nord Ouest- Sud Est pour les failles de plus faible échelle.

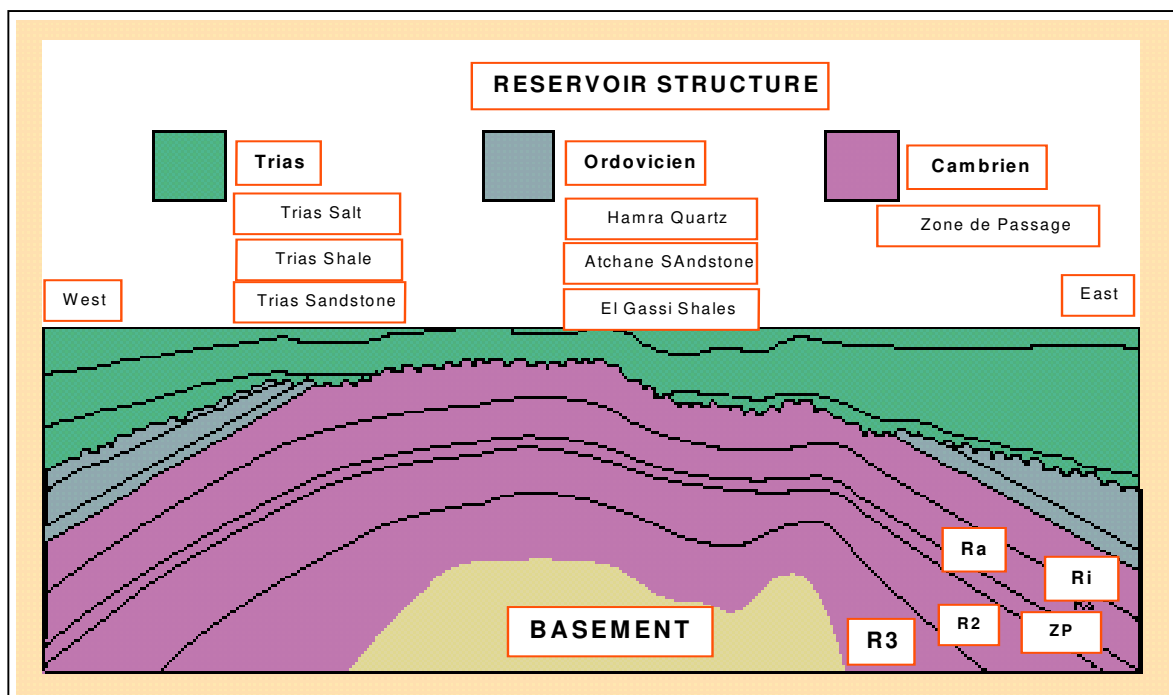


Figure I.3 : Carte structurale du réservoir de Hassi Messaoud [2].

### III. Historique de recherche :

Le gisement de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par le premier forage MD 1 ; implanté suite à une campagne sismique réfraction.

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

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

Le gisement fut donc couvert par deux (2) concessions distinctes :

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

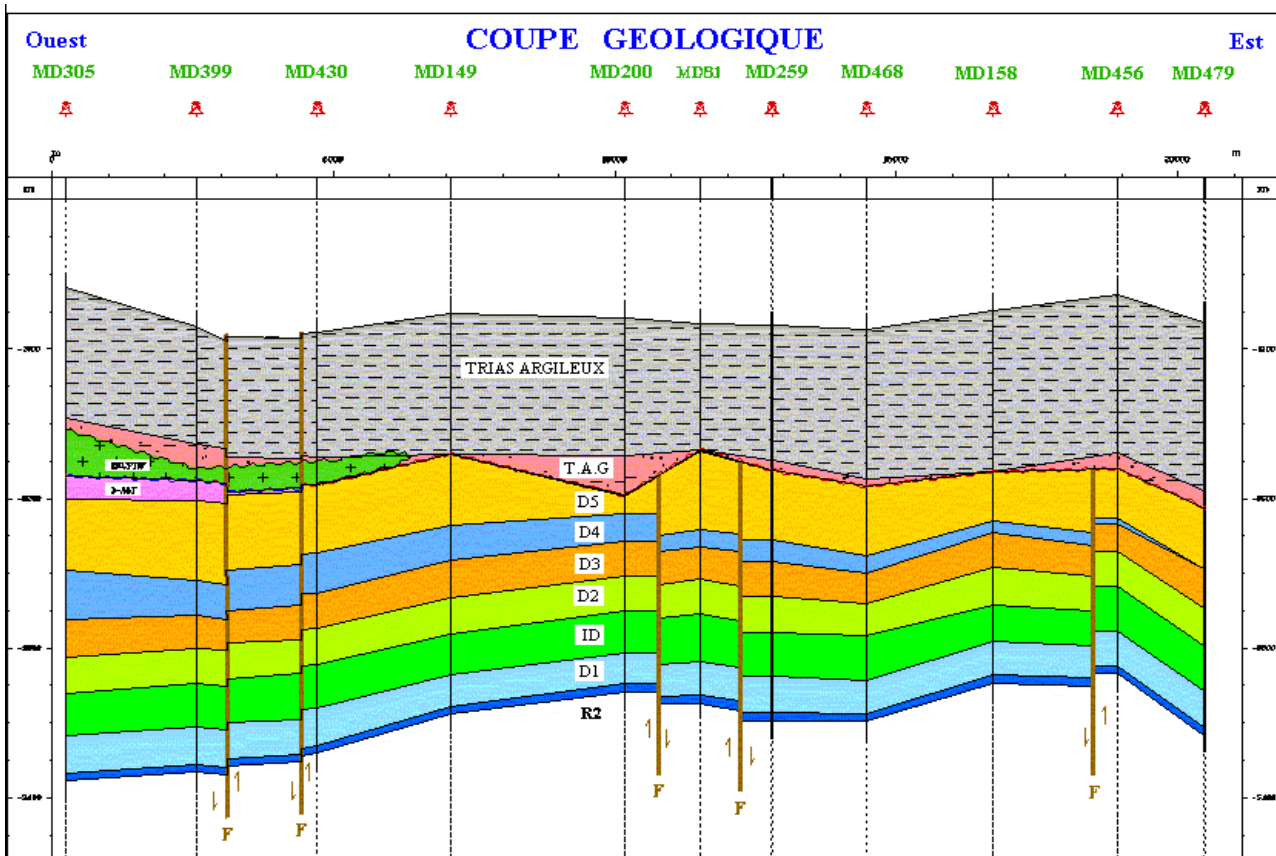
La limite coupe le champ dans le sens Est-Ouest en deux parties sensiblement égales.

Actuellement le champ est subdivisé en 25 zones productives. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble des puits qui communiquent entre eux lithologiquement et se comportent de la même manière de point de vue pression.

### IV. Description du réservoir de HMD :

Le gisement de Hassi Messaoud a une profondeur qui varie entre 3100 et 3380 m. Son épaisseur va jusqu'à 200 m, il comprend trois réservoirs gréseux d'âge Cambrien, reposants directement sur le socle granitique. Il est représenté par une série gréseuse dont l'érosion poste paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas de:

- 🚧 **Ri** : Zone isométrique dont l'épaisseur est de 45m essentiellement quartzite à grains fins et à tigillites. Elle correspond au drain D5.
- 🚧 **Ra** : Zone anisométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120m environ, composée de grès à ciment silico-argileux de grains moyens à grossiers. Il est subdivisé en drains respectivement de bas en haut : D1, ID, D2, D3, D4.
- 🚧 **R2** : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.
- 🚧 **R3** : D'une hauteur d'environ 300 m, c'est une série gréseuse très grossière à micro-conglomérique, très argileuse reposant sur le socle granitique qui a été rencontré à une profondeur inférieure à 4000m, c'est un granite porphyroïde rose.



**Figure I.4 : coupe géologique du champ de Hassi Messaoud [3]**

### V. Zonation et numérotation des puits :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé d'Est en ouest en deux parties distinctes : le champ sud et le champ Nord, chacun a sa propre numérotation.

- Le Champ Nord : C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omo38, Onm14, Ompz12\*  
 O : Majuscule, permis d'Ouargla. m: superficie de la zone à huile: 1600 km<sup>2</sup>.  
 o: Minuscule, superficie de la zone à huile de 100 km<sup>2</sup>, 3 : Abscisse et 8 : Ordonnée.

Champ sud : La numérotation des zones est chronologique. Ex : MD1, MD2, MDZ509

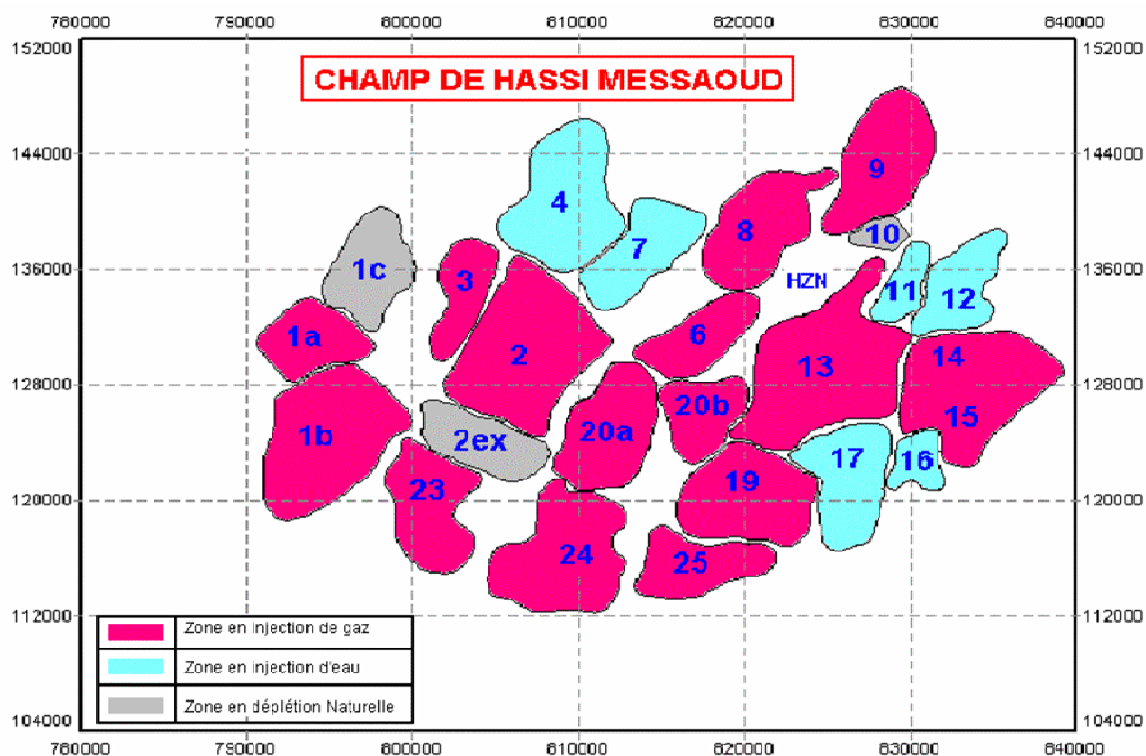


Figure I.5 : Zonation du champ de Hassi Messaoud [3].

**Stratigraphie du champ : Voir l'annexe 1**

## VI. Caractéristique des fluides:

L'huile a des propriétés variables selon les régions. A l'Est le point de bulle peut atteindre  $200 \text{ kg/cm}^2$  pour un rapport de dissolution de gaz  $R_s$  égal à  $240 \text{ stm}^3/\text{m}^3$ , à l'Ouest il peut descendre jusqu'à  $140 \text{ kg/cm}^2$  pour un rapport de dissolution de gaz égal à  $160 \text{ stm}^3/\text{m}^3$ .

Ci dessous, les caractéristiques moyennes des fluides présentées à Hassi Messaoud.

### VI.1 Les caractéristiques des huiles:

- L'huile est légère de densité 0,8 (API = 45.4).
- La pression de gisement est variable : 400 à 120 kg/cm<sup>2</sup>.
- La température est de l'ordre de 118°C.
- Le GOR est de 219 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> sauf pour les puits en percée où le GOR peut atteindre 800 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus (cas d'Oml 63 et Oml 633).
- La porosité en moyenne est faible : 5 à 10%.
- La perméabilité est assez faible.
- La viscosité est de 0,2 cp.

- Le facteur de volume est de 1,7.

**VI.2 Les caractéristiques de gaz associé :**

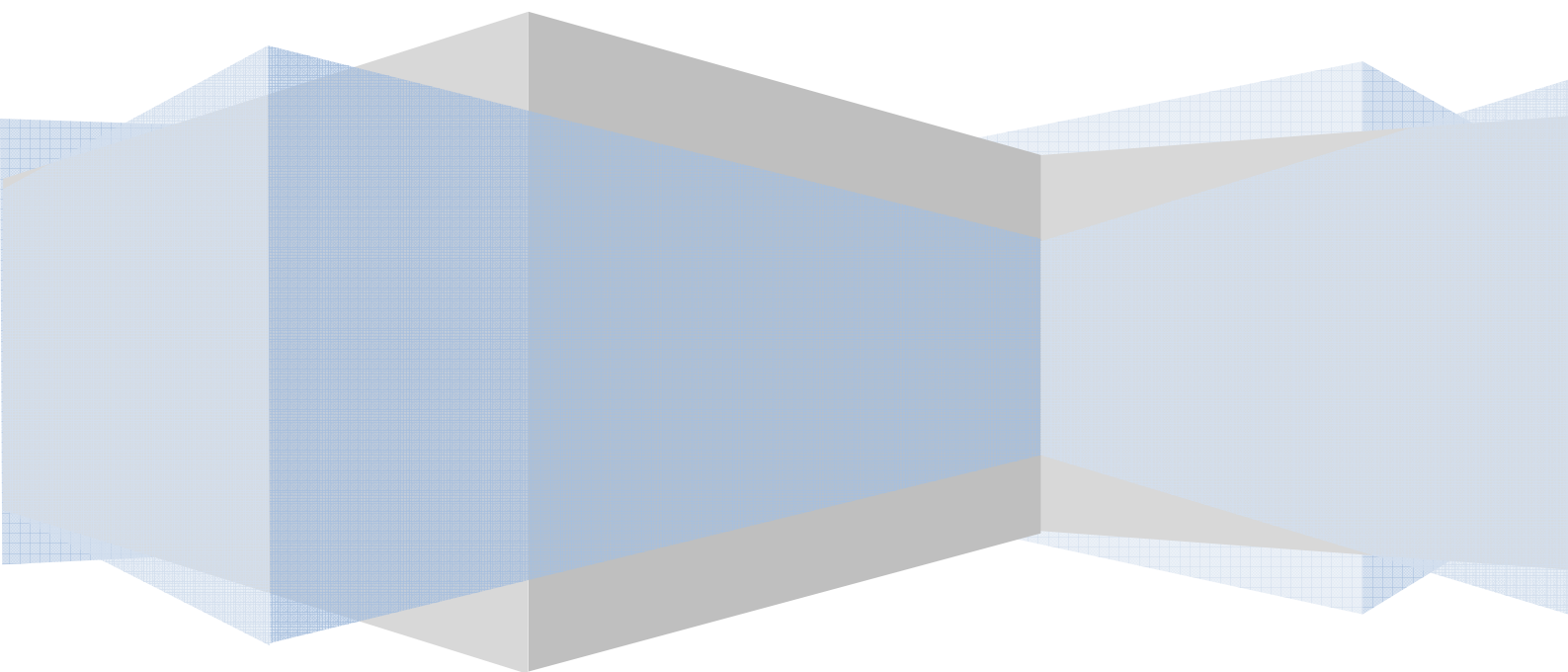
- un point de bulle de  $160 \text{ kg/cm}^2$
- Viscosité de gaz est 0.02 cp.
- La compressibilité est de  $0.8 \text{ bar}^{-1}$  [6].

# *Chapitre :*

---

III

Généralité sur Les essais des  
puits







## **Introduction**

Il est important pour le producteur de comprendre le concept du réservoir et d'avoir les paramètres pétro physiques d'une part, et de vérifier l'état des abords de puits et évaluer les opérations effectuées sur le puits de l'autre part. Pour cela, il est nécessaire d'exécuter un essai de puits suivi de l'interprétation des résultats obtenus en utilisant plusieurs méthodes d'interprétation. Les facteurs les plus importants sont le skin et la perméabilité. Le skin et les pertes de charges dues à ce skin, expriment le degré de colmatage de la roche réservoir par des différents agents colmatant tel que : la boue de forage, le ciment, les résidus de l'opération de perforation.

L'objectif de ce chapitre est de développer une compréhension de base d'essai de puits et des techniques associées d'interprétation. Particulièrement les méthodes d'obtention de skin du au colmatage.

### **I. Principe des essais aux puits :**

Le principe de base d'un essai au puits est de créer une perturbation du régime de pression existant dans le réservoir par le changement de débit du puits. On enregistre l'évolution de la pression transitoire du puits en fonction de temps pendant une durée déterminée selon l'objectif voulu de l'essai. Ensuite on fait une interprétation des résultats.

En général, les débits sont mesurés en surface tandis que la pression est enregistrée au fond du puits. La pression est constante et uniforme dans le réservoir avant la mise en production du puits. Puis elle diminue pendant la période de débit. Par contre dans le cas où le puits est fermé suite à une période de production, cette pression remonte.

L'évolution de la pression est interprétée en utilisant quelques lois de la mécanique des fluides.

### **II. Le but des essais aux puits :**

L'analyse des essais de puits permet d'obtenir 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.

D'une façon générale le but des essais de puits est :

- D'évaluer la capacité de production, ou potentiel de chaque puits.
- Déterminer la nature et/ou les caractéristiques des fluides produits,
- Evaluer les caractéristiques du réservoir.
- Contrôler l'efficacité d'une complétion ou d'un traitement sur le réservoir
- De contrôler l'efficacité des opérations de mise en production.
- De déterminer le taux de production efficace de chaque puits.

Pour cela, il est nécessaire :

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

### **III. Informations obtenues par les essais aux puits :**

Chaque test au puits doit être suivi par une interprétation pour en tirer les informations nécessaires pour le Réservoir Engineering à savoir :

#### **❖ Les Principaux paramètres recherches :**

- Pression statique.
- Perméabilité.
- Endommagement aux abords du puits.
- Connaissances (nature) des fluides.
- La productivité de puits (IP).
- Les limites de réservoir.

#### **❖ Et aussi :**

- La longueur productive pour un puits horizontal.
- L'aire de drainage.
- Le rayon d'investigation.
- L'anisotropie de perméabilité.
- L'efficacité d'écoulement.
- La détection des failles, et les distances entre les failles et le puits.
- La détection des fractures artificielles, et la détermination de la longueur et de la conductivité de la fracture détectée.
- La configuration de puits et du réservoir [7].

#### IV. Les types des essais des puits :

On peut classer les essais de puits par plusieurs critères :

❖ **Selon la chronologie de test :**

On a les tests initiaux (drill stem test), et tests périodiques.

❖ **Selon le nombre de puits rentrant dans le test :**

On a les test à un seul puits (build up, drawdown, falloff) ; et les test 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)

##### IV.1 Draw down :

Le puits initialement à l'état statique (fermé) est ouvert pour l'écoulement à un débit supposé constant, pendant un temps. D'écoulement -t-, le déclin de pression est enregistré.

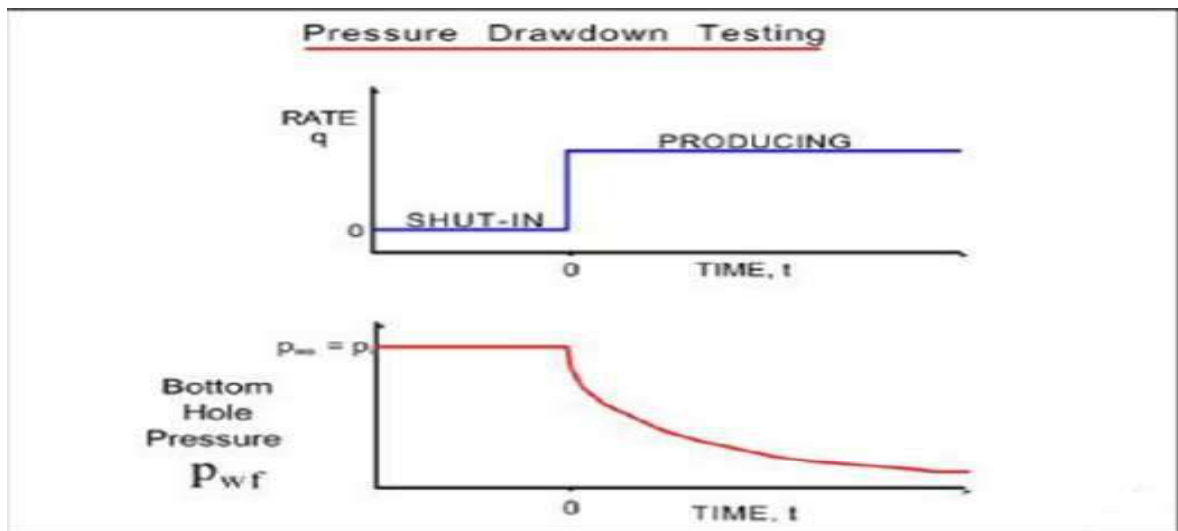


Figure II.1 : Test draw down

##### IV.1.1 Les inconvénients :

- Difficile de maitre l'écoulement du puits constant.
- Difficile de maitre le puits en état statique.

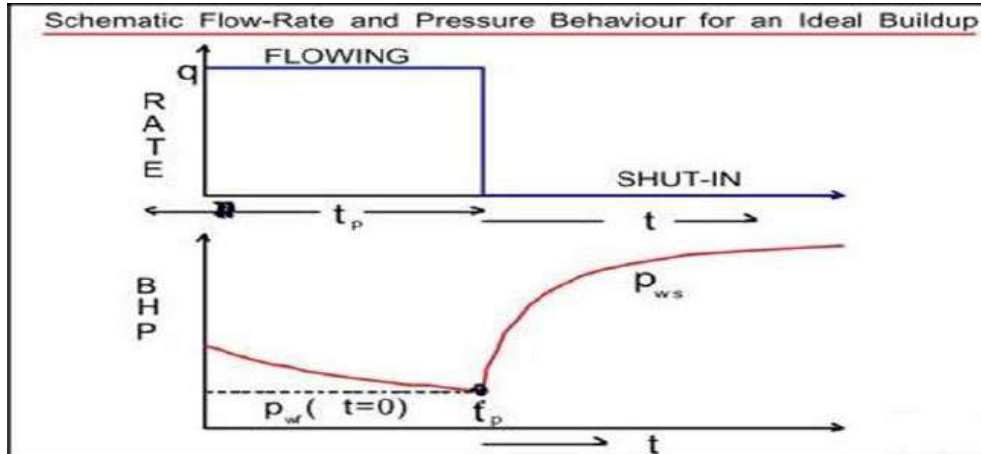
##### IV.1.2 Les avantages :

- pas d'influence sur la production (économique).

- Bonne méthodes pour tester les limites du réservoir du ou temps d'écoulement important.

**IV.2 Build up:**

Le test de la remonter de pression est une opération inverse au draw down, le puits qui est en production à un débit constant est fermé pendant le temps. -t-



**Figure II.2 : Test build up**

**IV.2.1 Les avantages :**

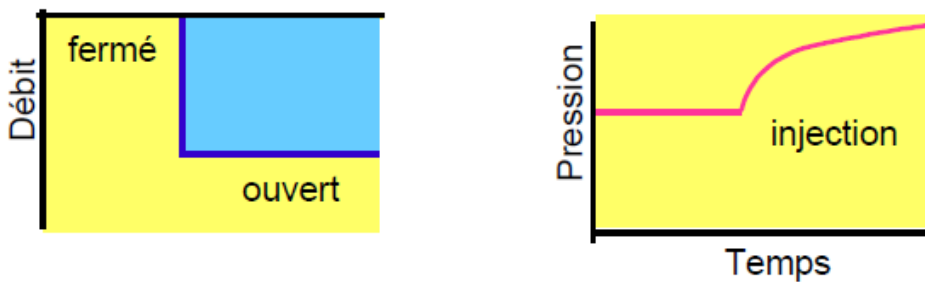
- l'avantage pratique du test est que le débit est rendu stable.

**IV.2.2 Les inconvénients :**

- Perte de production à la fermeture du puits.

**IV.3.1 Injection:**

Le test d'injection est identique au Build up, la pression monte aux lieux de chutes.



**Figure II.3 : Test d'injection.**

**IV.3.1 Les inconvénients :**

- les analyses peuvent être compliqué par les effets de fluide d'injection sauf si le fluide injecté est simulait an fluide produit.

**IV.3.2 Les avantages :**

- Le débit d'injection est souvent bien et facilement contrôlé

**IV.4. Fall off:**

Un fall off on mesure le déclin de pression qui correspond à la fermeture du puits d'injection. L'interprétation est très difficile quand le fluide injecté est différent du fluide de gisement.

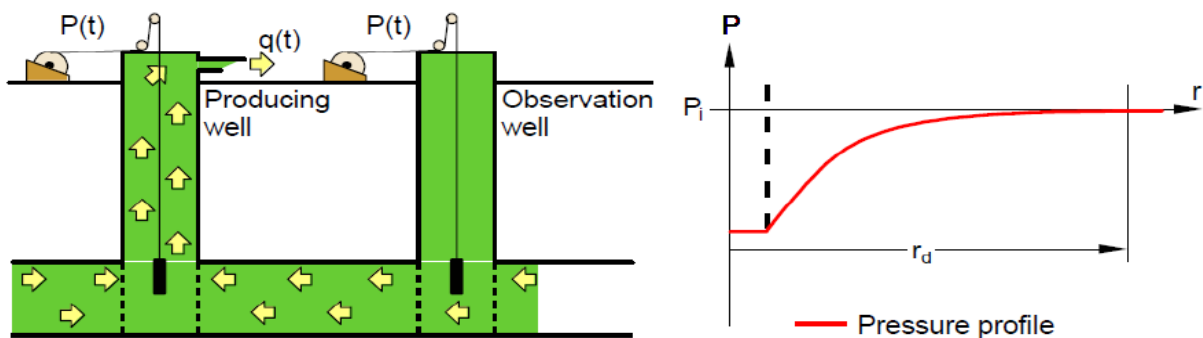


**Figure II.4 : test Fall off**

**IV.5 Test d'interférence:**

Ce test nécessite un puits en production et la pression est observée au moins sur 3 puits fermés, ce test est très utile pour caractériser les propriétés du réservoir à une échelle très grande par rapport aux simples tests, les changements des pressions à une distance du puits producteur peut être très faible.

Donc le test d'interférence nécessite des capteurs de pression très sensible et ce test prend beaucoup de temps à réaliser et peut être aussi réalisé sans regarder le type de changement de pression indirecte par les puits active, (draw down, build up, injection, fall off).



**Figure II.5 : Test d'interférence [8].**

**IV.6 D. S. T ( Drill Stem Test):**

C'est un test utilisé dans un puits nouvellement foré on utilise des outils spéciaux monté à la fin d'une tige (Drill string).

Ce test peut être très court mais l'analyse demande des techniques due à la non stabilité du débit, lorsque le niveau du fluide atteint le drill string, d'autre phénomènes peuvent effectués le résultat du test comme les effets de friction, les effets reçant les opérations de forage et de complétion.

## V. Les équipements des essais de puits :

### V.1 Les équipements de fond:

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

- **Le tubulaire** proprement dit, constitué selon le cas de tiges de forage ou de tubing.

Ce tubulaire sert :

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

Les tiges de forage sont plus particulièrement utilisées dans le cas de tests en cours de forage (DST : Drill Stem Test) de courte durée d'une zone à faible ou moyenne pression. Dans les autres cas, et tout particulièrement s'il y a risque de présence d'acide sulfurique ( $H_2S$ ), on préfère utiliser des tubings qui présentent une meilleure étanchéité au niveau des raccords

- **Un packer**

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

- **Un tester**

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

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

- **Des porte-enregistreurs**

Ils reçoivent les enregistreurs de pression et de température.

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

- **Une vanne d'égalisation**

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

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

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

- d'égaliser les pressions de part et d'autre du packer,
- de repousser, sous réserve que l'injectivité soit suffisante, les effluents produits (situés dans la garniture en dessous de ce point) dans la formation testée en pompant de la boue de forage en tête d'espace annulaire, les mâchoires annulaires des BOP étant fermées

- **Un dispositif de circulation inverse**

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

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

## **V.2. Les équipements de surface :**

Les équipements de base en surface sont les suivants :

- **Une tête de contrôle** appelée aussi **tête d'éruption**

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

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

- **Un manifold de duses**

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

- **Un réchauffeur ou un échangeur à vapeur**

Il permet de réchauffer le gaz afin d'éviter la formation d'hydrates. Dans ce cas, la détente du gaz n'est pas faite en une seule fois au niveau du manifold de duse, mais en plusieurs fois. En particulier, on dispose d'une duse à mi-serpentin dans le réchauffeur ou l'échangeur.

- **Un séparateur**

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

- **Un bac de stockage**

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

- **Un bassin et une torche à gaz ou des brûleurs**

Ils permettent d'évacuer les fluides produits.

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

Il permet de fermer le puits et de mettre les équipements de surface en sécurité en cas de besoin.[9].

## **VI. Les modes de réalisation des essais de puits :**

Pour réaliser un test de puits qui nécessite une fermeture (BU\_DST) on peut appliquer l'un des deux modes suivant :

### ***VI.1. la fermeture au surface :***

Généralement Jusqu'au aujourd'hui les fermetures des puits producteurs pour des enregistrements de pressions de fond se fait en surface par défaut d'outils permettant la



fermeture au fond du puits, sachant plus qu'on s'approche du réservoir ou de zones perforées la remontée de pression est très rapide et cela nous aide à éliminer ou bien au moins à minimiser le phénomène de compression du fluide (wellbore storage) qui est nuisible à l'interprétation des essais de puits de localiser le premier radial.

La fermeture en surface pour enregistrement de remontée de pressions peut être même observée en cours des opérations de test de production de fin de forage (DST) par défaillance de vannes de fond descendues avec le train de test

### ***VI.2 La fermeture au fond :***

s'avère de plus en plus importante pour mieux analyser les essais de puits PBU (Pressure Build Up) effectués sur les différents puits producteurs à Hassi Messaoud en diminuant l'effet de capacité du puits WBS (Wellbore Storage), les réponses de pression ne seront pas masquées ainsi la pression et la dérivé seront représentatives et nous conduisent à une bonne interprétation du test,

Pour cette raison nous avons faire une étude générale sur l'outil Down Hole Shut in Tool (DHST) ; dans ce qui suit nous allons présenter :

- Les spécifications techniques et fonctionnement de différents outils descendus dans les puits du champ de HMD.
- Les avantages et les inconvénients de l'outil.
- Les contraintes d'utilisation.

Jusqu'à présent il existe trois modèles d'outils de fermeture opérationnels à Hassi Messaoud qui appartiennent aux sociétés de services.

Les noms commercial de ces outils sont BEST, DATACAN et SMART.

### **Conclusion :**

Un essai de puits est une opération délicate qui doit être préparée avec précision afin :

- d'obtenir le maximum d'informations,
- de travailler avec le maximum de sécurité.

Il faut noter toutes les informations relatives au déroulement effectif de l'essai.

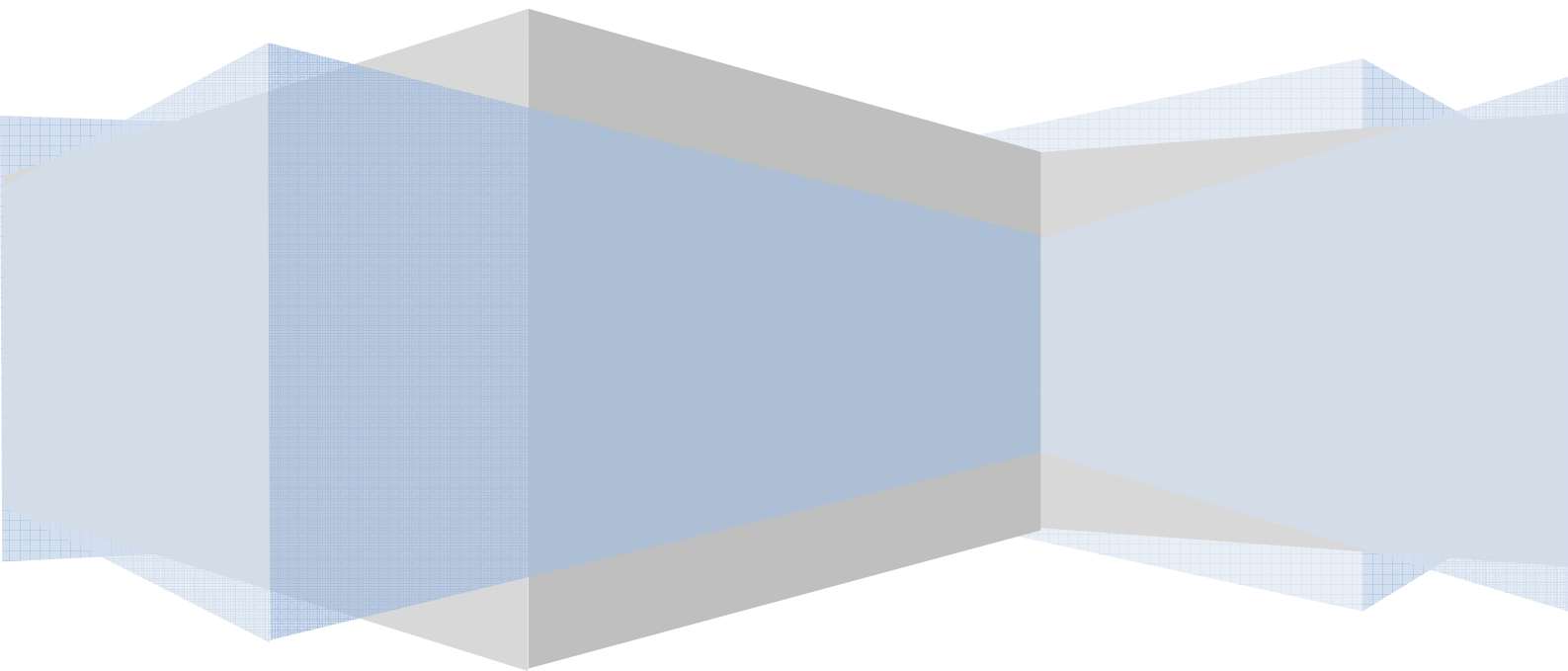
# *Chapitre :*

---

III

Outils de fermeture au fond

IDHST





## INTRODUCTION

**Le down hole shut in tool** : est un outil qui a pour but d'assurer des ouvertures et fermetures de puits, près de la zone des perforations en minimisant les temps d'arrêt de production (coûteux). Durant des opérations appelées flow after flow ou test isochrone (avec le même principe que celui de DST), en conséquent, le test fournira des données ainsi étendues (essentiellement de pression) pour la future planification de projet de réservoir.

### **I. Principe de fonctionnement :**

**Down Hole Shut-in Tool (DHST)**: C'est un outil électromécanique, son principe de fonctionnement est de faire descendre l'outil dans le puits par un lock mandrel et le siégé au Nippel (RN) dans le but d'assurer d'une ou plusieurs ouvertures et fermetures de puits programmer préalablement en surface.

Le (DHST) c'est une solution très fiable pour le test Build up qui est fournira des données ainsi étendues (essentiellement de pression) pour la future planification de projet du réservoir.

### **II. La composition de DHST :**

Le down hole shut-in tool se compose de trois parties essentielles :

- partie mécanique (la vanne).
- partie électronique (cerveau).
- partie d'alimentation (batterie).

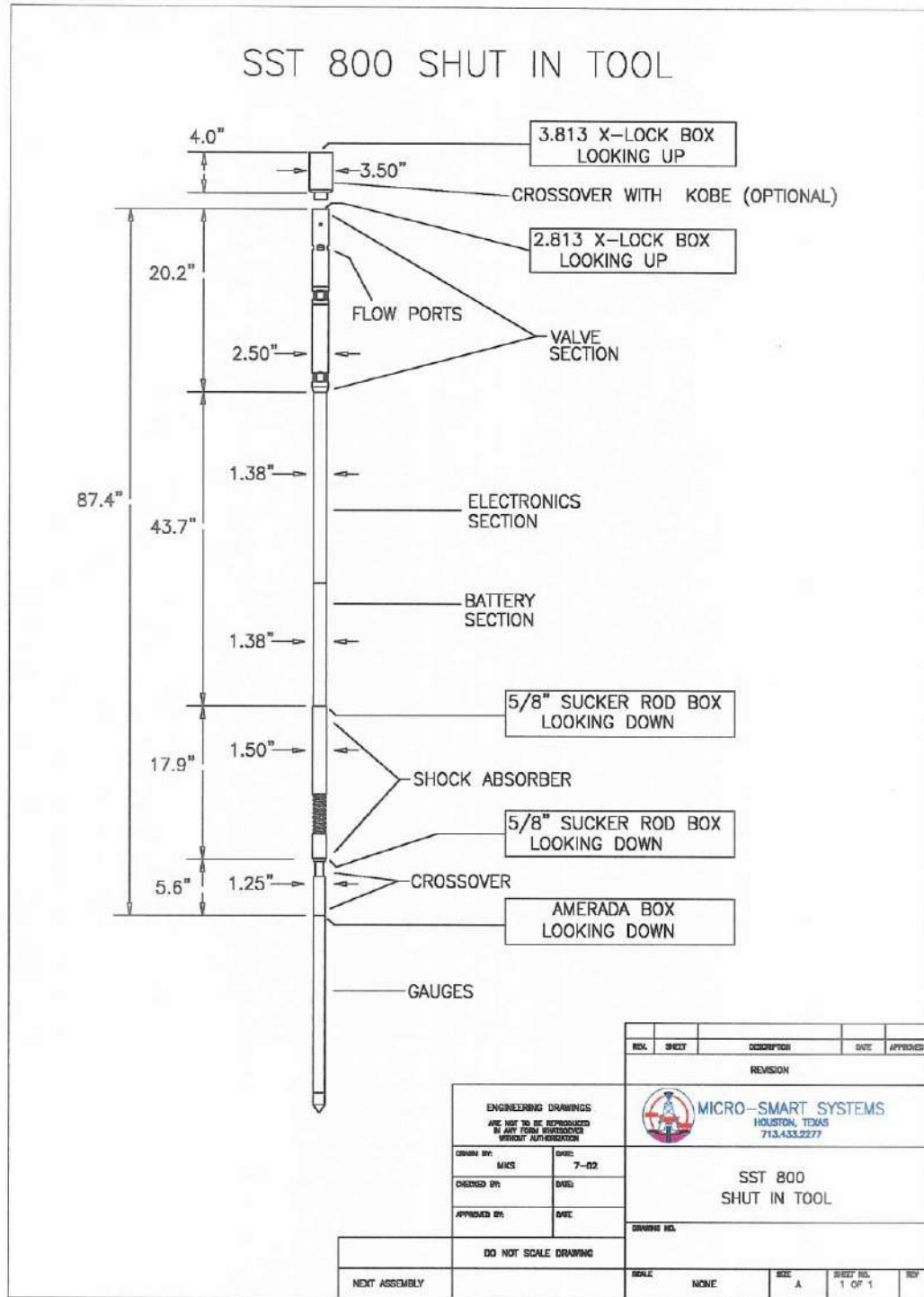


Figure III.1 : Composition d'outil DHST. [10]

### III. les types de (DHST) :

On peut classer les types de cet outil selon le diamètre de la colonne de complétion comme suite :

SST500 → 2"7/8

SST800 → 3.5", 4.5"

SST1200 → 5"

### IV. Les avantages de l'outil :

- Temps de fermeture court (moins de 60 secondes).
- Programmation personnalisée jusqu'à 20 cycles via ordinateur (on peut arriver à 40 cycles avec un type spécifique de batteries).
- Programmation manuelle des évènements en surface sans l'usage d'ordinateur (single shot).
- Toute la construction est en acier inoxydable qui permet une durabilité et une résistance à la corrosion.
- les réponses de pression ne seront pas masquées wellbore storage.

### V. Les inconvénients :

- Très sensible au solide et au débris (les asphaltènes),

**VI. Caractéristique de l'outil :**

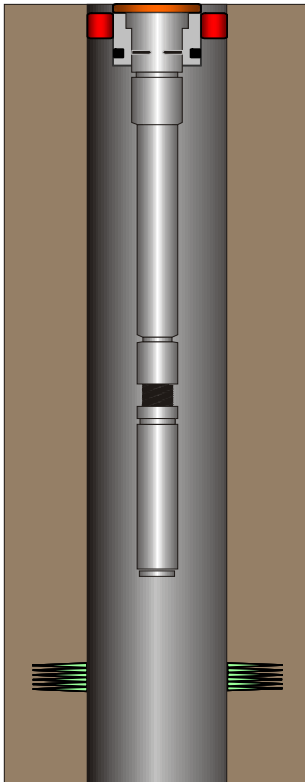
Down hole shut in tool pour un tubing 3 1/2''

**Tableau III.1 : Caractéristique de DHST pour un tubing 3 1/2''**

<b>Taille</b>	<b>1.6 m with short battery pack</b>
<b>Diamètre extérieure</b>	<b>6.35 cm maximum</b>
<b>Diamètre intérieure</b>	<b>4.5 cm</b>
<b>Température</b>	<b>160°C</b>
<b>Pression Max</b>	<b>103. Kpa</b>
<b>ΔP max</b>	<b>69 Kpa</b>
<b>Flow area</b>	<b>2.4 in<sup>2</sup> (6.1 cm<sup>2</sup>)</b>

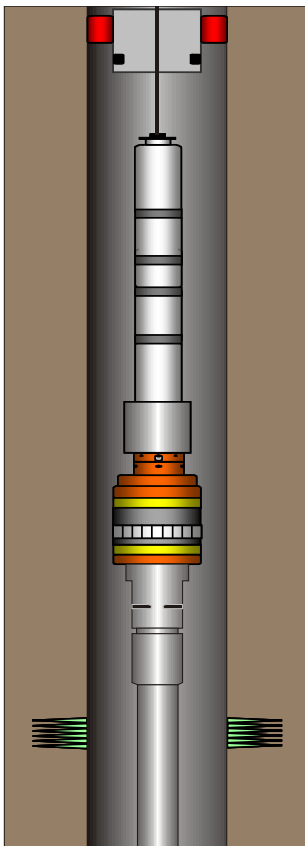
<b>Cycles</b>	<b>20 cycles</b>
<b>Power Supply</b>	<b>18 V</b>
<b>Poids</b>	<b>12.7 kg</b>

## VII. Déroulement de l'opération au puits :



➤ Etant que le puits est fermé en surface l'assemblée Slickline et Downhole shut in tool descend au fond.

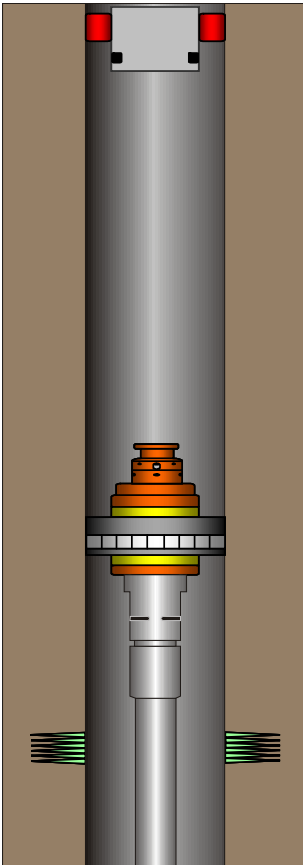
➤ Descente en cours.



➤ Arrivée au fond.

➤ Ancrage du Lock mandrel dans le Nipple.

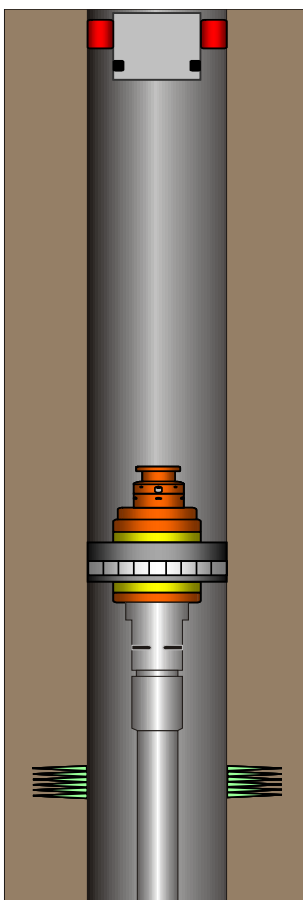




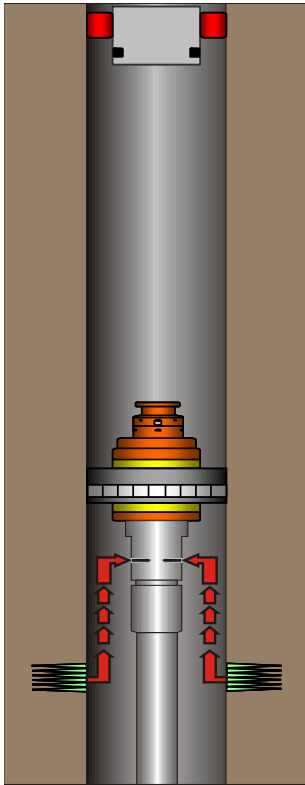
➤ Les V-packing du Lock-mandrel assureront une bonne étanchéité, et le downhole Shut-in Tool va fonctionner comme programmé en surface

➤ Remontée du Slickline setting tool en surface.

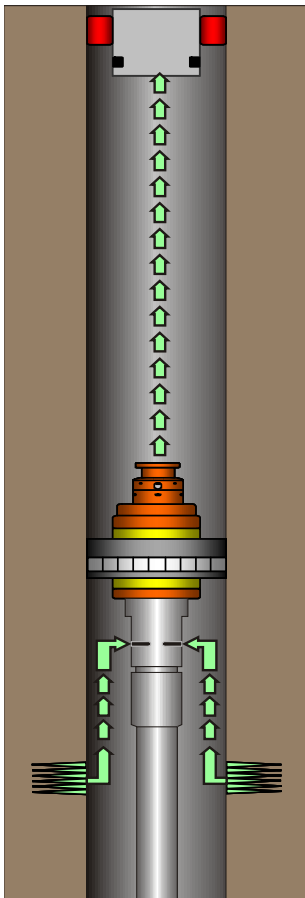
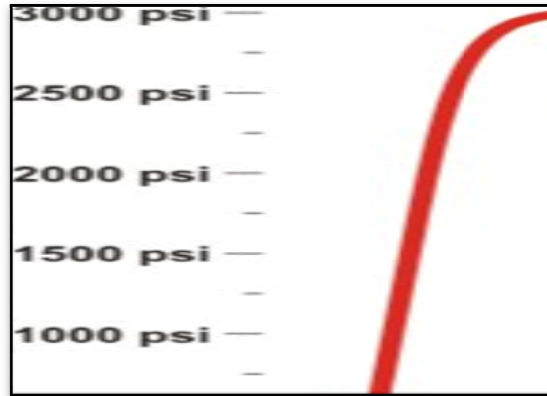
➤ Début des opérations well test.



➤ le puits est ouvert, égalisation de pression et commencement du test.

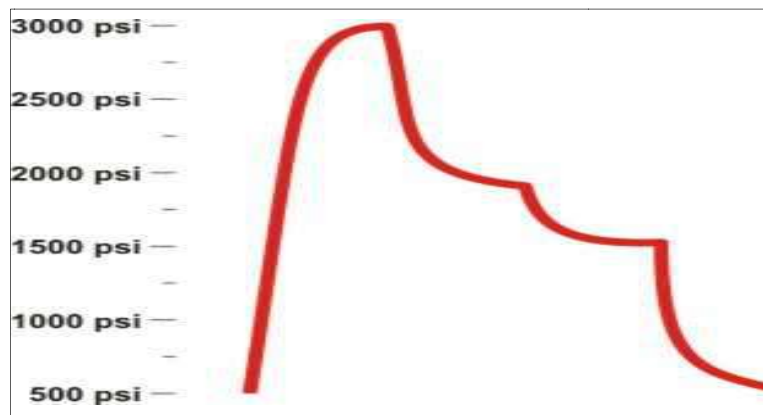


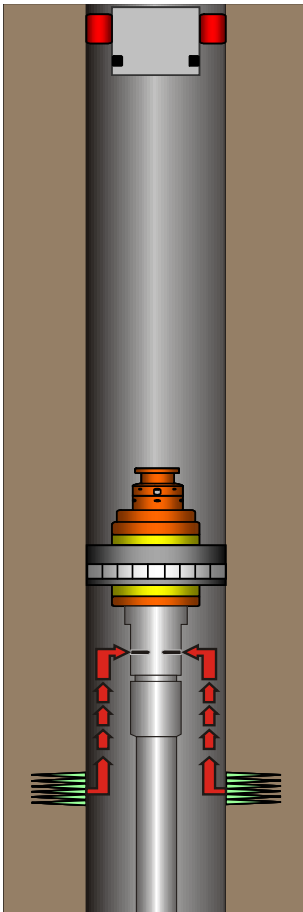
➤ La vanne de l'outil se ferme, commencement du build up



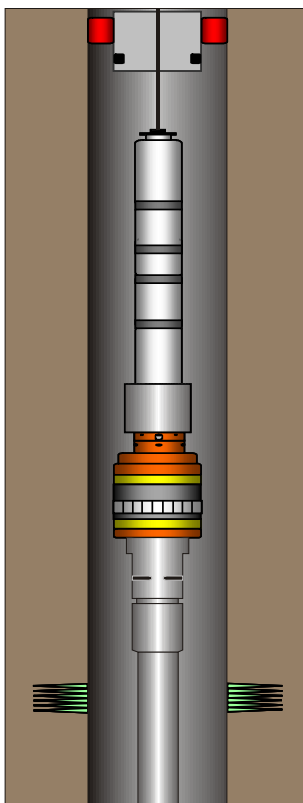
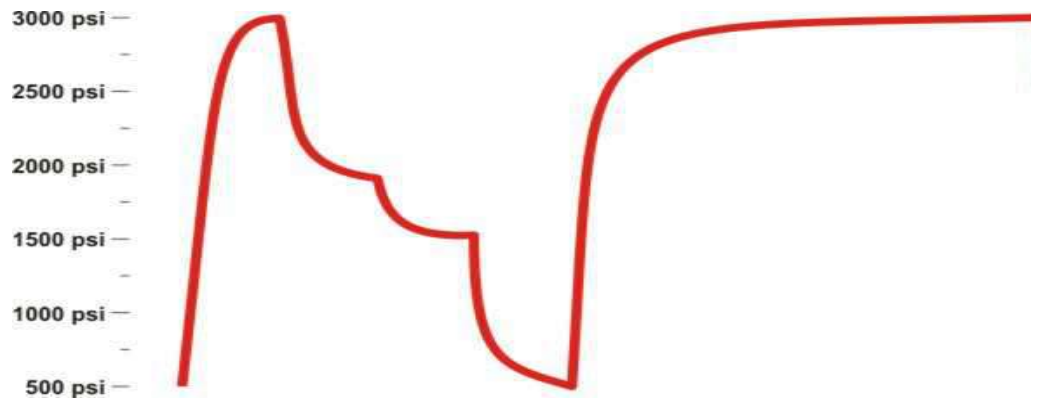
➤ L'ouverture de la vanne va permettre de mesurer le débit en surface sous différentes duses :

- Duse 1''
- Duse 1 1/2''
- Duse 2''





- La fermeture de la vanne de downhole Shut-in tool va permettre d'enregistrer un second build up.



- Fin de test, fermeture du puits en surface et descente Slickline GS pulling tool pour remonter l'assemblée.
- La remontée de l'assemblée.
- Fin de l'opération.

Figure III.2 : Série des figures représente déroulement de l'opération au puits. [10]

# Chapitre :

---

IV

Les méthodes  
d'interprétation d'un build

urp





## INTRODUCTION :

Des nombreuses méthodes permettent d'interpréter un test de puits, ces méthodes peuvent être classées en deux grandes familles :

- les méthodes conventionnelles.
- les méthodes utilisant les courbes types.

Les méthodes d'interprétation dépendent de la nature de puits, de celle de réservoir et des limites du réservoir. Pour cela les méthodes d'interprétation sont toujours conditionnées par les limites d'application.

Les méthodes d'interprétation (que ce soit les conventionnelles ou qui sont basées sur les courbes types et ces dérivées) utilisent certaines outilles mathématiques. La principale équation utilisée dans ce domaine est l'équation de diffusivité basé sur des équations mathématiques qui expriment des phénomènes physiques.

Dans ces méthodes on prend comme considération : écoulement monophasique d'huile dans le cas d'un puits vertical dans un réservoir homogène infini.

Les méthodes utilisant les courbes types sont apparues dans les années 1970, mais n'ont été diffusées et n'ont pris toute leur extension que dans les années 1980. Par contre les méthodes conventionnelles ont été mises au point à partir des années 1930, elles étaient les seules disponibles jusqu'à 1970.

Dans ce chapitre on entamé les méthodes conventionnelles et les méthodes utilisant les courbes types dans le cas de la remontée de pression (build up). [14]

## I. Notions fondamentales des essais des puits :

### I.1. Capacité de puits

Lorsqu'on effectue des tests de build-up ou en draw-down, le débit évolue lentement en fond de puits. Ceci est dû à l'effet de capacité de puits : car lorsque le volume de la colonne de fluide est important, la compressibilité de celle-ci n'est plus négligeable. Le volume de fluide retarde l'établissement de la consigne de débit.

Cette capacité est définie par 
$$C = \frac{\Delta V}{\Delta P} = \frac{\text{Variation de volume}}{\text{Variation de pression}}$$

L'inconvénient de cette capacité de puits est qu'elle masque souvent les données initiales des tests de puits. C'est pour cela que la plupart des tests conventionnels doivent durer longtemps. L'enregistrement des données des tests (tests aux temps longs) afin de s'affranchir de cet effet de capacité. Le wellbore storage est dû à la compressibilité de la colonne du fluide de la formation au point de fermeture.

### I.2. Le skin

Les abords de puits (zone endommagée) ont des caractéristiques différentes de la zone éloignée du gisement (dit zone vierge). Ce phénomène peut avoir de nombreuses sources : Endommagements dus au forage, traitement du puits, dépôts divers...etc

Le skin caractérise l'effet de cette zone endommagée sur la circulation du fluide. Il est défini quantitativement par la perte de charge adimensionnelle :

$$\Delta P_s = \frac{\alpha q B \mu}{k h} S$$

Où  $\Delta P$  est la perte de charge dans la zone endommagée.

### I.3. Rayon d'investigation

Le rayon d'investigation est une profondeur caractéristique de l'évolution du profil de débit dans le réservoir : elle correspond à la zone compressible.

## I. Régimes D'écoulements :

Plusieurs régimes d'écoulements qui dépendent de la position de la zone compressible.

Le régime d'écoulement est influencé par le type du puits, la configuration réservoir puits, l'hétérogénéité du réservoir. **Voir l'annexe 2**

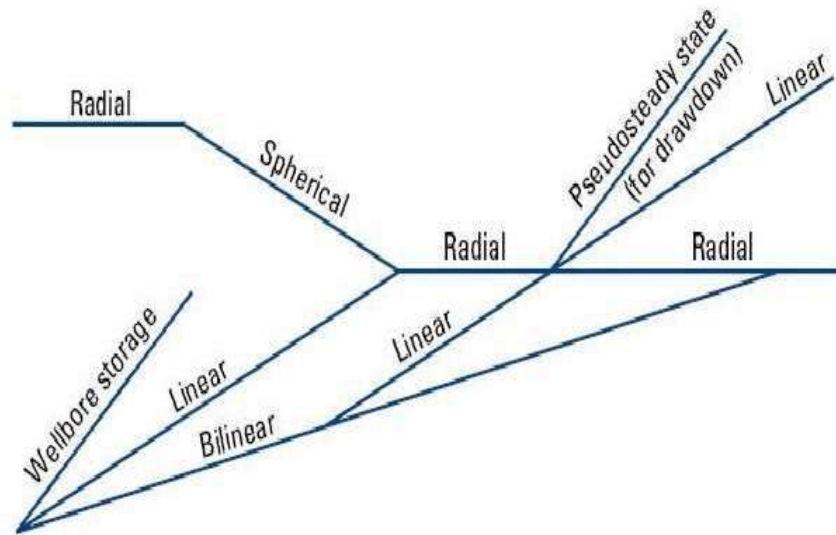


Figure IV.1 : les régimes d'écoulements [11]

## II. Les objectifs du test build up:

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

- La perméabilité effective de réservoir.
- Le taux d'endommagement de la formation(SKIN).
- La pression moyenne de réservoir.
- Les limites du réservoir.( Les failles )
- Les problèmes d'interprétation (l'effet de capacité) [11].



### III. Les méthodes d'interprétation :

#### III.1. Les méthodes anciennes d'interprétation :

##### III.1.1. Méthode de horner :

Les notions utilisées sont:

- $P_{wf}(t)$ : La pression en écoulement; le temps est compté depuis le début de mise en production.
- $P_{ws}(\Delta t)$ : La pression en remontée de pression; le temps est compté depuis le moment  $t_p$  de la fermeture de puits  $P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(t_p)$  Si on trace le graphe qui montre la variation de la pression en fonction de temps :

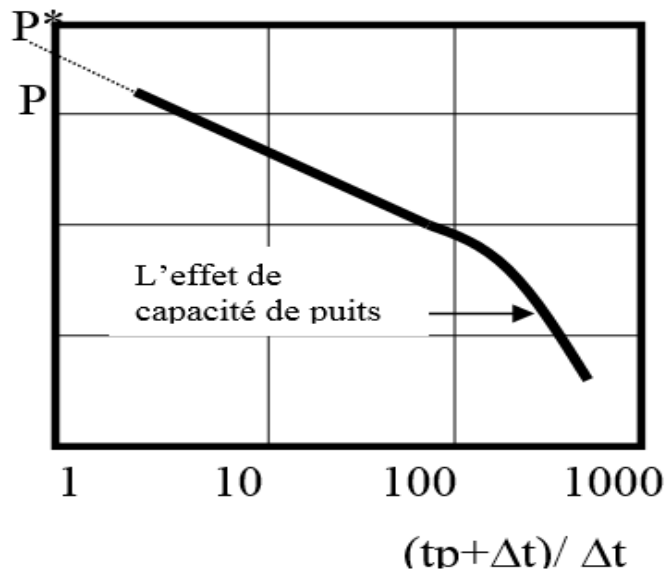


Figure IV.2 : Courbe d'Horner. [12]

##### ➤ Interprétation:

On observe, une fois l'effet de la capacité de puits est terminé une droite de pente  $m$ .

Cette valeur ( $m$ ) est donnée par logiciel Saphir

$$m = \frac{162.6qB\mu}{kh} \quad (US)$$

➤ La perméabilité :

En peut calculer la perméabilité de réservoir à partir de l'équation précédente:

$$k = \frac{162.6qB\mu}{mh}$$

➤ Le skin :

La valeur du skin est calculée à partir de la différence entre :

- la valeur de la pression après 1 heure de remontée de pression sur la droite semi log.
- et la valeur de la pression au moment de la fermeture du puits.

En déduit :

$$S = 1.151 \left[ \frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{-m} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} + 3.23 \right]$$

➤ La perte de charge due au skin :

$$\Delta P_s = \frac{141.2q}{k h} \frac{\mu B}{S} = -0.87m S$$

➤ La pression extrapolée :

La valeur de la pression extrapolée (P\*) est calculée à partir de graphe lorsque :

$$\text{pour } \Delta t \rightarrow \infty \text{ soit } \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} = 1$$

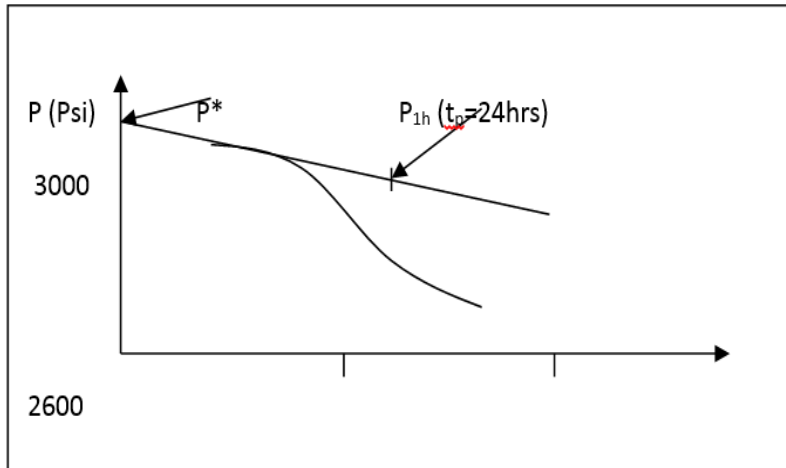


Figure IV.3: Pression extrapolé à partir de courbe d'Horner

➤ L'efficacité d'écoulement :

$$FE = 1 - \frac{\Delta P_s}{P_m - P_{wf}} \quad (P_m : \text{la pression moyenne})$$

**Remarque :**

Pour interpréter une remontée de pression après un historique quelconque de production, on remplace l'historique par :

- un débit = le dernier débit
- temps fictif de production est égale à :

$$t_{pf} = \frac{\text{la production cumulée}}{\text{le dernier débit}}$$

**III.1.2. Analyse semi-logarithmique :**

La méthode d'approximation semi-logarithmique donne une solution de l'équation différentielle (1). Cette méthode emploie le principe de superposition, HORNER la présente comme la base des analyses des build-up ; ou il la donne son nom.

$$\frac{\partial^2 p}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\phi \mu c_t}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \dots (1)$$

La méthode de HORNER donne l'expression de la pression  $P_{ws}$  par la formule :

$$P_{ws} = P_i - \frac{162.6 \times q \beta \mu}{k h} \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

Avec :

$p_i$  : La pression initiale de réservoir psi.,

$q$  : La vitesse d'écoulement de fluide pendant une période déterminée exprimée en STB/B.

$B$  : Le facteur volumétrique du fond  $RB / STB$ .

$\mu$  : La viscosité cp.

$k$  : La perméabilité md.

$h$  : La hauteur ft.

$t_p$  : Temps de production hr.

Le plot semi-log de  $\log ((t_p + \Delta t) / \Delta t)$  contre

La pression, qui construit une droite de pente. Egal à :

$$M = - \frac{162.2 q B \mu}{k h}$$

A partir de cette valeur de la pente, on tire l'inconnue  $kh$ . L'extrapolation de la droite sur l'axe des ordonnées représente la valeur de pression pour un  $t=1$ heure. L'expression du skin selon HORNER est :

$$S = 1.15 \left( \frac{P_{1hr} - P_{wf(\Delta t=0)}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_i r_w^2} + 3.23 \right).$$

$P_{wf(\Delta t=0)}$  : La valeur de la pression au fond de puits.

### **III.3. Méthode MDH (miller- dyes et hutchingson):**

$$P_i - P_{ws} (\Delta t) = \frac{\alpha q \mu B}{k h} \log \left[ \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \right]$$

- L'expression montre que la pression varie linéairement en fonction de logarithme de  $(t_p + \Delta t) / \Delta t$ .
- Cette expression peut prendre une forme simplifiée chaque fois que le temps de production  $t_p$  est important devant le temps de remonté de pression  $\Delta t$ , donc  $(t_p + \Delta t) \approx t_p$ .

Alors L'équation devient comme suite :

$$P_i - P_{ws} = \frac{162.6q\mu B}{kh} [\log t_p - \log \Delta t]$$

- $\Delta p$  : représente la remonté de pression réelle.
- $\Delta p_{MDH}$  : représente la remontée de pression traitée par MDH.
- L'écart entre  $\Delta p$  et  $\Delta p_{MDH}$  est négligeable quand  $\Delta t$  est petite devant  $t_p$ .

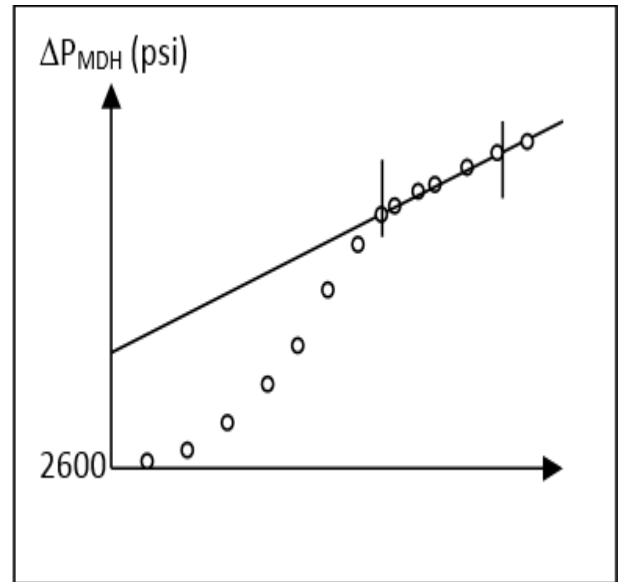


Figure IV.4 : Méthode MDH

➤ **Interprétation :**

En portant  $\Delta p_{MDH}$  en fonction de  $\Delta t$  on observe, une fois l'effet de capacité terminé, un droit semi-log de pente  $m$ :

$$m = \alpha \frac{q \cdot \mu \cdot B}{Kh} \Rightarrow Kh = \frac{\alpha \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m}$$

➤ **Skin :**

$$S = 1,15 \cdot \left[ \frac{P_{1h} - P_{wf}(t_p)}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + \beta \right]$$

- Cette méthode à l'avantage d'être un emploi très simple
- Elle présente deux inconvénients majeurs :

- Elle ne permet pas de déterminer la pression extrapolée  $p^*$
- Elle n'est utilisable que pour des valeurs de  $\Delta t$  petites devant  $t_p$  Quand  $t_p < \Delta t$ . [12].

### **III.2. Les méthodes modernes :**

#### **III.2.1. Les courbes types :**

Les planches de courbes types sont apparues dans la littérature pétrolière dans les années 1970. Plusieurs courbes existent pour interpréter l'essai d'un puits vertical en réservoir homogène infini.

Ces dernières années, les techniques d'interprétation des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. A côté des méthodes d'interprétation dites conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, sont apparues les méthodes dites modernes, qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types.

Malgré un nombre impressionnant de publications dans le monde, ces méthodes modernes restent parfois mal connues et souvent très controversées dans l'industrie pétrolière. Il est donc paru indispensable de faire le point sur ces méthodes, en effectuant une analyse critique détaillée des différentes solutions analytiques nouvelles et des nombreuses planches de courbes types qui en sont issues.

##### ***III.2.1.1. Objectifs des courbes types :***

Revenons d'abord aux méthodes conventionnelles .Elles sont basées sur le choix d'une droite couramment appelée droite semi-log par simplification de langage mais qui est obtenue en fait soit par un graphique semi-log ( Horner, MDH\*) soit par graphique cartésien ( fonction de superposition). A partir de là deux critiques doivent être faites le choix de cette droite souvent très délicat s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cours d'un test puis qu'elles éliminent systématiquement tous les points intérieurs au droit semi-log.

Les principaux objectifs des courbes types sont caractérisés par le fait:

- De situer le début de ce droit semi-log.

- De Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées.
- D'apporter une autre estimation des paramètres habituels ( $k_h$  et  $S$  , etc.) pour confrontation avec les résultats d'analyses semi-log.
- D'apporter les informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles.
- de faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant des allures caractéristiques de courbes tests.

### **III.2.1.2. Principes et méthodes générale d'utilisation des courbes types :**

Les courbes types, introduites d'abord en hydrologie par C.V.Theis, sont apparues pour la première fois dans la littérature pétrolière concernant les essais de puits en 1970.

À chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de simulations, à l'aide de ce modèle, peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée aux valeurs de certains paramètres. Une courbe représente l'évolution des pressions qui auraient été enregistrées au cours d'un test en débit effectué dans les conditions définies à la fois par le choix de la famille de courbes.

Les courbes types sont toujours présentées sur un papier log-log avec sur les axes des groupement de variables sans dimension. Le plus souvent, la pression apparaît en ordonnée ( $\Delta p$ ) et le temps en abscisse ( $\Delta t$ ). Les facteurs multiplicatifs, permettant de passer de  $\Delta p$  et  $\Delta t$  aux variables sans dimension des axes, correspondent à des translations sur ces échelles logarithmiques. Autrement dit, quand on a réussi à caler les points de mesures ( $\Delta p$ ,  $\Delta t$ ) sur une courbe type, les translations effectuées parallèlement aux axes sont connus, donc les facteurs multiplicatifs aussi. Les paramètres cherchés, qui sont contenus dans ces facteurs multiplicatifs, s'en déduisent alors aisément.

***Les méthodes d'interprétations consiste à :***

- 1) Porter les pressions mesurées sur un papier calque de même échelle log-log que la famille de courbes types retenue (même longueur de module).

- 2) Chercher la superposition de ces points de mesures, sur une courbe type, en n'autorisant que des translations (les axes respectifs parallèles entre eux).
- 3) Relever le libellé de cette courbe type.
- 4) Choisir arbitrairement un point de référence (mach point), dont on lit les coordonnées dans chaque système d'axes (sur le calque, d'une part, et sur la planche de courbes types, d'autre part). Les facteurs multiplicatifs correspondant à chaque axe s'en déduit immédiatement ( la littérature Américaine parle de « pressure mach » et de « time mach »).
- 5) A partir des informations obtenues en 3 et 4. Calculer les paramètres cherchés ( kh,C,S,etc.).

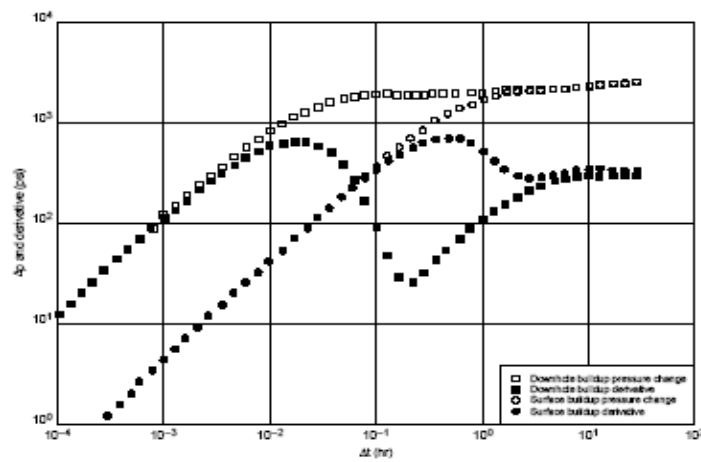
La méthode qui vient d'être décrite est générale et commune à toutes les courbes types.

### III.2.1.3 Log-log plot :

Pour une période de l'essai ; la variation du pression  $\Delta P$  est tracée en échelle log-log en fonction du temps écoulé  $\Delta t$ .

Le log-log plot est considéré comme un moyen robuste de diagnostiquer le comportement de la réponse pression.

La réponse du puits est comparée à un catalogue de courbes théoriques présentes en termes sans dimension.



**Figure IV.5 : La réponse de pression pendant l'essai de puits selon Log log plot.**

La figure présente plusieurs informations sur les réponses de pression pendant l'essai de puits, en premier temps l'effet wellbore storage se manifeste par une seule pente.



L'analyse des essais de puits est devenue une technologie qui consiste à diagnostiquer, en utilisant le log-log plot.

Il y a trois problèmes rencontrés avec la méthode log - log plot :

- Les essais sont souvent courts pour que l'écoulement atteigne les limites de réservoir.
- Pour des réservoirs de différentes géométries et des puits fracturés et à double porosité ; les réponses ne sont pas prouvées.
- Les résultats de réponses de pression dans des réservoirs de différentes caractéristiques sont très difficiles à les distinguer, spécialement avec des essais de puits courts.

Pour ses raisons on utilise une autre méthode d'analyse plus détaillante ; la dérivée de pression.

### **III.2.2. La méthode de la dérivée :**

Les méthodes utilisant la dérivée de la pression exploitent les avantages de la représentation par courbes types et remédient aux inconvénients de la représentation logarithmique.

Ces méthodes sont fondées sur une constatation : dans un essai de puits, la variation de la pression a plus de signification que la pression elle-même. Ceci est illustré par le fait que c'est de la pente des droits semi-logs que l'on tire les informations sur le réservoir dans les méthodes conventionnelles.

Différentes formes de dérivées ont été proposé dans la littérature pétrolière au début des années 1980. Parmi ces approches, la plus intéressante est celle due à D.Bourdet.

#### **III.2.2.1 Représentation:**

La dérivée de la pression, dans la représentation de D. BOURDET, est calculée par rapport à la fonction temps de l'écoulement radial circulaire en régime transitoire.

$$\frac{dPD}{d\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right)} \quad \text{en débit}$$

$\frac{dPD}{d \ln \frac{tp+\Delta t}{\Delta t}}$  en remontée de pression après une période à débit constant

$\frac{dPD}{d}$  (fonction de superposition) plus généralement, avec un Historique des débits quelconque

La dérivée est représentée sur un graphique log-log comme une courbe type.

### **III.2.2.2 Propriétés de la dérivée :**

En écoulement radial circulaire, la pression sans dimension s'exprime en débit par :

$$PD = \frac{1}{2} (\ln tD + 0.81 + 2S)$$

Elle peut aussi se mettre sous la forme :

$$PD = \frac{1}{2} [\ln(tD + cD) + 0.81 + \ln cD \exp(2S)]$$

La dérivé de la pression par rapport à la fonction temps de l'écoulement radiale circulaire s'exprime par :

$$P_D^- = \frac{dPD}{d \ln(\frac{tD}{cD})} = 0.5$$

Toutes les courbes types ont donc pour asymptote une droite d'ordonnée 0.5 pendant l'écoulement radial circulaire.

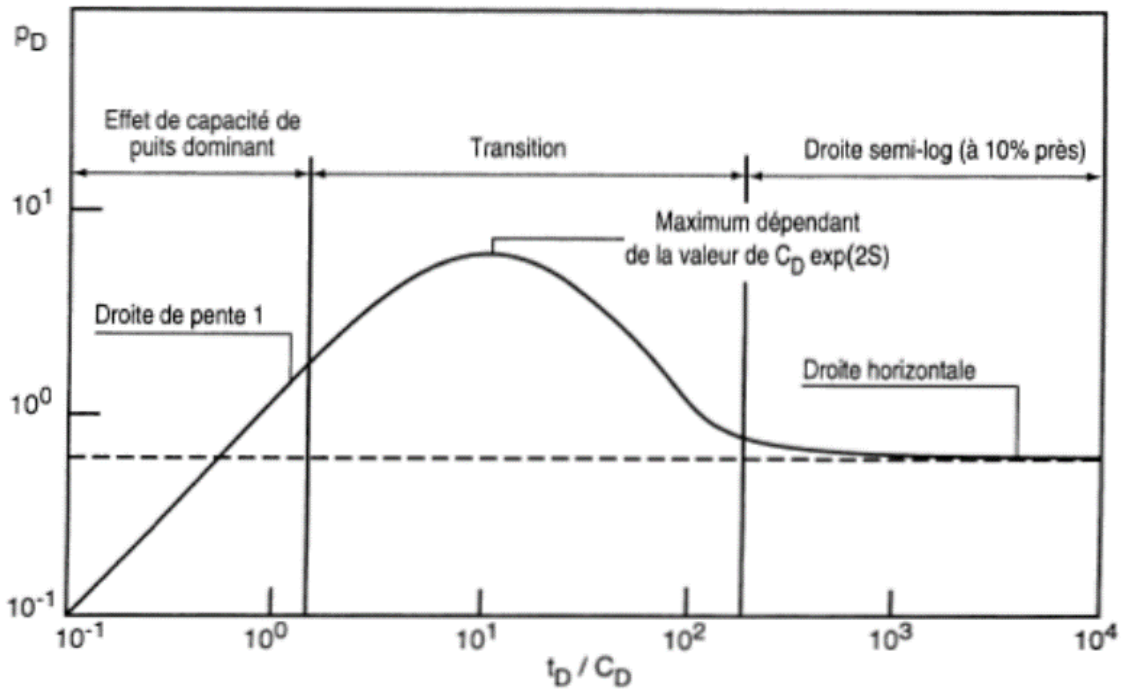


Figure IV.6 : la courbe dérivée. [13]

**III.2.2.3. Interprétation directe à l'aide de la dérivée:**

La Perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le Skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée ait été atteint. [13]

➤ *kh du réservoir :*

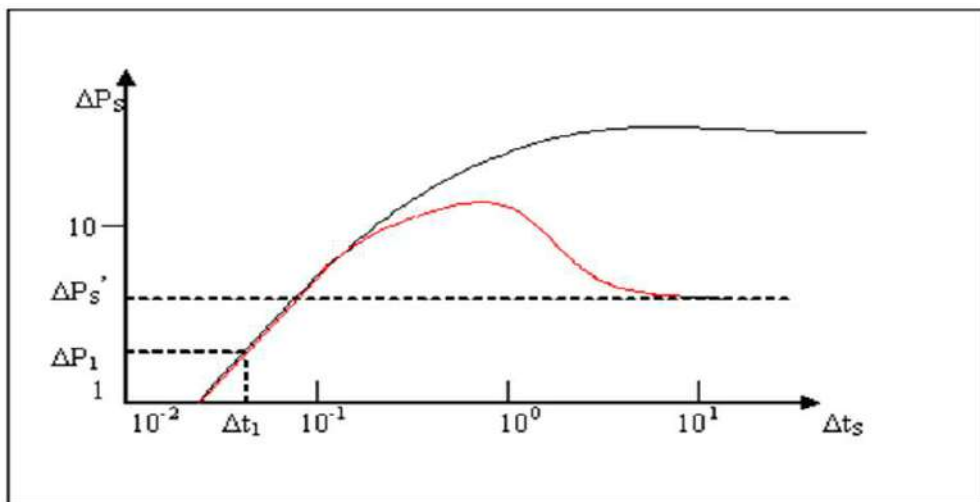


figure IV.7 : la courbe type et sa dérivée [13]

La perméabilité est calculée à partir de la valeur  $\Delta P'$  représente la stabilisation de la dérivée.

La valeur de cette dérivée exprimée en grandeurs sans dimension est connue. Elle vaut 0,5.

L'expression de  $\Delta P'_{st}$  par rapport à 0,5 vaut :

$$\Delta P'_{st} = \frac{141.2 q B \mu}{kh} 0.5$$

Elle permet de calculer le kh du réservoir:

$$kh = \frac{141.2 q B \mu 0.5}{\Delta P'_{st}}$$

➤ **Capacité de puits :**

La capacité du puits peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite de pente 1:  $\Delta P_1$  et  $\Delta t_1$

En effet pendant que l'effet de capacité de puits est dominant:

$$\Delta P_1 = \frac{qB}{24 C} \Delta t_1$$

Donc:

$$C = \frac{qB \Delta t_1}{24 \Delta P_1}$$

➤ **skin:**

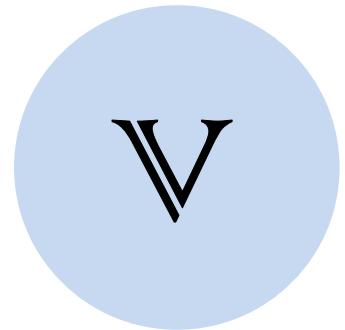
La valeur du skin peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite semi-log :  $\Delta P_s$ ,  $\Delta t_s$

Le skin est calculé à partir de l'expression conventionnelle donnée par la loi semi-log .pour une remontée de pression suivant une période à débit constant:

$$S = 1.151 \left\{ \frac{\Delta P_s}{2.303 \Delta P'_{st}} - \log \frac{\Delta t_s}{1 + \frac{\Delta t_s}{t_p}} - \log \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2 + 3.23} \right\}$$

# Chapitre :

---



Partie pratique sur  
l'interprétation d'un build  
up réalisé dans

MDZ 672-MDZ544-OKMZ421-MD6433



## Introduction

L'interprétation des essais de puits est une méthode utilisée pour connaître l'état de puits et du réservoir par la détermination des paramètres comme ; la perméabilité, le skin, la pression moyenne de la couche, le kh, la longueur effective, les limites du réservoir, etc.

La connaissance de ces paramètres permet de faire des prévisions de la production et de prendre de bonnes décisions pour le développement d'un gisement (nécessité ou non des opérations de stimulations, récupérations assistées etc...).

De nombreux moyens d'interprétation des essais de puits ayant une évolution rapide, à commencer par les méthodes conventionnelles, par l'utilisation de courbes types à la main, jusqu'à l'introduction des outils informatiques parmi lesquels, l'environnement Ecrin qui est la quatrième version développée par KAPPA. Ecrin v4.02.06 intègre toutes les applications de KAPPA, et donne la possibilité de les utiliser indépendamment. Ces applications sont Diamant, Topaze, Saphir et Rubis.

Ce présent chapitre comprend l'interprétation des tests de remontée de pression (Build up) qui ont été réalisés dans quatre puits au champ de Hassi Messaoud, lequel : MDZ672, MDZ544, MD643, OMKZ 421. Ce travail a pour but de déterminer :

- La perméabilité du réservoir K, le facteur d'endommagement Skin, L'effet de capacité C, La pression du réservoir et Démontrer les modèles du réservoir.

L'objet de cette étude, porte sur l'interprétation de quatre puits à l'aide du logiciel Saphir. La réalisation de ce travail est d'après un stage pratique dans SONATRACH DP-IRARA service-WELL TEST-.

### I. Description et utilisation du logiciel Saphir :

Au cours de ce travail on a utilisé le logiciel Saphir (KAPPA) pour l'interprétation du Build up.

La méthodologie de ce logiciel a toujours été basée sur la dérivée de Bourdet comme un outil principal de diagnostic; calage des données empiriques sur le modèle, en tenant compte de l'historique de la production détaillée.

Saphir peut charger un nombre illimité des gauges, débits, pression et d'autres données dans presque tous les formats, y compris ASCII, Excel, PAS et bases de données de toutes sortes via OLEDB et ODBC. Saphir a des liens en temps réel avec les systèmes d'acquisition de données.

**II. Analyse des résultats des tests :**

**II.1. Puits MDZ 672 :**

❖ **Introduction :**

Le puits horizontal MDZ672 de la zone 1B a été foré en 28/09/2016 en UBD à une profondeur de 4102 m, et complété en 4 1/2'' ancré, réservoir en top liner, a été réalisé dans le réservoir Ra (D2+ID), avec un déplacement total de 966m, azimuth N313°, inclinaison 88° Un LBU a été réalisé sur ce puits le 26/08/2016 qui a donné un débit de 21.75 m3/hr.

❖ **Les données de puits :**

**Tableau V.1 : Les données de puits MDZ672**

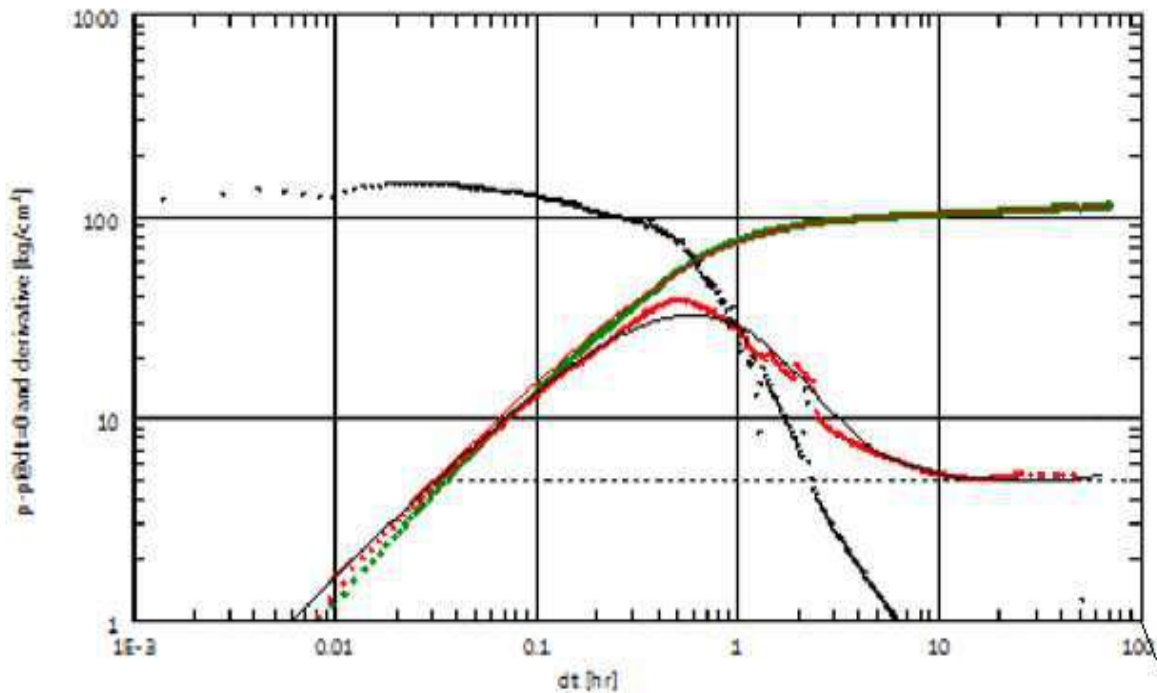
Rw	$\mu$	Bo	hu	Ct	$\emptyset$
7.62 cm	0.2155 cp	1.78	86.6 m	4.48 .10-4 cm <sup>2</sup> /kg	7%

❖ **Les données de test :**

**Tableau V.2 : Les données de test nécessaire de puits MDZ672**

Tp	Q
1786.40	7.07
187.97	0

❖ **Fermeture en surface :**



**Figure V.1 : fermeture en surface de puits MDZ672**



➤ **Les résultats d'interprétation :**

L'analyse d'un build up avec fermeture en surface avec Saphir nous donne les résultats suivants :

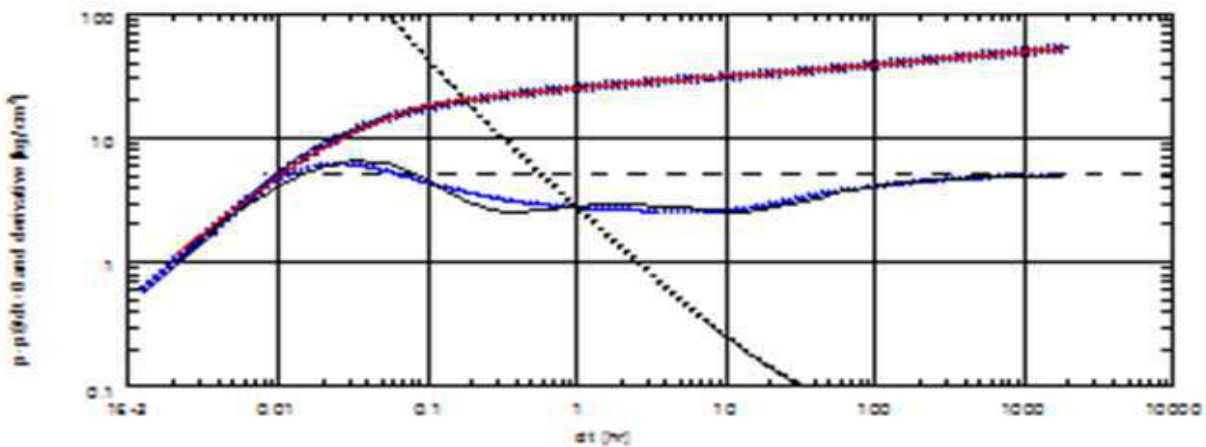
**Tableau V.3 : Les résultats de fermeture en surface de puits MDZ672**

<b>Modèle de réservoir</b>	<b>Homogène</b>
<b>Frontière du réservoir</b>	<b>Infini</b>
<b>T Match</b>	<b>16.8 hr<sup>-1</sup></b>
<b>P Match</b>	<b>0.101 psi<sup>-1</sup></b>
<b>C</b>	<b>0.0968 m<sup>3</sup>cm<sup>2</sup>.kg<sup>-1</sup></b>
<b>Kh</b>	<b>156 md.m</b>
<b>K</b>	<b>5.19 md</b>
<b>Pi</b>	<b>231.122 psi</b>
<b>Skin</b>	<b>1.76</b>
<b>Skin géométrique</b>	<b>0.457</b>
<b>Skin totale</b>	<b>2.217</b>

**Commentaire :**

A l'issue de l'interprétation de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type homogène avec des limites infinies. Ainsi que le skin positif qui montre que le puits est endommagé avec une perméabilité moyenne.

❖ **Fermeture au fond :**



**Figure V.2 : Fermeture au fond de puits MDZ 672**

➤ **Les résultats d'interprétation :**

L'analyse d'un build up avec fermeture au fond avec Saphir nous donne les résultats suivants :

**Tableau V.4 : Les résultats de fermeture au fond de puits MDZ672**

<b>Modèle de réservoir</b>	<b>Homogène</b>
<b>Frontière du réservoir</b>	<b>Infini</b>
<b>T Match</b>	<b>59.7. hr<sup>-1</sup></b>
<b>P Match</b>	<b>0.0994 psi<sup>-1</sup></b>
<b>C</b>	<b>0.0178 m<sup>3</sup>cm<sup>2</sup>. kg<sup>-1</sup></b>
<b>Kh</b>	<b>102 md.m</b>
<b>K</b>	<b>4.08 md</b>
<b>Pi</b>	<b>222 psi</b>
<b>Skin</b>	<b>0.441</b>
<b>Skin géométrique</b>	<b>-4.457</b>
<b>Skin totale</b>	<b>-4.299</b>

**Commentaire :**

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type homogène avec des limites infinies. Ainsi que le skin négatif qui montre que le puits est stimulé avec une perméabilité moyenne.

**III.2. Puits MDZ 544 :**

❖ **Introduction :**

Le puits horizontal MDZ544 de la zone 20A a été foré en 22/10/2002 à une profondeur de 4302 m, le réservoir est couvert par un liner 4 ½'' et 4 ½'' comme un tubing de production.

❖ **Les données de puits :**

**Tableau V.5 : Les données de puits MDZ 544**

<b>Rw</b>	<b>μ</b>	<b>Bo</b>	<b>Hu</b>	<b>Ct</b>	<b>∅</b>
<b>7.62 cm</b>	<b>0.232 cp</b>	<b>1.82</b>	<b>78.5 m</b>	<b>3.03 10<sup>-4</sup> cm<sup>2</sup>/kg</b>	<b>7%</b>

❖ Les données de test :

Tableau V.6 : Les données de test nécessaire de puits MDZ672

Tp	Q
10789.40	10.8
85	0

❖ Fermeture en surface :

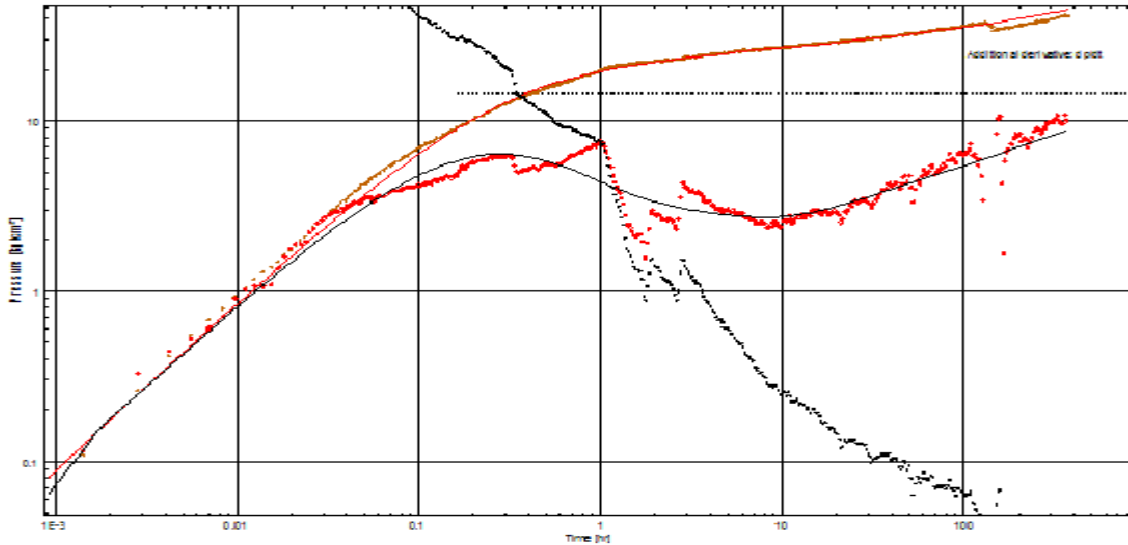


Figure V.3 : fermeture en surface de puits MDZ544

➤ Les résultats d'interprétation :

Tableau V.7 : Les résultats de fermeture en surface de puits MDZ672

Modèle de réservoir	Homogène
Frontière du réservoir	Faïlle
T Match	132 hr <sup>-1</sup>
P Match	0.209psi <sup>-1</sup>
C	0.159 m <sup>3</sup> cm <sup>2</sup> .kg <sup>-1</sup>
Kh	215 md.m
K	6.13md
Pi	236.11psi
Skin	1.33
Skin géométrique	-1.79
Skin totale	-0.409

**Commentaire :**

A l'issue de l'interprétation de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type homogène avec une faille à la limite de réservoir. Ainsi que le skin négatif qui montre que le puits est stimulé avec une perméabilité moyenne.

➤ **Les résultats d'interprétation :**

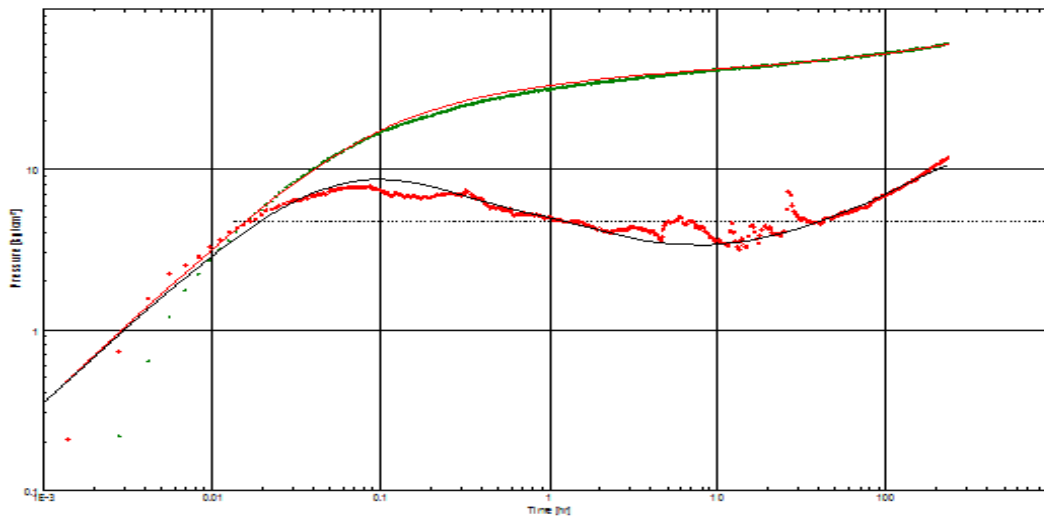
**Tableau V.8 : Les résultats de fermeture au fond de puits MDZ544**

<b>Modèle de réservoir</b>	<b>Homogène</b>
<b>Frontière du réservoir</b>	<b>Faille</b>
<b>T Match</b>	<b>29.1 hr<sup>-1</sup></b>
<b>P Match</b>	<b>0.00982 psi<sup>-1</sup></b>
<b>C</b>	<b>0.01278 m<sup>3</sup> cm<sup>2</sup>. kg<sup>-1</sup></b>
<b>Kh</b>	<b>108 md.m</b>
<b>K</b>	<b>3.08 md</b>
<b>Pi</b>	<b>234 psi</b>
<b>Skin</b>	<b>-0.50</b>
<b>Skin géométrique</b>	<b>-2.07</b>
<b>Skin totale</b>	<b>-2.57</b>

**Commentaire :**

A l'issue de l'interprétation de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type homogène avec une faille à la limite de réservoir. Ainsi que le skin négatif qui montre que le puits est stimulé avec une perméabilité faible.

❖ **Fermeture au fond :**



**Figure V.4 : Fermeture au fond de puits MDZ 544**

**III.3. Puits OKMZ 421 :**

❖ **Introduction :**

Le puits horizontal OKMZ 421 de la zone HZN a été foré en 04/08/2011 à une profondeur de 4007m, et complété en 4 1/2'' ancré, réservoir en top liner, avec un déplacement total de 809.47m, azimuth N119.7°, inclinaison 89.5°. Un LBU a été réalisé sur ce puits le 28/02/2016 qui a donné un débit de 1.5 m3/hr.

❖ **Les données de puits :**

**Tableau V.9: les données de puits OKMZ 421**

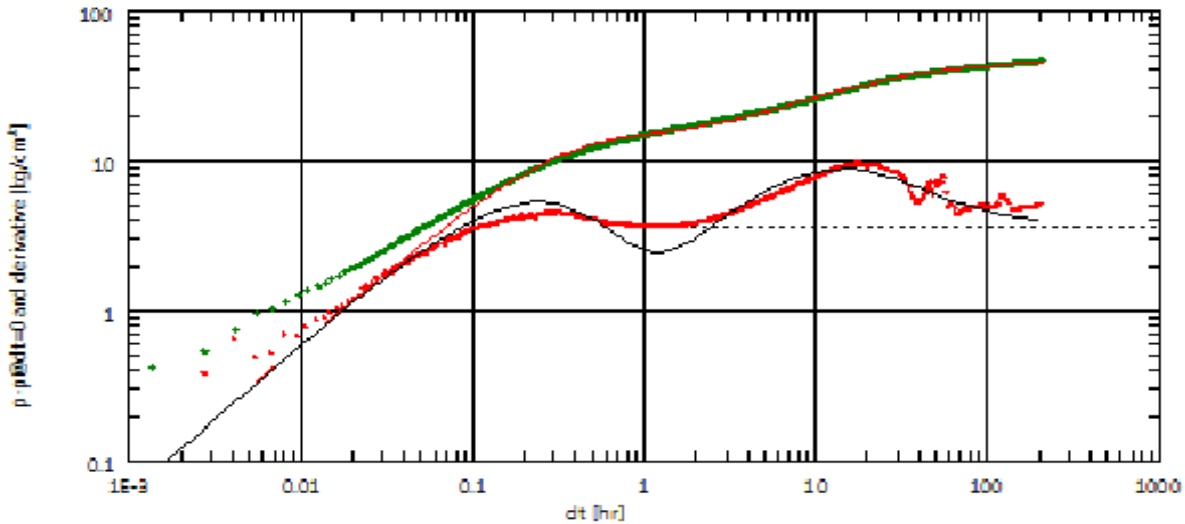
Rw	$\mu$	Bo	hu	Ct	$\phi$
7.62 cm	0.212 cp	1.78	14 m	$4.58 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kg}$	6%

❖ **Les données de test :**

**Tableau V.10: Les données de test nécessaire de puits OKMZ421**

Tp	Q
65876.67	6.72
64	0

❖ **Fermeture en surface :**



**Figure V.5 : Fermeture en surface de puits OKMZ 421**

➤ Les résultats d'interprétation :

Tableau V.11 : Les résultats de fermeture en surface de puits OKMZ421

Modèle de réservoir	double porosité PSS.
Frontière du réservoir	Infini
T Match	$0.485hr^{-1}$
P Match	$0.136 psi^{-1}$
C	$0.798 m^3 cm^2 . kg^{-1}$
Kh	37.5 md.m
K	3.31 md
Pi	246.642 psi
Skin	0.347
Skin géométrique	-3.52
Skin totale	-3.17

Commentaire :

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type double porosité avec des limites infinies. Ainsi que le skin négatif qui montre que le puits est stimulé avec une perméabilité faible.

❖ Fermeture au fond :

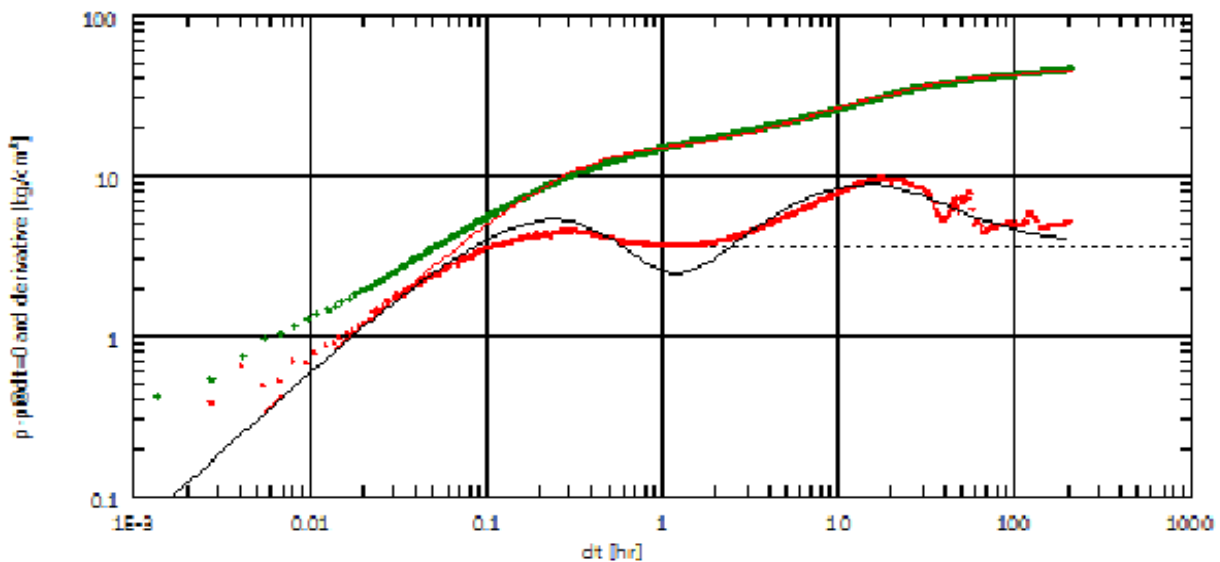


Figure V.6 : Fermeture au fond de puits OKMZ 421

➤ **Les résultats d'interprétation :**

**Tableau V.12 : Les résultats de fermeture au fond de puits OKMZ421**

<b>Modèle de réservoir</b>	<b>double porosité PSS.</b>
<b>Frontière du réservoir</b>	<b>Infini</b>
<b>T Match</b>	<b>1.7 hr<sup>-1</sup></b>
<b>P Match</b>	<b>0.0398 psi<sup>-1</sup></b>
<b>C</b>	<b>0.0923 m<sup>3</sup>cm<sup>2</sup>.kg<sup>-1</sup></b>
<b>Kh</b>	<b>19 md.m</b>
<b>K</b>	<b>1.46 md</b>
<b>Pi</b>	<b>317 psi</b>
<b>Skin</b>	<b>-8.11</b>
<b>Skin géométrique</b>	<b>15.8</b>
<b>Skin totale</b>	<b>7.73</b>

**Commentaire :**

D'après le graphe de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type double porosité avec des limites infinies. Ainsi que le skin positif qui montre que le puits est bouché avec une perméabilité très faible.

**III.4. Puits MD643 :**

❖ **Introduction :**

Le puits MD643 de la zone 23 a été foré en 02/06/2011 à une profondeur de 3488m, et complété en trou ouvert, avec Un LBU a été réalisé sur ce puits le 23/07/2016 qui a donné un débit de 3.1 m3/hr.

❖ **Les données de puits :**

**Tableau V.13 : Les données de puits MD643**

<b>Rw</b>	<b>μ</b>	<b>Bo</b>	<b>Hu</b>	<b>Ct</b>	<b>Ø</b>
<b>7.62 cm</b>	<b>0.245 cp</b>	<b>1.69</b>	<b>54.41 m</b>	<b>4.6 10<sup>-4</sup> cm<sup>2</sup>/kg</b>	<b>6.7%</b>

❖ Fermeture en surface

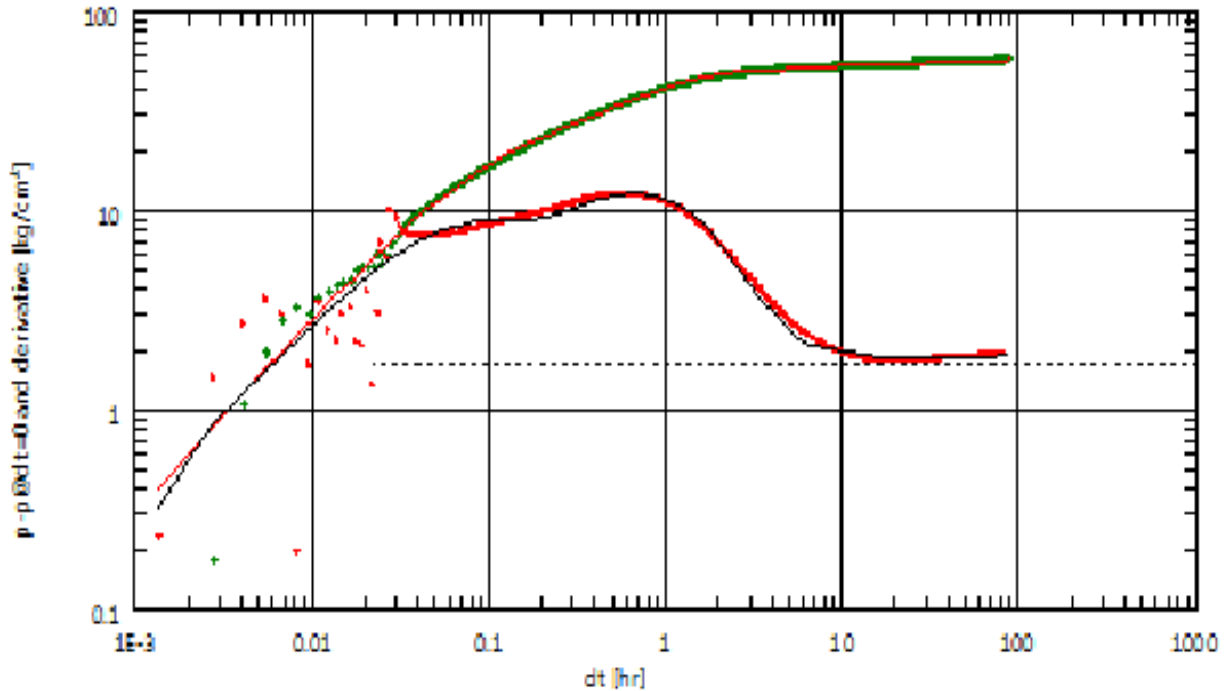


Figure V.7 : Fermeture en surface de puits MD643

➤ Les résultats d'interprétation :

Tableau V.14 : Les résultats de fermeture en surface de puits MD643

Modèle de réservoir	Homogène
Frontière du réservoir	Faïlle
T Match	$22.1hr^{-1}$
P Match	$0.288 psi^{-1}$
C	$0.0687m^3 cm^2 . kg^{-1}$
Kh	170md.m
K	3.13md
Pi	184.19psi
Skin	8.75
Skin géométrique	/
Skin totale	8.75



**Commentaire :**

A l'issue de l'interprétation de la pression et de sa dérivée donnée par le test BU, le modèle réservoir est de type homogène avec une faille à la limite de réservoir. Ainsi que le skin positif qui montre que le puits est bouché avec une perméabilité faible.

**❖ Fermeture au fond :**

Échec de l'opération à cause de l'endommagement aux abords de puits car les particules qui causent l'endommagement empêchent l'outil de fermeture d'enregistrer les données ce qu'il conduit à perturber l'outil.

**CONCLUSION :**

Selon l'interprétation de l'essai build up on peut déterminer les caractéristiques de réservoir et de puits comme le skin et la perméabilité ainsi les types d'écoulements et les frontières de réservoir.

On peut dire que les résultats obtenus lorsque la fermeture au fond est plus précise et plus claire que la fermeture en surface à cause de l'effet de wellbore storage qu'il a le rôle de perturbation des résultats.

## **CONCLUSION :**

Au cours de notre mémoire, nous avons fait l'interprétation des essais de puits la caractérisation des réservoirs car elle permet de déterminer les tenseurs de la perméabilité à partir des différents régimes d'écoulement.

Le problème que nous avons intercepté lors de l'interprétation est que l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides après la fermeture en surface masquent les régimes d'écoulement qui caractérisent les puits horizontaux.

L'empreinte de la double porosité des réservoirs fissurés peut être aussi masquée par les deux causes précédentes. Tandis que ces régimes ont été observés clairement dans le dernier test DST où la fermeture a été faite au fond, mais le réservoir dans ce test agit comme un réservoir homogène.

La longue durée de test nous permet d'observer l'écoulement pseudo-radial et de déterminer les perméabilités horizontales et les facteurs d'endommagement, notant que ce dernier est toujours négatif ce qui diminue les pertes de charge. Les perméabilités trouvées sont très écartées à cause de l'hétérogénéité du réservoir.

Les limites du réservoir ne sont pas atteintes au cours de test parce que le régime pseudo-permanent n'a été pas observé, donc le réservoir est considéré infini.

## **RECOMMANDATION :**

Après l'étude des essais de puits dans les puits horizontaux de champ de Hassi Messaoud, nous recommandons :

- Diminuer l'effet de capacité et le phénomène de séparation des fluides avec l'exécution des fermetures au fond en utilisant des outils de test de fond (actuateur de test).
- L'utilisation des modèles numériques pour l'interprétation des essais de puits dans les réservoirs hétérogènes peut aboutir à obtenir des résultats plus correctes.
- L'intensification des opérations de mesure de débits pour que nous ayons un historique exact et exploitable dans l'interprétation.

## **Bibliographie :**

[1] : **DJIMTEMADJI Charles - BENAICHA Hani- Caractérisation des propriétés réservoir à partir des essais transitoires et analyse des indices des productivités des puits non conventionnels. Mémoire de Fin d'Etudes en vue de l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'Etat En Exploitation Pétrolière -2008- .**

[2] : **Fouad OULEBSIR-Djamel ABDELLI- Etude de performance de l'injection de gaz dans la zone 19 du champ de HMD par l'approche d'analyse des patterns mémoire de Diplôme d'Ingénieur d'Etat -2010-**

[3] : **M<sup>lle</sup>. BOUDJEMA Arabia- Impact De La Géomécanique Sur La Fracturation Hydraulique mémoire Diplôme d'Ingénieur d'Etat en Exploitation -2009-**

[4] : **- Djaghloule – Djoudi –Contrôle de venue -2004-**

[5] : **–Benbrahim sofiane – bouabdelli lakhdar – etude de coincement dans le drain horizontale à HMD mémoire de de Diplôme d'Ingénieur d'Etat 2006.**

[6] : **Rapport DEP Réservoir DP Hassi Messaoud – Service géologie –**

[7] : **Les essais des puits : objectifs, matériels de base et déroulement générale ©2006 ENSPM Formation industrie IFP training Pro 88002 – DENNIS PERRIN –**

[8] : **-TOTAL- interprétation des essais des puits ENSPM – 17 octobre 2005 -Christian Bohler, Jean-Luc Boutaud de la Combe –**

[9] : **Les essais des puits : objectifs, matériels de base et déroulement générale ©2006 ENSPM Formation industrie IFP training Pro 88002 – DENNIS PERRIN –**

[10] : **DOWN HOLE SHUT IN TOOL presentation by MOUNIR OUDJOUADJ march 2015. Solving challenges <sup>TM</sup> .**

---

[11] : **Handbook of Petroleum Exploration and Production v.**

[12] : **Essais de puits : methods d'interprétation - G.BOURDAROT - .**

[13] : **Interpretation des essais de puits les méthodes nouvelles - F.DAVIAU –**

[14] : **Well Test Interpretation SCHLUMBERGER 07-WT-130 2008**

- **Horizontal well Dr. John P. Spivey Phoenix reservoir engineering, 2006**
  - **Advanced Well Test Analysis - Djabbar Tiab - SHLUMBERGER 2014 ALGERIA**
  - **HORIZONTAL WELL TECNOLOGY - Joshi S.D –**
  - **Well test analysis: The use of advanced interpretation models - Dominique Bourdet - Ed: Elsevier 2002, ISBN.**
-

## Résume

L'interprétation de ce test permet de déterminer les paramètres pétrophysiques du réservoir (perméabilité et le facteur d'endommagement) ainsi que leur pression statique ou moyenne et permet déterminer éventuellement les modèles de réservoir et frontières. L'objectif principal de cette étude est d'appliquer l'une de des techniques des essais de puits, le test remonte de pression (build up) au champ de Hassi Messaoud par l'utilisation de logiciel SAPHIR KAPPA. Au cours de cette étude ont à constater que les régimes d'écoulements différents, notons que ces derniers peuvent être masqués par l'effet de capacité et dans le cas de fermeture en surface. Pour remédier les problèmes précédentes on a proposé quelque solutions : La diminution de l'effet de capacité par la fermeture de puits au fond au lieu la fermeture en surface .

## Abstract

The interpretation of this test determines petrophysics reservoir parameters (permeability and damage factor) and their static or medium pressure and allows eventually determine the model of reservoir and borders. The main objective of this study is to apply the techniques of a well test, the test (build up) in Hassi Messaoud field by using SAPHIR KAPPA software. In our study we found that I the presence of several different flow regimes, note that these can be masked by the wellbore storage in the case of surface fastener. To overcome the above problems some solutions have been proposed: The decrease in wellbore storage by the manhole covers at the bottom instead the closure surface.

## المخلص

ترجمة النتائج المستخلصة من التجارب حول الابار تسمح بتعيين الخصائص البتروفيزيائية (النفذية, عامل الترسيب) بالإضافة الى ضغط البئر الطبيعي و المتوسط الذي يسمح لنا بالتعرف على نوع الحقل وحدوده. الهدف الاساسي من هذه الدراسة هة تطبيق عدة تجارب من بينها تجربة صعود ضغط البئر و بعد ذلك نقوم بترجمتها باستعمال برنامج السفير الذي يعطينا النتائج المرادة من العمل كما أننا جسدنا هذه التجارب على مرحلتين في سطح البئر و في عمق البئر و كانت النتائج اكثر وضوحا و دقة في عمق البئر مقارنة بالتى في سطح البئر.

### Mot clé :

Les méthodes d'interprétation, essais des puits, build up, fermeture au fond, fermeture en surface, réservoir, débit, pression, Saphir ,capacité de puits ,régimes d'écoulements, facteur d'endommagement, les paramètres pétrophysiques du réservoir, perméabilité, éventuellement les modèles de réservoir et frontières.

---

**❖ Annexe 1 :****Stratigraphie du champ :**

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien.

En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. De la base au sommet on distingue :

**Le socle :**

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

**Le paléozoïque :****a.) L'infra-Cambrien :**

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue :

**b.) Le Cambrien :**

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

On y distingue trois (3) lithozones [R1( Ra +Ri ), R2, R3 ]

- **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

Il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

- **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.

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

- **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres.

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

- **Lithozone Ri ( Le Cambro-Ordovicien )** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé " Cambro-Ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

Il se compose de grès quartzitiques isométrique fin bien classé glauconieu, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.

**c.) L'Ordovicien :**

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.

- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (grapholites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

- **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

**Le mesoïque :****a) Le Trias :**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fut à caractère laguno-marine, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en trois (3) unités:

- **Trias éruptif** : Son épaisseur varie entre 0 et 92 mètres.

Localement on rencontre des coulées éruptives interstratifiées avec des grès du Trias, cela semble indiquer la présence de plusieurs épanchements de coulées venant s'intercaler dans les faciès détritiques ces coulées ont souvent eu lieu dans les vallées hercyniennes.

- **Trias argilo-gréseux** : Son épaisseur moyenne est de 35 mètres.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagénétiques :

- Les grès supérieurs

- Les grès inférieurs

- **Trias argileux** : Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.

Il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses intercalés de banc de sel de couleur brun-rouge.

- **Trias salifère** : Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitique.

**b) Le Jurassique :**

Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

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

- **Le Lias** : Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.



---

- **Le Dogger** : Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- **Le Malm** : Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

***c) Le Crétacé :***

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Le Néocomien** : Son épaisseur est de 1620 mètres.

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère. [4].

- **Le Cénomaniien** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomaniien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres. Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

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

**Le cenozoïque :**

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

## CHAMP DE HASSI MESSAOUD

### COUPE STRATIGRAPHIQUE & DIFFERENTES PHASES DE FORAGE

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION			
CZ	MIO PLOCENE		239	17" 1/2 x 13" 3/8	Boue douce bentonitique	SABLE, CALCAIRE	→ Complexe aquifère eau potable. → Zone d'écoulement	
	EOCENE		122		D: 1,1-1,2 V: 45-50	CALCAIRE		
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	± 500m	Boue KEN X D: 1,26-1,32 V: 50 - 70 F: 2,4	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	→ Complexe d'eau à odeur d'H <sub>2</sub> S. → Utilisée pour l'injection PG: 87 Kg/cm <sup>2</sup> à (-700m). → Aquifère eau douce. Utilisée pour la l'injection et besoins généraux. D: 1 PG: 10-40 Kg/cm <sup>2</sup> à (-1050m).	
		ANHYDRITIQUE	209			ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE		
	CRETACE	SALIFERE	149			SEL MASSIF		
		TURONIEN	112			CALCAIRE		
		CENOMANIEN	147			MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE		
	JURASSIQUE	ALBIEN	362			GRES, ARGILE		
		APTIEN	24			DOLOMIE		
		BARREMIEN	276			ARGILE, SABLE		
		NEOCOMIEN	182			DOLOMIE, MARNE,		
		MALM	226			ARGILE, MARNE, CALCAIRE		
		DOGG	ARGILEUX			107		ARGILE, MARNE
			LAGUNAIRE			211		ANHYDRITE, DOLOMIE
		LIAS	LD1			66		DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
LS1			90	SEL, ANHYDRITE				
LD2			55	DOLOMIE, MARNE				
LS2	58		SEL MASSIF					
LD3	31		DOLOMIE, MARNE					
TRIAS	TS1	46	ANHYDRITE, ARGILE					
	TS2	189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE					
	TS3	202	SEL MASSIF					
	ARGILEUX	113	ARGILE					
	GRESEUX	0 à 35	GRES, ARGILE					
PALEOZOIQUE	ERUPTIF	0 à 92	ANDESITE					
	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins					
	Grès d'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux					
	Argiles d'El-Gassi	50	Argile verte ou noire					
	Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles					
	R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts					
	R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts					
	R 2	100	GRES Grossiers, Argile					
	R 3	370	GRES Grossiers, Argiles					
	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge					
	SOCLE		Granite porphyroïde rose					

Figure I.6 : Coupe stratigraphique de champs de Hassi Messaoud [5].

**❖ Annexe 2 :****LES REGIMES D'ÉCOULEMENT :**

Dans un milieu poreux, les écoulements monophasiques sont régis par

- La loi de Darcy.
- La conservation de la masse.
- L'équation d'état.

Dans un milieu poreux, il existe trois régimes d'écoulement :

**I-Régime transitoire :**

Tant que la zone compressible n'a pas perçu l'influence d'un autre puits, le réservoir se comporte, aux niveaux du test comme s'il était infini.

Pendant cette période le régime d'écoulement est régime transitoire.

Dans un régime transitoire la pression varie suivant une loi non linéaire avec le temps.

**II- Régime permanent :**

Quand la zone compressible est soumise à l'effet d'un ensemble de limites à pression constante, le régime d'écoulement devient permanent, c'est le régime d'écoulement existant en production dans un réservoir soumis à l'influence d'un gas-cap ou aquifère, quand la mobilité de l'eau est grande devant celle de l'huile.

Dans un régime d'écoulement permanent la pression reste constante en fonction du temps.

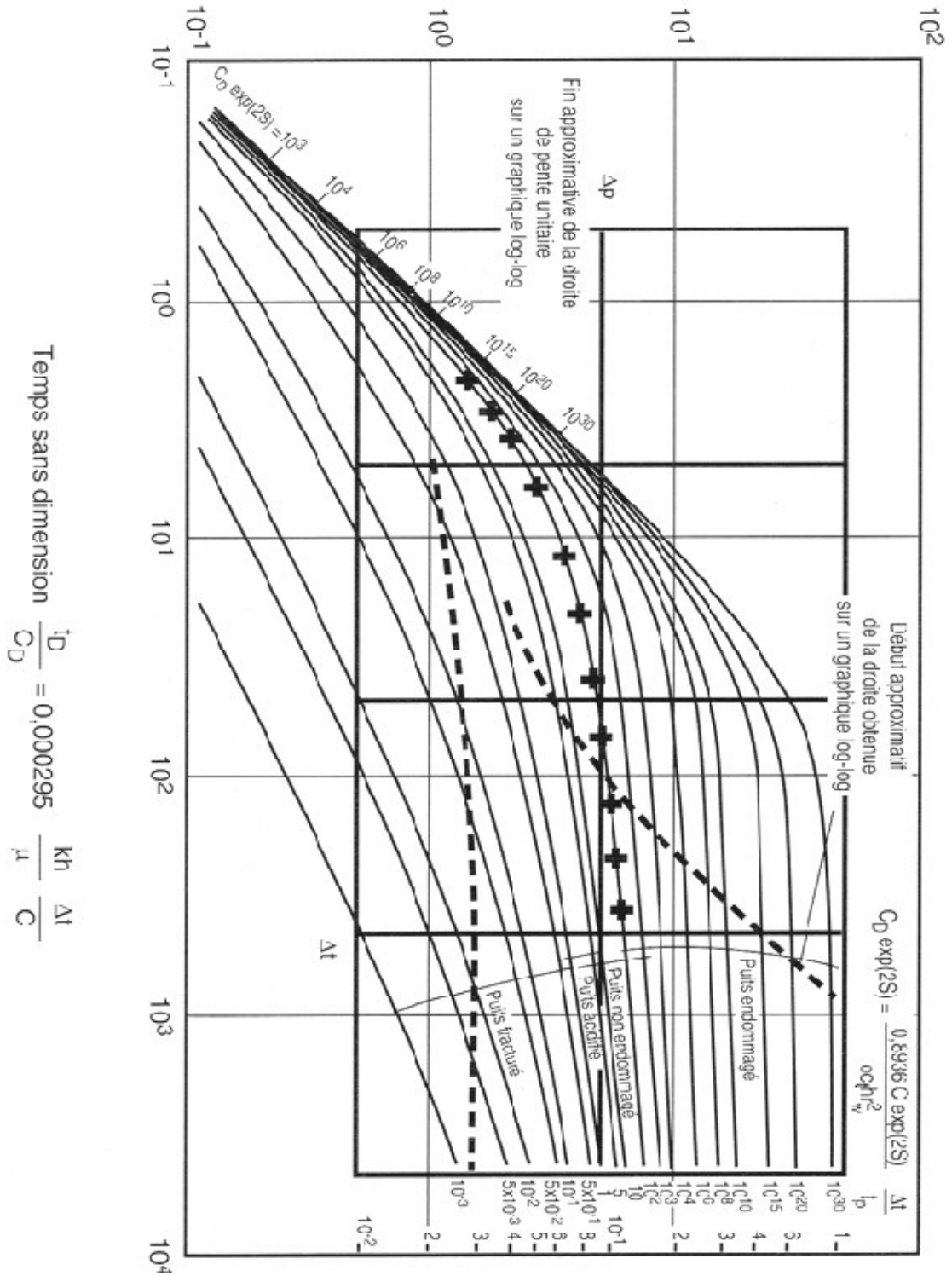
**III- Régime pseudo permanent :**

Quand la zone compressible atteint un ensemble des limites à flux nul, le régime d'écoulement devient pseudo permanent c'est le régime existant dans un réservoir fermé non alimenté en production, dans un régime pseudo permanent la pression varie linéairement avec le temps.

Un test de puits se déroule presque toujours en régime transitoire même si l'effet de quelques limites se fait sentir.

❖ Annexe 3 :

$$\text{Pression sans dimension } p_D = \frac{kh}{141,2 qB\mu} \Delta p$$



❖ Annexe 4 :

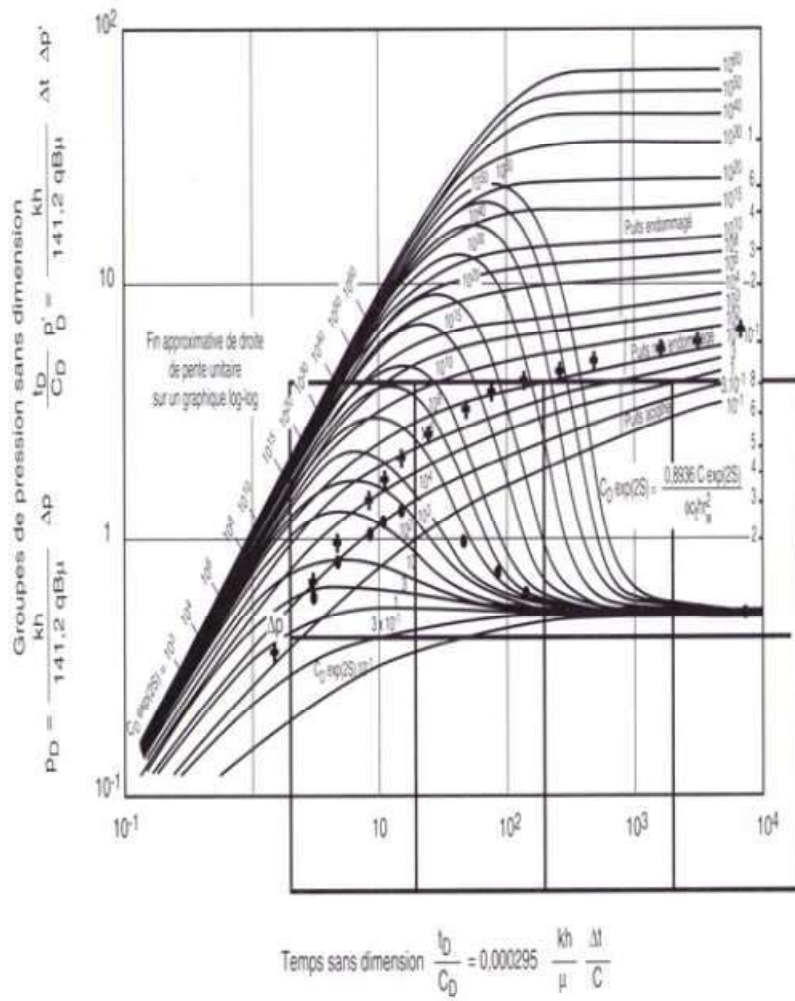


Fig. 6.3b Calage vertical.  
 Courbes types pour un puits avec capacité de puits et skin (comportement de réservoir homogène infini)

❖ Annexe 5 :

