

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA
Faculté des Hydrocarbures, des Energies
Renouvelable, des Sciences de la Terre et l'Univers



Département de Production des Hydrocarbures

Mémoire de fin d'étude

En vue de l'obtention du diplôme Master professionnel

Domaine : Sciences et Technologie

Spécialité : Production des hydrocarbures - professionnelle -

Présenté par :

BOUGHERIRA Taha , BLAKA Abdessamia

Thème

**Analyse des effets de redistribution de phase
dans le puits et leurs solutions pour une
meilleure interprétation des Build up**

Soutenu le : 30/05/2017

Devant le jury composé de :

Président	Mr SIDROUHOU Hadj mohamed	Université Ouargla
Examineur	Mr AGOUNE Rachid	Université Ouargla
Rapporteur	Mr LEBTAHI Hamid	Université Ouargla

2016-2017



REMERCIEMENT

Nous remercions en premier lieu le bon dieu...

Nous Remercions tous les enseignants de l'université KASDI MERBAH

Particulièrement notre encadreur : LEBTAHI Hamid.

Qui nous a beaucoup aidé pour réaliser ce travail.

Nous remercions également notre promoteur Mr. ZAAOUI Kamel

Pour avoir accepté de diriger et pour ses aides

Mr. ACHI Ibrahim et Mr MERYOUMA Abderraouf

Et enfin, nous exprimons notre sincère gratitude Et nos remerciements à

toutes les personnes, Qui nous ont aidés de près ou de loin.

BLAKA Abdessamia et BOUGHERIRA Taha





Dédicaces



*Ce travail est dédié particulièrement à mes
Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma
vie scolaire et universitaire.*

Mon très cher frère et ma très chère sœur.

A mes oncles et mes tantes

A Tous mes amis

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour
la réalisation de ce Modeste travail.*

Tous mes camarades de la promotion Master II

Production

et tous les autres sans exception.

BLAKA Abdessamia



Dédicaces



*Ce travail est dédié particulièrement à mes
Parents qui m'ont soutenu tout au long de ma
vie scolaire et universitaire.*

Mon très cher frère et mes très chères sœurs.

A mes oncles et mes tantes

A Tous mes amis

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou loin pour
la réalisation de ce Modeste travail.*

Tous mes camarades de la promotion Master II

Production

et tous les autres sans exception.

BOUGHERIRA Taha

SOMMAIRE

Remerciements	I
Dédicace	II
Liste des figures	III
Liste des tableaux	IV
Résumé	V
Liste des abréviations	VI
Introduction générale	VII
CHAPITRE I : CHAMP DE HASSI MESSAOUD	
I-1 Situation géographique	01
I-2 Géologie du réservoir	02
I.3 Caractéristiques de fluide et de la roche	04
CHAPITRE II : ESSAIS & DIAGNOSTIC DE PUIITS	
II.1 Les différents tests	05
II.1.1 Mesures Drawdown	05
II.1.2 Mesures Build up	05
II.1.2.1 Le test Build up	05
II.2.1.2 Les objectifs de test Build up	06
II.2.2.3 Les avantages de test Build up	06
II.2.2.4 Les inconvénients de test Build up	06
II.1.3 Mesures FallOff	07
II.1.3.1 Description du puits injecteur	07
II.2 Les plots de diagnostic	08
II.2.1 Le plot Horner	08
II.2.1.1 Interprétation	08
II.2.1.2 Le Skin	08
II.2.2 La dérivé (D.Bourdret)	09
II.2.2.1 Représentation	10
II.2.2.2 Propriétés de la dérivé	10
II.2.2.3 Interprétation à l'aide des planches de courbes types avec la dérivé	11

II.2.2.4 Interprétation directe à l'aide de la dérivé	12
II.3 Les modèles d'écoulement	13
II.3.1 Ecoulement radial circulaire, skin	13
II.3.2 L'écoulement sphérique	13
II.3.3 L'écoulement linéaire	14
II.3.4 L'écoulement bilinéaire	14
CHAPITRE III : LES EFFETS DU WELLBORESTORAGE & REDISTRIBUTION DE PHASE	
III.1 Le phénomène de capacité « WBS »	15
III.1.1 Définition	15
III.1.2 Les causes	15
III.1.3 Calcul	17
III.2 L'effet de la redistribution de phase	18
III.2.1 Introduction	18
III.2.2 Aspect théorique de la redistribution de phase	19
III.2.3 Méthode de diagnostic	21
CHAPITRE IV : Solutions possibles; Les conditions de puits et les conditions de réservoir	
IV.1 Solution possible (fermeture au fond)	22
IV.1.1 Down Hole Shut-In Tool (DHST)	22
IV.1.1.1 Principe de fonctionnement	22
IV.1.1.2 La composition de (DHST)	22
IV.1.1.3 Les types de (DHST)	22
IV.1.1.5 Les avantages de l'outil	23
IV.1.1.4 Schéma de l'outil	23
IV.1.1.6 Les inconvénients	24
IV.2 Les conditions de puits et les conditions de réservoir	24
IV.2.1 Les conditions de puits	24
IV.2.1.1 Puits avec Storage et skin (réservoir homogène)	24
IV.2.1.2 Puits fracture(fracture verticale de conductivité infinie ou avec un flux uniforme)	25
IV.2.1.3 Puits fracturé (fracture verticale de conductivité finie)	25

IV.2.1.4 Puits horizontal	26
IV.2.2 Les conditions de réservoir	27
IV.2.2.1 Les réservoirs fissurés (modèle double porosité)	27
IV.2.2.1.1 Modèle doubles porosité pseudo-permanent	28
IV.2.2.1.2 Modèles double porosité transitoire	29
IV.2.2.2 Les réservoirs bi-couches	30
CHAPITRE V : CAS DE PUIITS	
V.1 Le logiciel kappa saphir	31
V.1.1 Présentation	31
V.1.2 Description et utilisation	31
V.2. Puits OMJ 433	32
V.2.1. Historique	32
V.2.2 Application au puits OMJ 433 par logiciel Saphir	33
V.2.2.1 Les données du puits	33
V.2.2.2 Les données du test	33
V.2.2.3 Diagnostic	35
V.2.2.4 Le premier Build up	36
V.2.2.5 Matching de modèle et résultats	37
V.2.2.6 Le deuxième Build up	37
V.2.2.7 Matching de modèle et résultats	38
V.2.2.8 Résultats	38
V.3 Puits (MD 25)	39
V.3.1 Historique	39
V.3.2 Données du puits	40
V.3.3 Les données du test	40
V.3.4 Matching de modèle et résultats	42
V.3.5 Résultats de l'interprétation	42
V.4 Puits MDZ 544	42
V.4.1 Historique	42
V.4.2 Données du puits	43
V.4.3 Matching le premier Build up	43
V.4.4 Résultats de l'interprétation	44

V.4.5 Matching de deuxième Build up	44
V.4.6 Résultats de l'interprétation	45
Conclusions et recommandations	
Bibliographie	

LISTE DES FIGURES

FIGURE	PAGE
FIGURE I.1 : Localisation du champ de Hassi Messaoud.....	1
FIGURE I.2 : Colonne stratigraphique du champ de Hassi Messaoud	3
FIGURE II.1 : Graphe d'horner qui détermine le point de pression extrapolée...	9
FIGUREII.2 : Plot de la dérivée de pression.....	12
FIGUREII.3 : Ecoulement sphérique.....	14
FIGUREII.4 : Ecoulement linéaire.....	14
FIGURE III.1 : La courbe dérivative de wellbore storage.....	15
FIGURE III.2 : Remplissage de fluide dans le puits – déchargement	16
FIGURE III.3 : Remplissage de fluide dans le puits – après la fermeture.....	16
FIGURE III.4 : L'effet de la distribution de phase sur le fond de puits.....	18
FIGURE III.5 : Redistribution de phase sur la courbe de pression	20
FIGURE III.6 : Redistribution de phase – grande bosse.....	20
FIGURE III.7 : Comparaison entre les courbes dérivative (double porosité et redistribution de phase).....	21
FIGURE III.8 : Comparaison entre PPD de double porosité et redistribution de phase	21
FIGURE IV.1 : Composition de DHST.....	23
FIGURE IV.2 : Graphe de dérivée modèle réservoir homogène.....	24
FIGURE IV.3 : Diagramme de dérivée modèle d'un puits (fracture verticale de conductivité infinie).....	25
FIGURE IV.4 : Diagramme de dérivée model d'un puits (fracture verticale de conductivité finie).....	26
FIGURE IV.5 : Schéma d'un puits horizontal.	26
FIGURE IV.6 : Diagramme de dérivée modèle d'un puits horizontal.....	27
FIGURE IV.7 : Diagramme de dérivée modèle d'un puits fissure (double porosité pseudo permanent).....	29

FIGURE IV.8 : Diagramme de dérivée modèle d'un puits (double porosité transitoire).....	29
FIGURE IV.9 : Diagramme de dérivée modèle d'un puits (double perméabilité)	30
FIGURE V.1 : Position de puits OMJ 433.....	32
FIGURE V.2 : L'introduction des données nécessaires pour puits OMJ 433.....	33
FIGURE V.3 : La définition de leurs données PVT.....	33
FIGURE V.4 : Charge les data au SAPHIR.....	34
FIGURE V.5 : Changement des unités.....	34
FIGURE V.6 : Résultat de DST.....	35
FIGURE V.7: Graphe log-log 1er Build up.....	35
FIGURE V.8 : Matching graphe log-log de 1er Build up.....	36
FIGURE V.9: Graphe log-log de 2eme Build up.....	37
FIGURE V.10 : Matching graphe log-log de 2eme Build up.....	37
FIGURE V.11 : Position de puits MD 25.....	39
FIGURE V.12: Resultat de Build up.....	40
FIGURE V.13 : Graphe log-log de Build up.....	40
FIGURE V.14 : Graphe log-log signifie les pente $\frac{1}{2}$ et $\frac{1}{4}$	41
FIGURE V.15: Matching graphe log-log.....	41
FIGURE V.16 : Matching graphe log-log MDZ 544 (fermetures de surface)....	43
FIGURE V.17: Matching graphe log-log MDZ 544 (DHST)	44

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAU	PAGE
TABLEAU I.1 : Caractéristique de fluide et de la roche.....	1
TABLEAU IV.1 : Caractéristique de DHST.....	24
TABLEAU V.1 : Les données du puits OMJ 433.....	33
TABLEAU V.2 : Résultat de puits OMJ 433.....	38
TABLEAU V.3 : Données du puits MD 25.....	40
TABLEAU V.4 : Résultat de puits MD 25.....	42
TABLEAU V.5 : Données du puits MDZ 544.	43
TABLEAU V.6 : Résultat du puits MDZ 544 (1er Build up).....	44
TABLEAU V.7 : Résultat du puits MDZ544 (2ere Build up).....	45

الملخص:

تتعرض أنظمة الجريان في خزان البئر عموماً إلى الاختفاء بفعل ظهور تأثير ظاهرة إعادة توزيع الموائع داخل البئر بالإضافة إلى عامل سعة البئر خصوصاً على مستوى الآبار الأفقية والمنشقة.
الهدف الرئيسي من عملنا هو دراسة إمكانية التقليل من الظواهر التي تحصل على مستوى البئر على الترتيب:
MD 25 و OMJ433 و MDZ 544 من أجل الحصول على أحسن تفسير لاختبار ارتفاع الضغط (Build up) في عمليات قياس تدفق البئر واختبار جذع الحفر باستعمال برنامج السفير
كلمات مفتاحية: إعادة التوزيع, ارتفاع الضغط, تحليل الاختبار, عامل سعة البئر.

RESUME :

Les régimes d'écoulement " Early time" sont généralement masqués par l'effet du Wellbore Storage et le phénomène de redistribution de phase, notamment pour les puits fracturés et horizontaux.

L'objectif principal de notre travail est d'étudier la possibilité de minimiser l'effet de puits par la fermeture au fond comme une solution pour un puits fracturé (MD 25), et d'autres horizontaux (OMJ 433, MDZ 544) afin d'obtenir une meilleure interprétation des tests Build up dans les opérations DST et jaugeage par logiciel SAPHIR de KAPPA.

Mots clés : redistribution de phase, Build up, interprétation de test, capacité de puits.

ABSTRACT

The modes of flow "Early time" are generally masked by the effect of Wellbore Storage and the phenomenon of phase redistribution, in particular for the wells fractured and horizontal.

The principal objective of our work is to study the possibility of minimizing the effect of well by closing at the bottom as a solution for a fractured well (MD 25), and others horizontal (OMJ 433;MDZ 544) at end to obtain better an interpretation of the tests build up in the operations DST and gauging by software SAPHIR of KAPPA.

The key words: phase redistribution, Build up, test interpretation, wellbore storage.

LISTE DES ABREVIATIONS :

d_o : densité

p_g : pression de gisement

T : température

GOR : Gas Oil Ratio

Φ : porosité moyenne

K : perméabilité

μ_o : viscosité d'huile

B_o : facteur volumétrique de fond

H : l'épaisseur de la zone productive

Q : débit

k_w : Perméabilité d'eau

μ_w : viscosité d'eau

k_o : Perméabilité d'huile

C_{tw} : compressibilité

r_i : rayon d'injection

S_{wi} : la saturation en eau irréductible

C_t : compressibilité totale

S : skin WBS : le wellbore Storage

Δp : variation de pression appliquée au puits

C_D : wellbore Storage sans dimension

C : wellbore Storage

c : compressibilité

SI : système international

V_w : volume de puits

r_w : rayon de puits

bbbl : baril

q_f : débit au fond de puits

ft : feet

Scf : standard cubic feet

PPD : Primary Pressure Dérivative

Δp_g : variation de la Pression de gisement

v_u : volume de puits par unité de longueur

P_b : pression de bulle

Δv : variation de volume de fluide dans le puits

INTRODUCTION

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 de puits ; cette variation 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 fournit des renseignements sur le puits et le réservoir.

Des essais de pression de Build up et d'autres types d'essais de pression transitoire ont été employés depuis de nombreuses années pour évaluer des caractéristiques d'écoulement de fluide de réservoir et l'efficacité de la complétion de puits. Différents facteurs qui influent la réponse de pression son états d'écoulement transitoire ont été étudiés. Il s'agit des effets des frontières de réservoir, stockage de puits « WBS », redistribution de phase, des hétérogénéités, des fractures, de divers types d'affaiblissements, des effets de skin, et de complétion pratiques.

Le but principal de cette étude est d'analyser l'effet de capacité de puits et la redistribution de phase dans le puits afin de minimiser ces effets pour une meilleure détermination des caractéristiques de puits (capacité de puits, skin) et de réservoir (pression, perméabilité).

Ce travail est réparti en 5 chapitres. Le premier chapitre présente brièvement quelques généralités sur le champ de HMD. Le deuxième chapitre regroupe les essais & diagnostic de puits ou ont été traité les notions de base des différents tests, courbes de diagnostic et les modèles d'écoulements. Le troisième chapitre indique l'aspect théorique de redistribution de phase et la capacité de puits. Le quatrième chapitre donne la solution pour minimiser les deux effets précédents. Le cinquième chapitre contient l'étude de cas des trois puits (fracturé MD 25, horizontal OMJ 433, MD 544).

Finalement, on terminera notre travail par une conclusion et des recommandations.

Chapitre I :
CHAMP DE HASSI MESSAOUD

I-1 SITUATION GEOGRAPHIQUE :

Le gisement de Hassi Messaoud, l'un des plus grands du monde, s'étend sur une superficie voisine de 2500Km^2 . Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958. Le gisement de Hassi Messaoud continue, après 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.

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud – Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne sa localisation est (figure I.1) :

1. En coordonnées Lambert sud Algérie est la suivante :
 - De 790.000 à 840.000 Est.
 - De 110.000 à 150.000 Nord.
2. En coordonnées géographiques :
 - Au Nord par la latitude 3215.
 - Au Sud par la latitude 3130.
 - A l'Ouest par la longitude 540.
 - A l'Est par la longitude 635. [1]

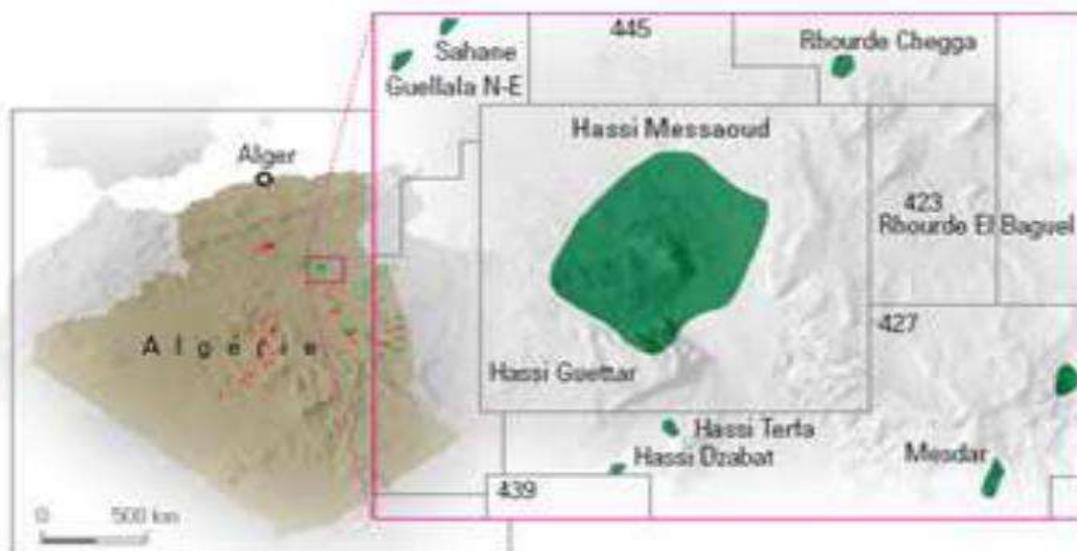


FIGURE I-1 : LOCALISATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOU.

I-2 GEOLOGIE DU RESERVOIR :

Le réservoir de Hassi-Messaoud a été subdivisé au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes : Ri, Ra, R2 et R3.

1. Zone Ri ou grès isométriques, habituellement très compactes : D5 ou (R70–R90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.

Zone Ra ou grès anisométriques, se composant du bas en haut des drains suivants :

- D1 : Grès grossiers à stratifications du type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.
- D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- D3 : Il correspond à la zone fine médiane de l'HOMER (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

Le caractère marin de ce drain est bien marqué, il pourrait correspondre à un environnement de plate-forme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes. Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable.

- D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure de L'HOMER. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga-rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur. [1]

2. Zone R2 : Zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).
3. Zone R3 : Zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuses, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400). (Figure I.2). [1]

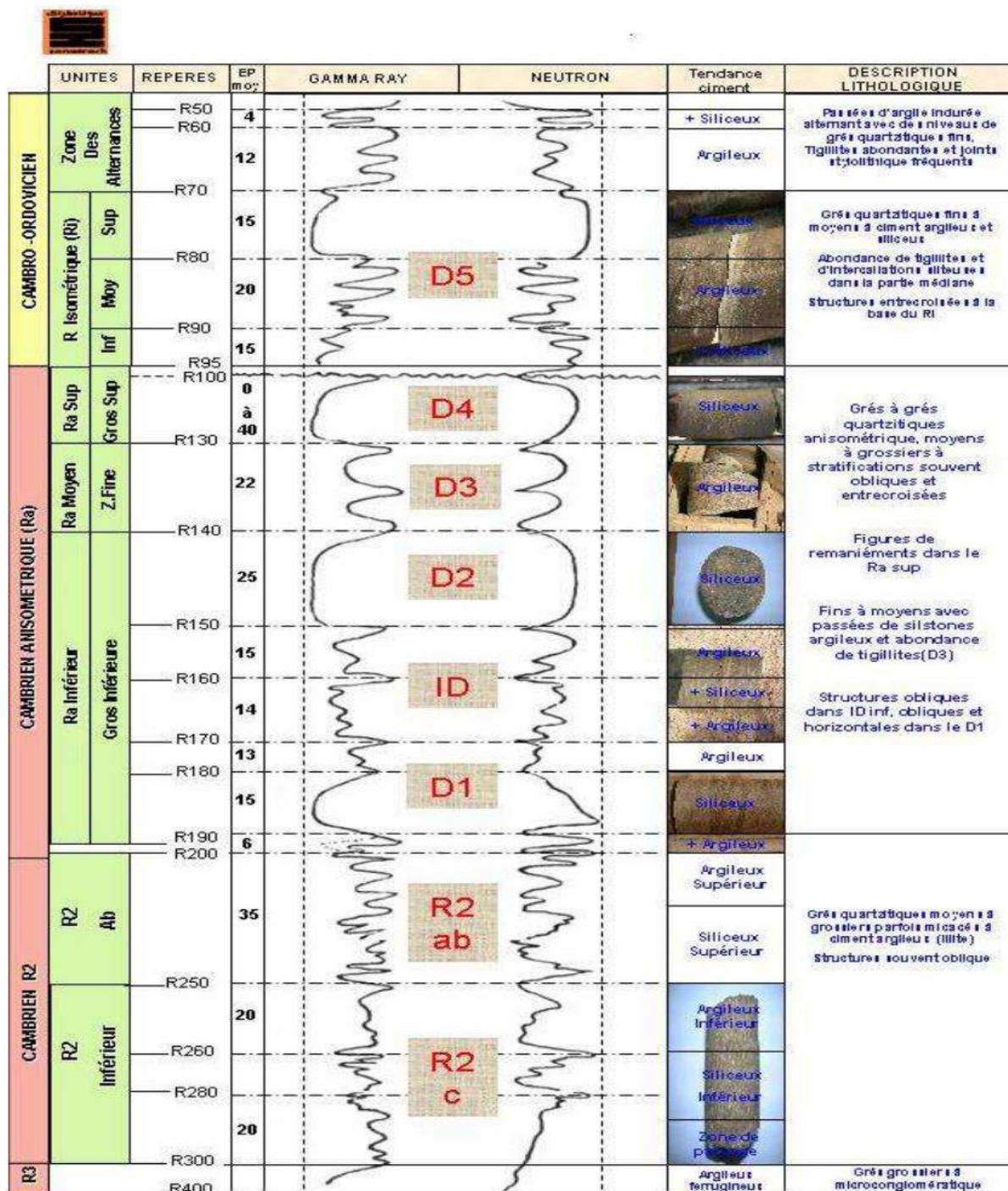


FIGURE I-2 : COLONNE STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.

I.3 CARACTERISTIQUES DE FLUIDE ET DE LA ROCHE [1]

Caractéristiques	remarques	valeurs
densité	Huile légère de densité moyenne en surface	$\rho_o = 0.8$
pression de gisement	variable	$P_g = 120 \text{ à } 500 \text{ Kg/cm}^2$
Température de gisement		$T = 118^\circ\text{C}$
GORde dissolution	variable	$R_s = 100 \text{ à } 5000 \text{ m}^3/\text{m}^3$
porosité moyenne	faible	$\Phi = 5 \text{ à } 10\%$
perméabilité	très variable	$K = 0,1 \text{ à } 1000 \text{ md}$
viscosité		$\mu_o = 0.2 \text{ CP}$
facteur volumétrique de fond	moyen	$B_o = 1.7 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Contact huile /eau		-3380 m
Point de bulle		140 à 200 kg / cm ²
Cote de référence		-3200 m
L'épaisseur de la zone productive		$H = 0 \text{ à } 120 \text{ m}$

TABLEAU I.1 : CARACTERISTIQUES DE FLUIDE ET DE LA ROCHE.

Chapitre II :
Essais & diagnostic de puits

II.1 LES DIFFERENTS TESTS :

II.1.1 MESURES Draw down : [2]

C'est un test pour un puits qui produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face de la formation comme une fonction de temps de production.

Le but de ce test est de caractériser les propriétés de réservoir et le fluide qui le contient.

Les premières informations acquises de test Draw down sont :

- La perméabilité effective moyenne des fluides mobiles dans le réservoir.
- Facteur de skin total.
- Efficacité d'écoulement.
- L'aire de drainage (les limites de réservoir)
- Détection des failles et les distances entre elles.
- Détection des fractures et leurs longueurs.

Le test Draw down est pratiquement applicable aux :

- Nouveaux puits.
- Pour les puits où le test Build up provoque une énorme perte de production.
- Pour les puits, où les objectifs sont de déterminer les limites.

II.1.2 MESURES Build up:

II.1.2.1 LE TEST BUILD UP: (LA REMONTEE DE PRESSION)

Le test Build up est le plus utilisé dans le domaine pétrolier. Il nécessite la fermeture de puits, et la mesure de l'augmentation de la pression de fond en face de la formation en fonction du temps de fermeture.

Des suppositions faites sur la solution de l'équation de diffusivité, une théorie de base utilisée pour analyser des données de test de fermeture, suppose que le puits produise à un débit constant pendant un certain temps avant la fermeture. [2]

II.2.1.2 LES OBJECTIFS DU TEST Build up : [2]

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

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

II.2.2.3 LES AVANTAGES DE TEST Build up :

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

- Le contrôle de débit (puits fermé $Q = 0$).
- La durée de l'effet de capacité peut être réduite ou éliminée en introduisant une vanne de fermeture au fond.
- Le test peut être utilisé dans certains puits qui fonctionnent avec des moyens artificiels (pompage).

II.2.2.4 LES INCONVENIENTS DE TEST Build up :

Les inconvénients de test Build up :

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

Le test Build up est un essai à deux débits, ce qui signifie que les variations de pression mesurées durant la fermeture ne sont pas seulement influencées par la fermeture de puits, mais aussi par la période de débit avant la fermeture. On peut envisager deux cas suivant le rayon d'investigation atteint pendant la période de débit avant fermeture (régime permanent ou régime pseudo permanent). [2]

II.1.3 MESURES FALLOFF :**II.1.3.1 DESCRIPTION DU Puits INJECTEUR :**

L'injection d'un fluide dans un réservoir homogène détermine autour du puits deux zones caractéristiques différentes.

Les méthodes d'interprétation présentées supposent les deux zones concentriques.

Cette hypothèse est vérifiée quand $\frac{k_w}{\mu_w} < \frac{k_0}{\mu_0}$.

Dans le cas contraire, des distorsions peuvent se produire.

Les méthodes présentées supposent un déplacement du piston du fluide en place par le fluide injecteur. [2]

A) LA ZONE D'INJECTION PROCHE DU Puits :

Ses caractéristiques sont les suivantes :

- Viscosité du fluide : elle est notée μ_w .
- Perméabilité : C'est la perméabilité au fluide injecteur en présence d'une saturation en huile résiduelle après le déplacement par le fluide injecteur.
- Compressibilité : Elle est notée C_{tw}
- Rayon d'injection : Il est noté r_i :

$$r_i = \sqrt{\frac{V_i}{\pi\phi h(S_w - S_{wi})}}$$

V_i ; volume injecté; ϕ : porosité , h : hauteur , S_w : Saturation d'eau.

S_{wi} ; est la saturation en eau irréductible

B) LA ZONE LOINTAINE :

- Viscosité : Elle est notée μ_0 .
- Perméabilité : C'est celle de l'huile avec une saturation en eau irréductible S_{wi} : Elle est notée k_0
- Compressibilité totale : Elle est notée C_t . [2]

II.2 LES COURBES DE DIAGNOSTIC :

II.2.1 LES COURBES 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 $P_{ws}(\Delta t = 0) = P_{wf}(t_p)$

On utilise le principe de superposition des débits pour interpréter la remontée de pression, l'équation devient :

$$P_i - P_{ws} = \frac{\alpha \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

$$P_{ws} = f(X) \quad \text{tel que : } X = \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$$

II.2.1.1 INTERPRETATION :

L'équation précédente montre que la pression de fond varie linéairement en fonction de $\log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}$.

Si l'on porte sur un graphique $P_{wf} = f(X)$ on observe une fois l'effet de capacité de puits terminé, une droite de pente m (figure II.1) :

$$m = \alpha \cdot \frac{q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h} \quad \Rightarrow \quad k \cdot h = \frac{\alpha \cdot q \cdot B \cdot \mu}{m}$$

II.2.1.2 LE SKIN S :

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

II.2.1.3 PRESSION EXTRAPOLÉE :

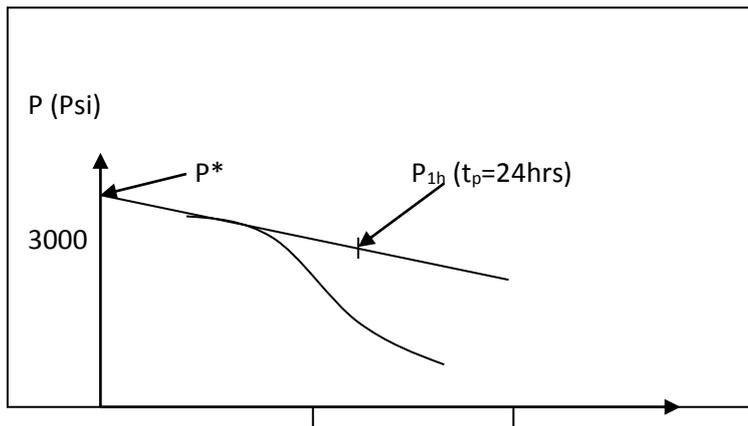


FIGURE II.1 : GRAPHE D'HORNER QUI DETERMINE LE POINT DE PRESSION EXTRAPOLEE.

II.2.2 LA DERIVEE (D.BOURDRET) :

Les courbes types, qu'elles soient représentées sur planches ou générées à l'aide d'un modèle puits souffrent toujours de l'effet d'écrasement lié à la présentation logarithmique (difficulté d'observer des faibles variations relatives de la pression). Les méthodes utilisant la dérivée de la pression remédient à cet inconvénient tout en exploitant les avantages de la représentation par les courbes types. La dérivée est représentée sur graphique log-log comme une courbe type. L'intérêt principal de la dérivée réside dans l'aide importante apportée à l'étape de l'assortiment « MATCHING ».

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

Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisant par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0,5 en grandeur sans dimension de la planche.

Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont sur une droite de pente 1. Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche. [2]

La méthode d'interprétation est analogue à celle développée sans 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 soit atteinte.

II.2.2.1- REPRESENTATION :

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 :

$$dP_D/d\ln \left(\frac{t_D}{C_D} \right) \text{ en débit.}$$

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

II.2.2 PROPRIETES DE LA DERIVEE :

A) ECOULEMENT RADIAL CIRCULAIRE :

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

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.81 + 2S)$$

Elle peut aussi se mettre sous la forme :

$$P_D = \frac{1}{2} (\ln \frac{t_D}{C_D} + 0.81 + \ln C_D e^{2s}) \Rightarrow P_D = \frac{dP_D}{d\ln \frac{t_D}{C_D}} = 0.5$$

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

B) EFFET DE CAPACITE DE PUIITS :

Pendant que l'effet de capacité de puits est dominant la pression sans dimension s'exprime par : $P_D = \frac{t_D}{C_D}$

La dérivée de la pression s'exprime par : $P_D = \frac{dP_D}{d\ln \frac{t_D}{C_D}} = \frac{t_D}{C_D}$

La dérivée, comme la pression, a donc pour asymptote la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées sur un graphique log-log. [2]

C) LE DIAGNOSTIC :

La majorité des écoulements visibles au cours d'un essai de puits est traduits par une évolution de la pression soit linéaire en fonction du logarithme du temps, soit linéaire en fonction d'une puissance du temps.

L'allure caractéristique prise par la dérivée dans ces deux cas en fait un outil de diagnostic privilégié.

- Tous les écoulements sont visibles sur le même graphique.
- Chaque écoulement se traduit soit par une droite horizontale soit par une droite de pente n .

Le fait de représenter par la dérivée la variation du signal de pression atténue l'effet d'écrasement de la représentation log-log.

L'interprétation retrouve une sensibilité analogue à celle d'une interprétation conventionnelle.

II.2.2.3 INTERPRETATION A L'AIDE DES PLANCHES DE COURBES**TYPES AVEC LA DERIVEE :**

Les courbes types dérivées ont les propriétés suivantes :

- Elles ont pour asymptote la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées tant que l'effet de capacité de puits est dominant.
- Elles ont pour asymptote la droite d'ordonnées 0.5 quand l'effet de capacité de puits est terminé.
- Les courbes correspondantes aux valeurs de $C_D e^{2S}$ supérieures à 1 présentent un maximum. Celles correspondant à des valeurs inférieures ou égales à 1 sans continûment croissantes. [2]

A) METHODE D'INTERPRETATION :

La méthode d'interprétation est analogue à celle développée sans la dérivée.

B) DEBUT DU DROITE SEMI-LOG :

Le début du droite semi-log est déterminé à l'aide de la dérivée en considérant un écart par rapport à droit semi-log :

- La droite semi-log est atteint théoriquement quand la dérivée est stabilisée. Elle vaut alors 0.5 en grandeurs sans dimensions.
- La droite semi-log est considéré comme atteint pratiquement quand l'écart de la dérivée par rapport à la stabilisation est inférieur à 10 %; c'est à dire :
 - * Pour $C_{De}^{2S} > 1 \longrightarrow$ la dérivée sur la planche < 0.55
 - * Pour $C_{De}^{2S} \leq 1 \longrightarrow$ la dérivée sur la planche < 0.45

C'est ce critère qui a été adopté pour indiquer le début de la droite semi-log sur les planches de courbes types sans dérivée.

Le début de la droite semi-log n'apparaît pas sur les planches avec la dérivée car l'interpréteur peut juger lui même à l'aide de la dérivée quel écart présente ses données par rapport à la droite semi-log. [2]

II.2.2.4- INTERPRETATION DIRECTE A L'AIDE DE LA DERIVEE :

La perméabilité du réservoir, la capacité de puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvue que la stabilisation de la dérivée ait été atteinte (figure II.2).

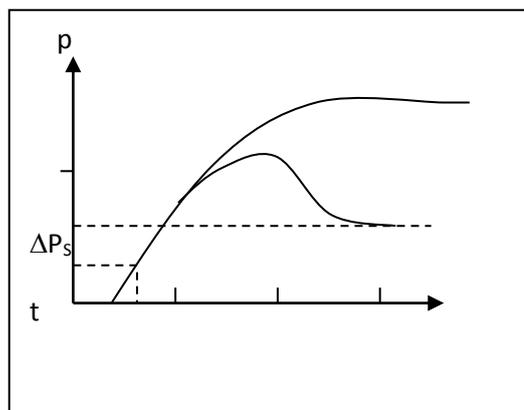


FIGURE II.2 : COURBE DE LA DERIVEE DE PRESSION

A) kh DU RESERVOIR :

$\Delta P'_{ST}$ correspondant à la stabilisation de la dérivée.

La valeur de cette dérivée exprimée en grandeurs dimension est connue. Elle vaut 0.5.

$$\Delta P'_{ST} = \frac{141.2 \cdot q \cdot \mu \cdot B}{k \cdot h}$$

B) CAPACITE DE PUIITS :

La capacité du puits peut être calculée en connaissant les coordonnées d'un point situé sur la droite de pente 1 : $\Delta P_1, \Delta T_1$

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

$$\Delta P_1 = \frac{qB}{24C} \Delta t_1 \quad \text{D'où} \quad C = \frac{qB}{24} \frac{\Delta t_1}{\Delta P_1}$$

II.3 LES MODELES D'ÉCOULEMENT :**II.3.1 ÉCOULEMENT RADIAL CIRCULAIRE, SKIN****(COMPORTEMENT HOMOGENE) :**

Lorsque la production est établie dans le réservoir, les lignes de débit convergent radial cernent vers le puits. Dans le réservoir, la pression évolue en fonction à la fois du temps et de la distance.

ANALYSE SPECIALISEE :

Pour un réservoir homogène, l'écoulement radial circulaire est caractérisé par une ligne droite semi-log de la pression en fonction du temps. L'analyse semi-log permet d'estimer le produit perméabilité épaisseur kh et le skin S .

II.3.2 L'écoulement sphérique :

L'écoulement sphérique peut être observé dans les puits en pénétration partielle, avant que les limites supérieure et inférieure ne soient atteintes. Lorsque les limites sont étanches ; l'écoulement devient radial (figure II.3).

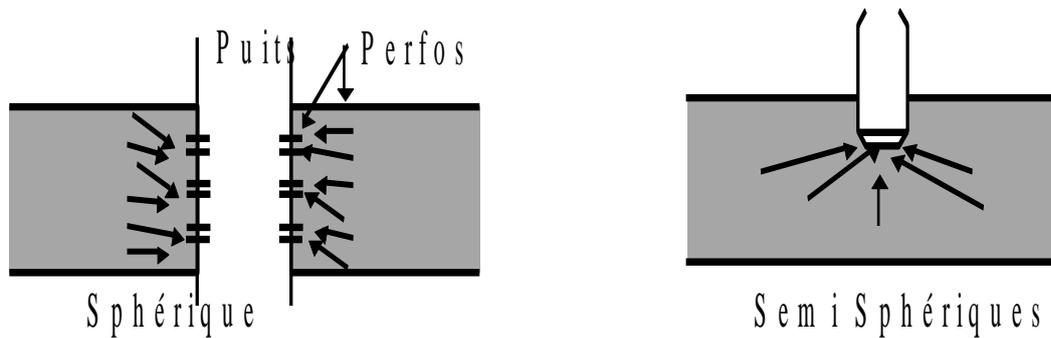


FIGURE II.3 : ECOULEMENT SPHERIQUE

II.3.3 L'ÉCOULEMENT LINEAIRE :

L'écoulement linéaire intervient lorsque les lignes d'écoulement sont parallèles et l'écoulement suit une seule direction. Cela se produit seulement lorsque l'aire de l'écoulement est constante, on trouve ce type d'écoulement dans les puits à fractures naturelles communicantes ou fracture artificielle, les analyses des données de pression mesurée durant le test suivent les équations de l'écoulement linéaire (figure II.4).

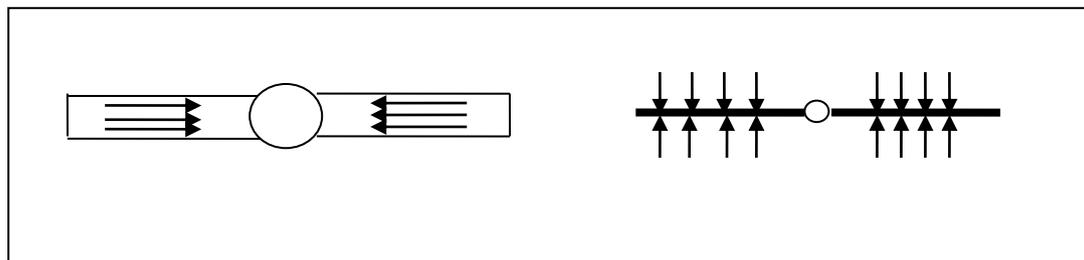


FIGURE II.4 : ECOULEMENT LINEAIRE

II.3.4 L'ÉCOULEMENT BI-LINEAIRE :

Lorsque les gradients de pression le long du plan de la fracture ne sont pas négligeables, un second écoulement linéaire se produit à l'intérieur de la fracture. Ce régime est appelé écoulement bi-linéaire. [2]

Chapitre III :
**Les effets du wellbore storage &
redistribution de phase**

III.1 LE PHENOMENE DE CAPACITE « WBS » :

III.1.1 DEFINITION :

L'effet de capacité de puits est l'un des plus grands problèmes rencontrés pendant l'interprétation de test Build up (figure III.1).

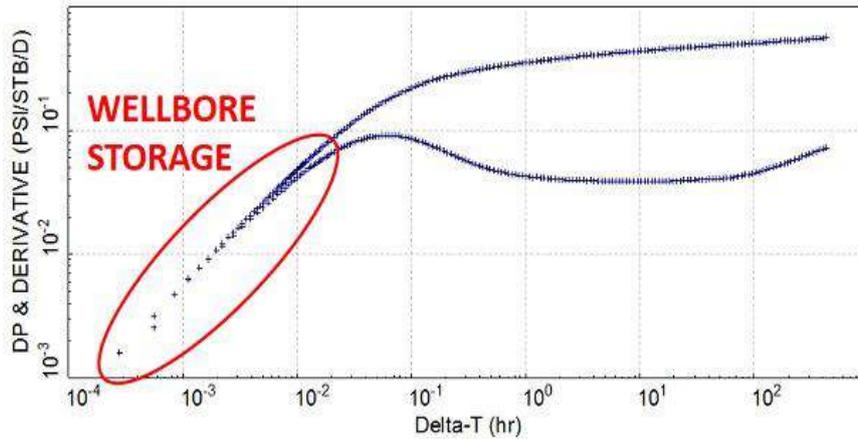


FIGURE III.1 : LA COURBE DERIVATIVE DE WELLBORE STORAGE

III.1.2 LES CAUSES :

La théorie suppose que le puits est fermé au fond et qu'aucun fluide ne rentre dans le puits après la fermeture. En pratique malheureusement dans la majorité des puits fermés à la surface, les fluides continuent à rentrer dans le puits jusqu'à ce que la pression atteigne une certaine valeur pour stopper les venues des fluides. Cette période est appelée période de l'effet de capacité (figure III.2, figure III.3). [2]

La capacité de puits est définie par : $C = - \frac{\Delta V}{\Delta P}$

Δv : variation de volume de fluide dans le Puits, dans les conditions du puits.

Δp : variation de pression appliquée au puits.

Capacité sans dimension : $C_D = \frac{c}{2\pi \cdot \phi \cdot c_t \cdot h \cdot r_w^2}$ (SI)

C_D : wellbore Storage sans dimension

ϕ : porosité moyenne

C : wellbore Storage

c_t : Compressibilité totale

r_w : rayon de puits

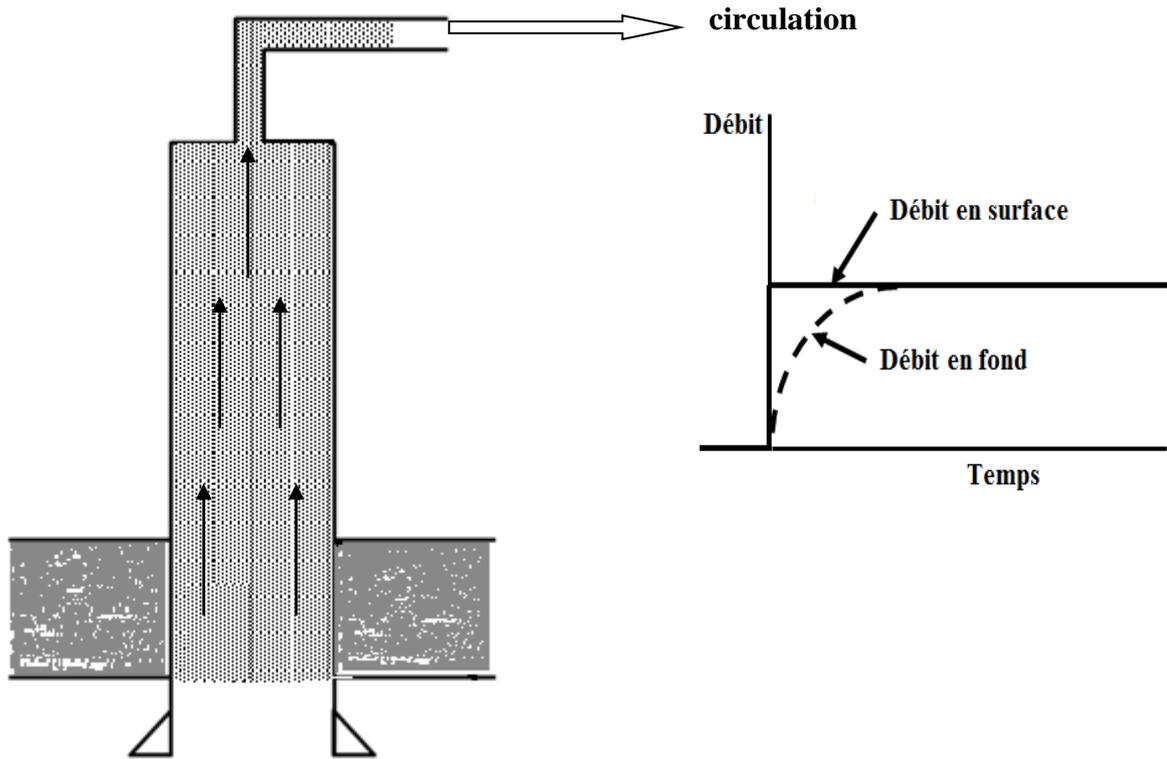


FIGURE III.2 : REMPLISSAGE DE FLUIDE DANS LE PUIT – DECHARGEMENT

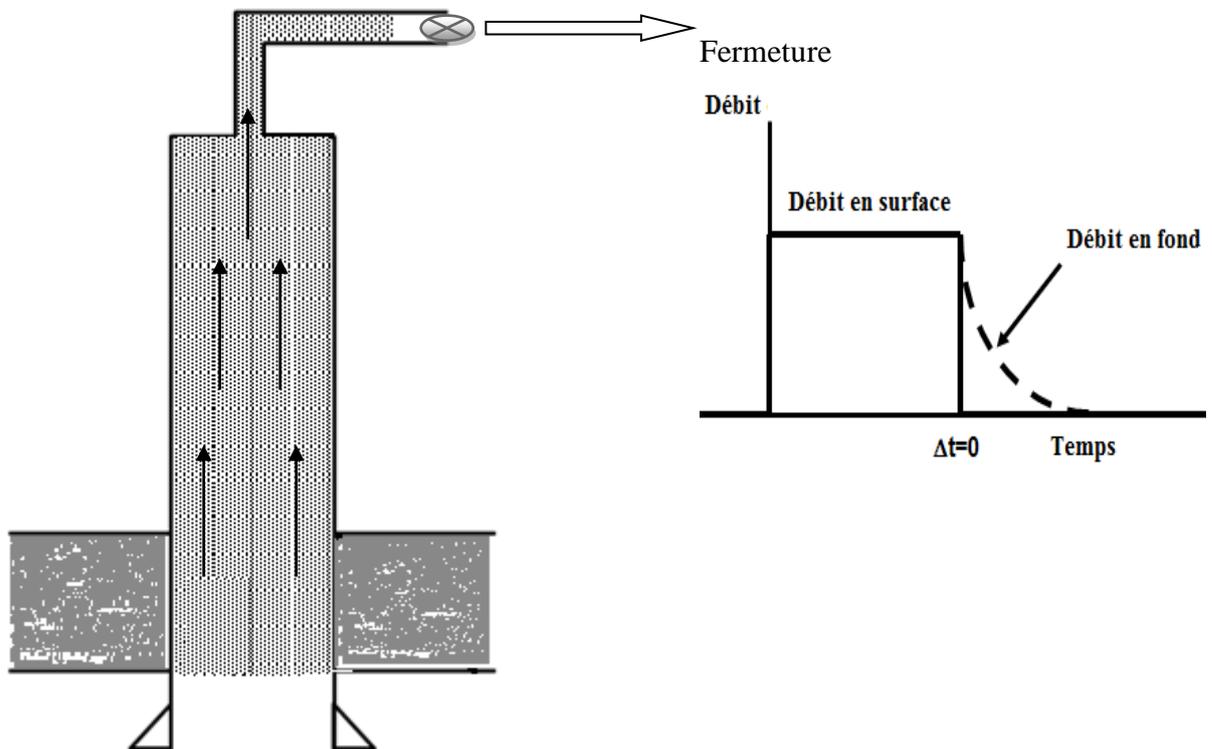


FIGURE III.3 : REMPLISSAGE APRES LA FERMETURE

III.2 L'EFFET DE LA REDISTRIBUTION DE PHASE :

III.2.1 INTRODUCTION :

Le phénomène de la redistribution de phase de puits se produit dans un puits qui est fermé dedans avec le gaz et le liquide entrant simultanément dans le tubing.

Comme montré par Stegemier et Matthews, quand un tel puits est fermé à la surface, l'effet de gravité fait tomber le liquide et le gaz monte à la surface.

En raison de l'incompressibilité relative du liquide et de l'incapacité de gaz à l'expansion dans un système fermé, cette redistribution des phases cause une augmentation nette de la pression de puits. Quand ce phénomène se produit dans un essai de Build up, la pression augmente dans le puits se retrouve soulagée par la formation. L'équilibre entre le puits et la formation adjacente sera atteint par la suite.

Cependant, à la première réponse, la pression peut augmenter au-dessus de la pression de formation, causant une bosse anormale dans la pression Build up qui ne peut pas être analysée avec des techniques conventionnelles. Dans des cas moins graves, la pression de puits ne peut pas monter suffisamment pour atteindre une pression maximum de Build up. [3]

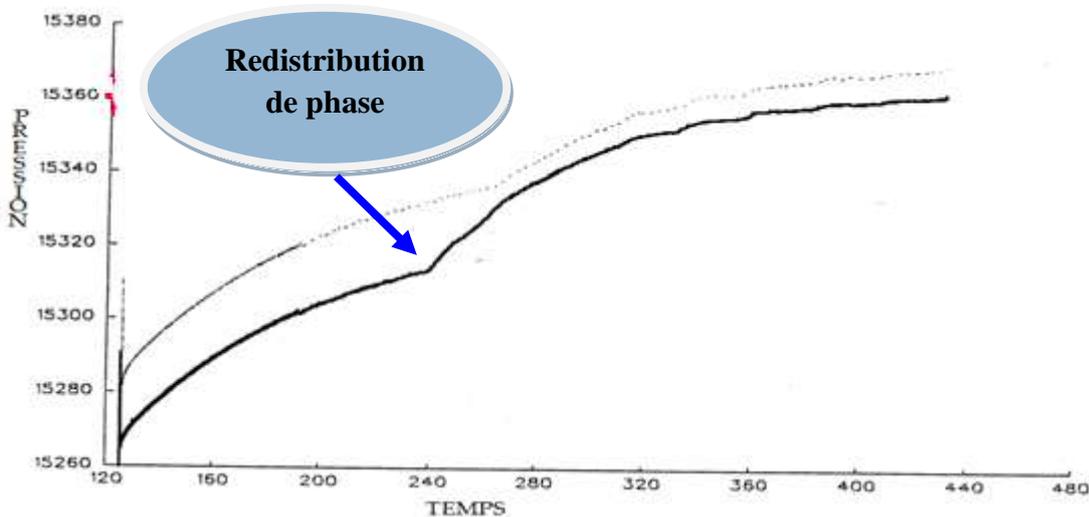


FIGURE III.4 : REDISTRIBUTION DE PHASE SUR LA COURBE DE PRESSION

Des analyses générales de la redistribution de phase de puits ont été présentées par Stegemeier et Matthews et par Pitzer et autre. Selon les investigations documentées l'association de la bosse de pression de Build up avec la redistribution de phase indique que la taille de la bosse a été corrélée avec la quantité de gaz entrant dans le tubing. [3]

Stegemeier et Matthews ont également noté une corrélation apparente entre la vitesse prévue de gaz et le moment où la bosse s'est produite.

Earlougher a également noté (sur la base de la forme du courbe d'essais de Build up $\log \Delta p$ vs $\log \Delta t$) cette redistribution de phase semble être liée au problème du stockage de puits.

D'autres auteurs ont identifié l'importance de la redistribution de phase de puits, cependant, aucune analyse complète du phénomène n'a été présentée et les méthodes générales pour analyse complète du phénomène n'ont été présentées et les méthodes générales pour analyser des données de Build up influencées par la redistribution de phase dans le puits n'ont pas été disponibles. [3]

III.2.2 ASPECT THEORIQUE DE LA REDISTRIBUTION DE PHASE :

Dans les expériences de laboratoire qu'une telle anomalie résulte de la redistribution de la phase dans le tubing est causée par la hausse subséquente des bulles de gaz dans la colonne d'huile après la fermeture. La plupart des ingénieurs concluent incorrectement que, si le contenu d'un navire reste le même, la pression sur le fond du navire doit être constante indépendamment de la distribution des phases.

La figure III.5 montre la nature incorrecte de cette conclusion. Une partie de diagramme indique que la pression de fond de puits existerait en cela même s'il contenait 1 m^2 d'air à la pression atmosphérique au-dessus d'une colonne de 2910 ft de fluide avec un gradient de pression de 0,5 psi/ft. Cette colonne de fluide a emprisonnée sous elle 1 ft^3 d'air à une pression de 147 psi.

Pour simplifier les calculs, on suppose que la température est standard dans toute la colonne et la section du puits est de 1 m^2 . Dans ces conditions l'air en dessous du puits s'élève à 100 scf ainsi la masse totale d'air dans le puits est de 101 scf, si la totalité de cet air occupe 2 ft^3 en haut du puits la pression en résultant est de 742 psi. . [4]

Quand cette quantité est ajoutée à la pression provoquée par les 2910 ft de fluide, la pression de fond de puits est de 2197 psi, une augmentation de 727 psi. La pression inférieure de fond de puits qui suit anormalement de la haute pression est provoquée par le contre écoulement du fluide vers le fond de puits.

En conséquence, il semble souvent que qu'anormalement à haute pression se produit beaucoup plus souvent que nous réalisons parce qu'un réservoir a une perméabilité raisonnablement élevée avec un minimum d'endommagement qui sert à autoriser un contre

écoulement dans le réservoir se produise , nous n’observons pas l’anormalement de la haute pression provoquée par la redistribution de phase (figure III.5).[4]

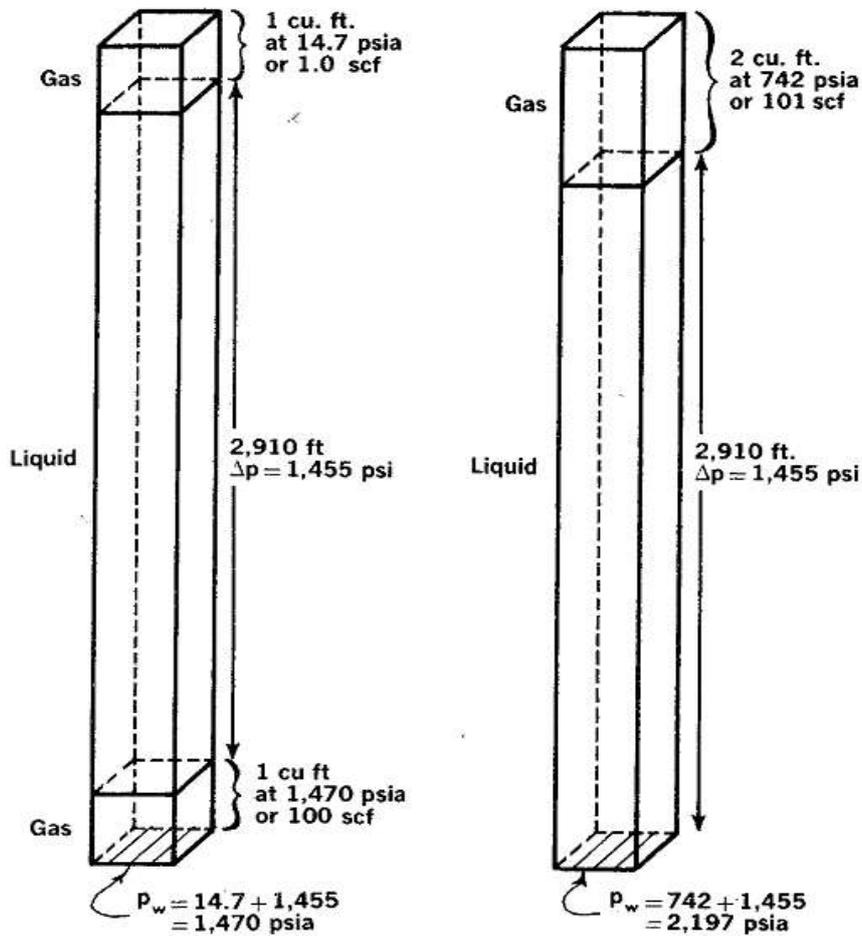


FIGURE III.5 : L’EFFET DE LA DISTRIBUTION DE PHASE DANS LE FOND DE Puits

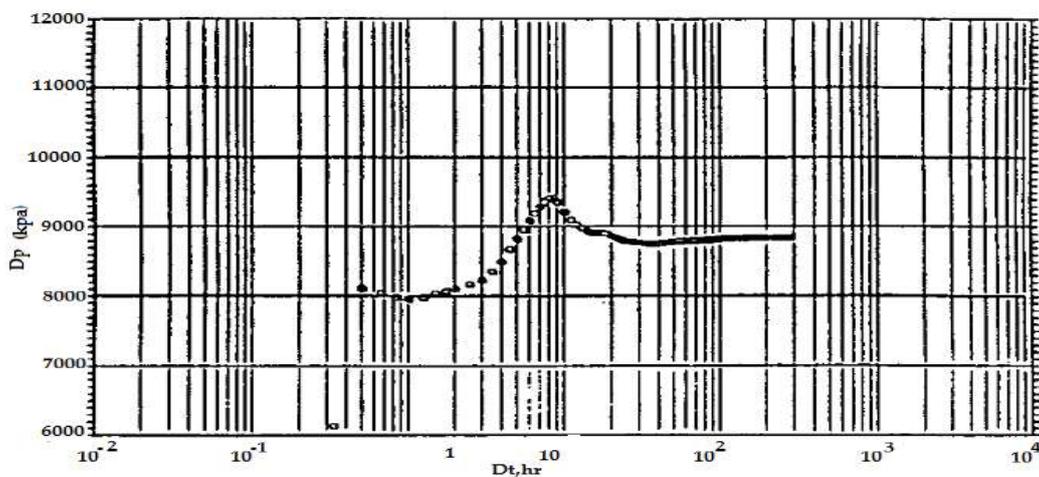


FIGURE III.6 : REDISTRIBUTION DE PHASE – GRANDE BOSSE

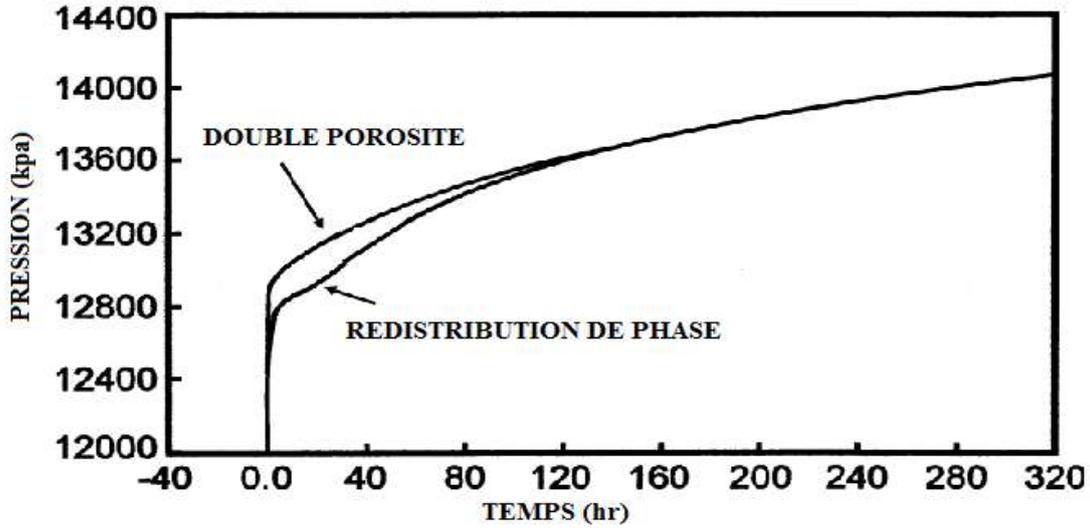


FIGURE III.7 : COMPARAISON ENTRE LES COURBES DERIVATIVES (DOUBLE POROSITE ET REDISTRIBUTION DE PHASE)

III.2.3 METHODE DE DIAGNOSTIC :

La figure III.8 montre que dp/dt ou ce qu'on appelle PPD sert comme un outil de diagnostic quel que soit l'écoulement des fluides dans le réservoir la dp/dt est toujours constante ou décroissante sinon la pression mesurée est affectée par un phénomène de wellbore.

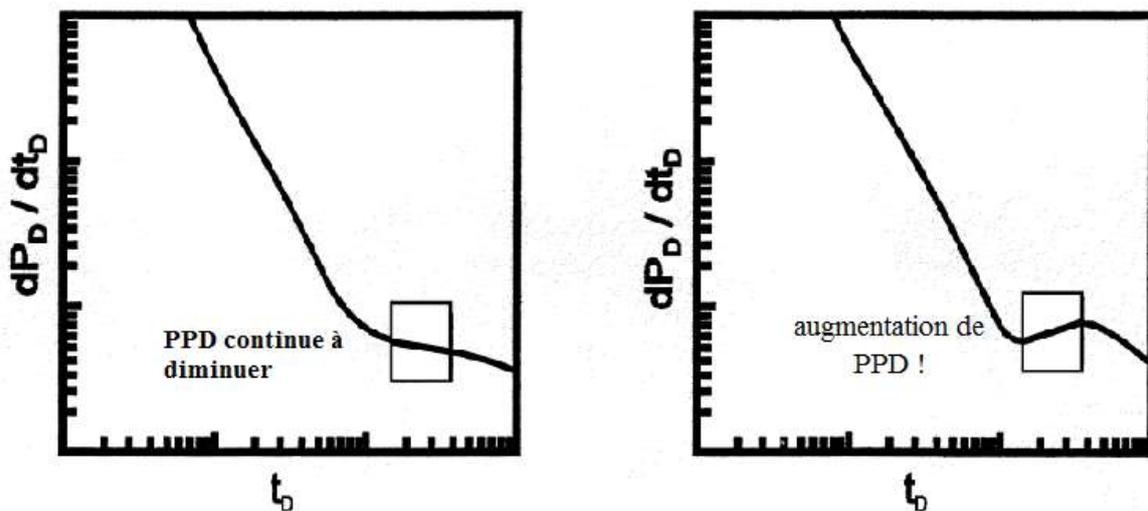


FIGURE III.8 : COMPARAISON ENTRE PPD DE DOUBLE POROSITE ET REDISTRIBUTION DE PHASE

Chapitre IV :

Solutions possibles ; Les conditions de puits et les conditions de réservoir

IV.1 SOLUTION POSSIBLE (FERMETURE AU FOND) : [6]**IV.1.1 DOWN HOLE SHUT-IN TOOL (DHST):****IV.1.1.1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT :**

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 fournira des données ainsi étendues (essentiellement de pression) pour la future planification de projet du réservoir.

IV.1.1.2 LA COMPOSITION DE (DHST) :

Le Down Hole Shut-in Tool se compose de trois parties essentielles (figure IV.1):

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

IV.1.1.3 LES TYPES DE (DHST) :

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

SST500	→	2 ^{7/8}
SST800	→	3.5", 4.5"
SST1200	→	5"

IV.1.1.4 SCHEMA DE L'OUTIL :

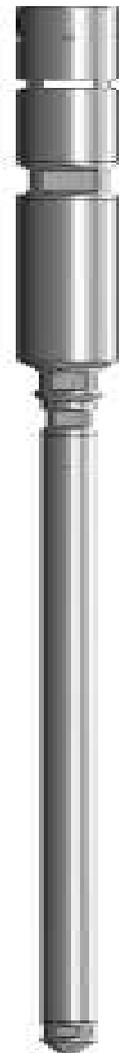
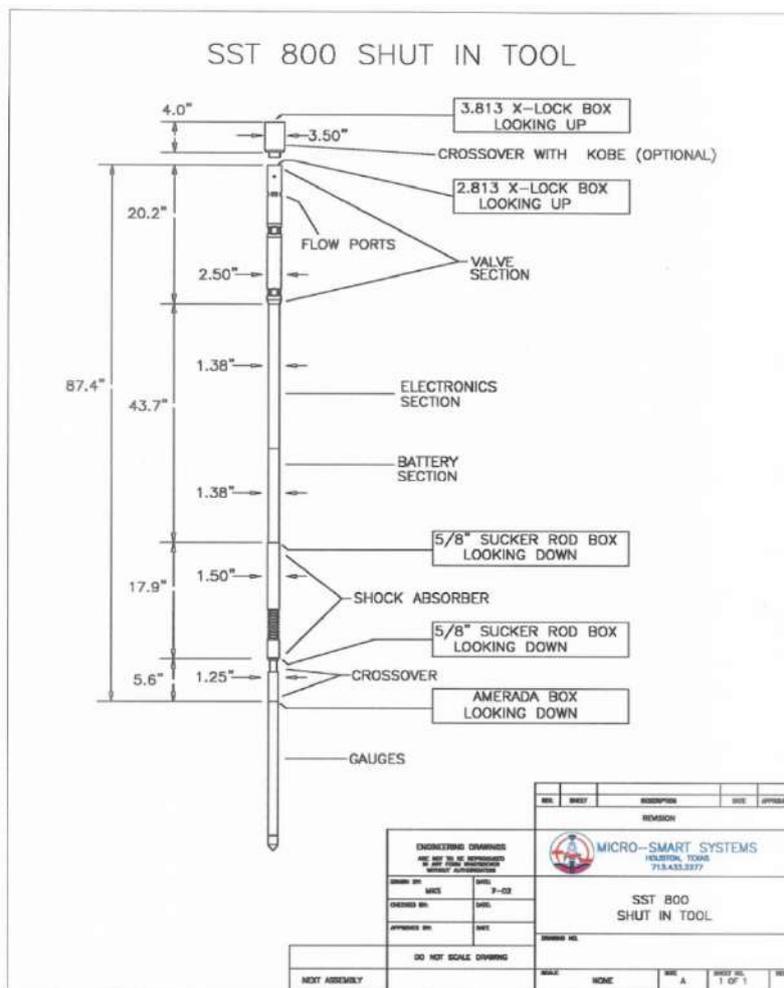


FIGURE IV.1 : COMPOSITION DE DHST.

IV.1.1.5 LES AVANTAGES DE L'OUTIL : [6]

- 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 événements en surface sans l'usage d'ordinateur (single shut). [6]
- 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.

IV.1.1.6 LES INCONVENIENTS : [2]

- Très sensible au solide et au débris (les asphaltées)

IV.1.1.7 CARACTERISTIQUE DE L'OUTIL :

Taille	1.6 m
Diamètre extérieure	6.35
Diamètre intérieure	4.5
Temps	160°C
Pression Max	103. Kpa
Cycles	20 cycles
Poids	12.7Kg

TABLEAU IV.1 : CARACTERISTIQUE DE DHST.

IV.2 LES CONDITIONS DE Puits ET LES CONDITIONS DE RESERVOIR :

IV.2.1 LES CONDITIONS DE Puits

IV.2.1.1 Puits AVEC STORAGE ET SKIN (RESERVOIR HOMOGENE) :

A) LES CARACTERISTIQUES DES REGIMES :

Les caractéristiques de ce régime :

- Effet de wellbore storage. Résultat : coefficient de wellbore storage C. [6]
- Ecoulement radial. Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin (figure IV.2).

B) ANALYSE log -log :

Cette courbe présent le graphe de dérivée (modele reservoir homogene).

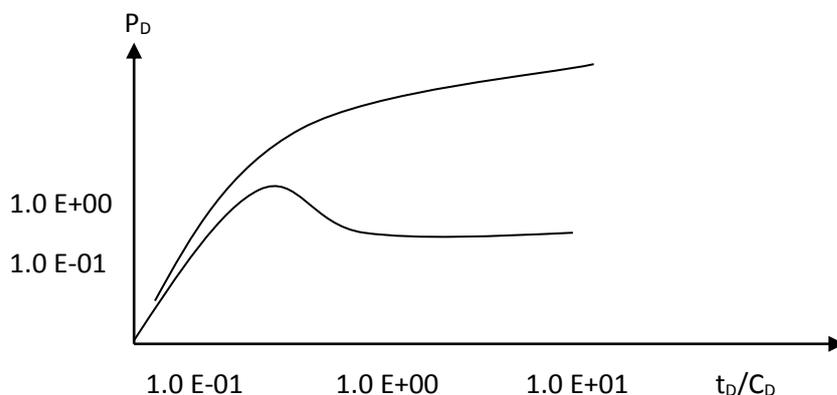


FIGURE IV.2 : GRAPHE DE DERIVEE (MODELE RESERVOIR HOMOGENE).

IV.2.1.2 PUIITS FRACTURE (FRACTURE VERTICALE DE CONDUCTIVITE INFINIE OU AVEC UN FLUX UNIFORME) :

Deux solutions sont disponibles. L'une considère que le débit est uniformément distribué le long de la fracture, l'autre suppose que la conductivité de la fracture soit infinie.

A) LES CARACTERISTIQUES DE REGIME :

Les caractéristiques de ce régime :

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement linéaire : droite de pente $\frac{1}{2}$.

Résultat : demi-longueur de fracture x_f .

- Ecoulement pseudo radial : stabilisation de la dérivée à 0.5.

Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S (figure IV.3).

B) ANALYSE log-log:

Cette courbe présente le graphe de dérivée (modèle d'un puits fracture verticale).

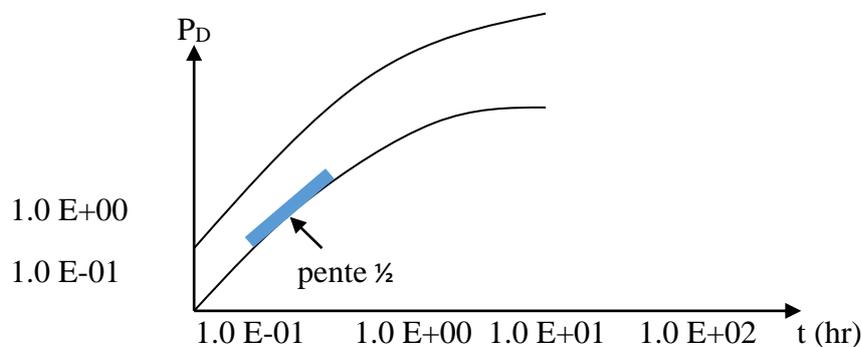


FIGURE IV.3 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN PUIITS FRACTURE VERTICALE DE CONDUCTIVITE INFINIE).

IV.2.1.3 PUIITS FRACTURE (FRACTURE VERTICALE DE CONDUCTIVITE FINIE) :

Avec cette solution, les gradients de pression le long de la fracture ne sont pas négligés. Ce comportement s'observe lorsque la perméabilité de la fracture n'est pas nettement plus forte que la perméabilité de la formation, particulièrement lorsque la fracture est longue. [2]

A) LES CARACTERISTIQUES DES REGIMES :

- Effet de wellbore storage.
- Ecoulement bi-linéaire: droite de pente 1/4. Résultat : conductivité de la fracture $k_f w$.
- Ecoulement linéaire : droite de pente 1/2. Résultat : demi-longueur de fracture x_f .
- Ecoulement pseudo radial : stabilisation de la dérivée à 0.5.

Résultat : produit perméabilité épaisseur kh et skin géométrique S (figure IV.4).

C) ANALYSE log-log :

Cette courbe présente le graphe de dérivée (modèle d'un puits fracture verticale).

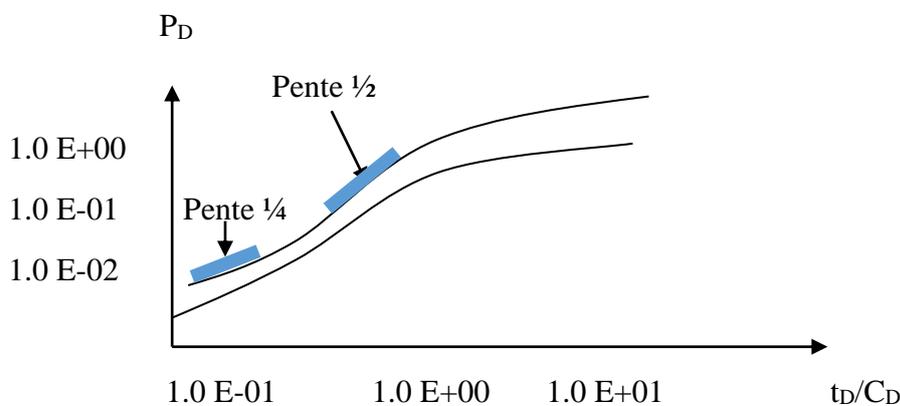


FIGURE IV.4 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN Puits FRACTURE VERTICALE DE CONDUCTIVITE FINIE).

IV.2.1.4 Puits HORIZONTAL :

A) DEFINITION : les puits horizontaux sont schématisés comme suite (figure IV.5) :

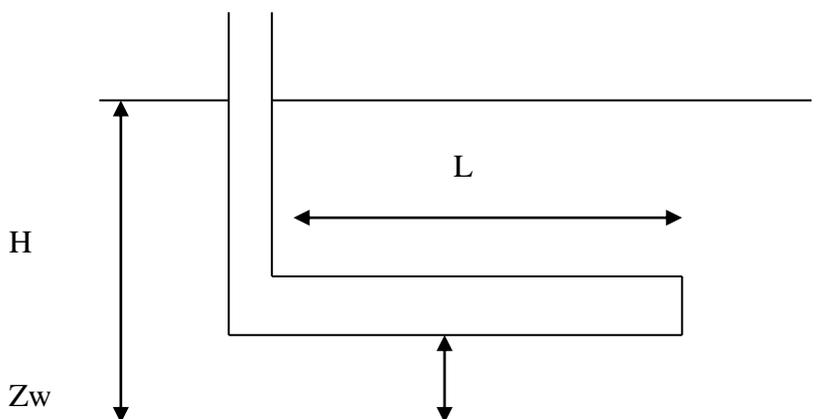


FIGURE IV.5 : SCHEMA D'UN Puits HORIZONTAL.

L : longueur du drain horizontal.

Z_w : distance entre le drain horizontal et la limite inférieure de la zone

k_h : perméabilité horizontale, k_v : perméabilité verticale.

B) LES CARACTERISTIQUES DE REGIME :

Les caractéristiques de ce régime :

- Effet de wellbore storage.
 - Ecoulement radial vertical : première stabilisation de la dérivée à 0.
 - Résultat : anisotropie de perméabilité kH/kv et skin mécanique S_w
 - Ecoulement linéaire entre les épontes : droite de pente $\frac{1}{2}$ sur la dérivée.
 - Résultat : longueur effective L et position z_w du drain horizontal. [2]
 - Ecoulement radial sur l'épaisseur totale : seconde stabilisation de la dérivée à 0.5.
- Résultat : produit perméabilité épaisseur totale $k_H h$ et skin total S_t .(figure IV.6).

C) ANALYSE log-log : la courbe log-log est donnée la figure IV.6 :

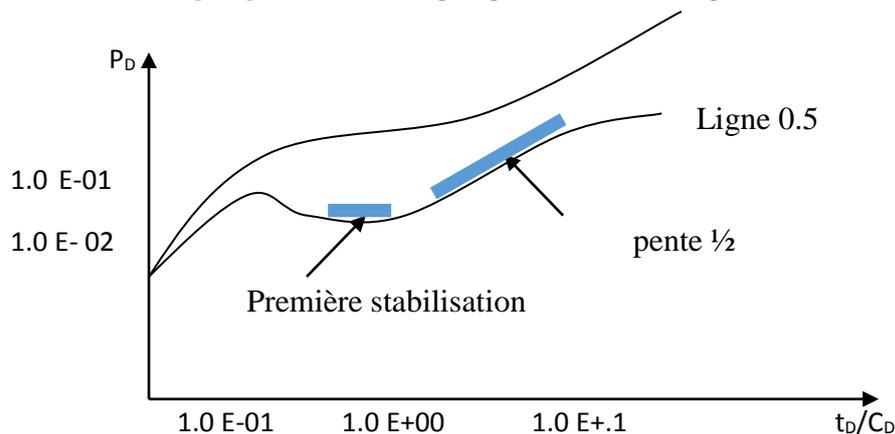


FIGURE IV.6 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN PUITTS HORIZONTAL).

IV.2.2 LES CONDITIONS DE RESERVOIR :

IV.2.2.1 LES RESERVOIRS FISSURES : (MODELE DOUBLE POROSITE)

A) DEFINITION : [2]

Dans un réservoir fissuré on peut considérer qu' un réseau de fissures et un réseau de matrice chaque réseau a sa propre caractéristique géométrique.

La représentation géométrique est celle de WARREN et ROOT (modèle de W et R).

Les blocs matriciels sont groupés en trois classes :

- 1- Les blocs cubiques : $n = 3$
- 2- Les blocs allumettes : $n = 2$
- 3- Les blocs feuillets : $n = 1$

$\alpha = n(n+2)/r_m$ traduit les effets de la géométrie des blocs matriciels sur les échanges de fluides entre matrice et fissures.

n : la forme des blocs ; il indique le nombre de directions offertes à l'échange de fluide.

r_m : définit la taille du bloc matriciel.

$r_m = n(\text{volume de bloc matriciel})/(\text{surface de bloc matriciel})$

Pour un cube d'arrête a : $r_m = a/2$; $\alpha = 60/a^2$

Plus α est grand plus les écoulements matrice-fissure sont faciles.

B) POROSITE :

*** VOLUME RELATIF DES FISSURES :**

$V_f = (\text{volume total des fissures})/(\text{volume total d'échantillon})$

*** VOLUME RELATIF DE LA MATRICE :**

$V_m = (\text{volume total de la matrice})/(\text{volume total d'échantillon})$

Chacun de ces volumes relatifs est poreux

$\phi_f = (\text{volume des vides situés dans les fissures})/(\text{volume total des fissures})$

$\phi_m = (\text{volume des vides situés dans la matrice})/(\text{volume total de la matrice})$

* Porosité matrice : $\phi_m V_m$; de l'ensemble de réservoir

* Porosité des fissures : $\phi_f V_f < 1\%$

IV.2.2.1.1 MODELE DOUBLE POROSITE PSEUDO-PERMANENT :

Réponse en pression et dérivée pour puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir double porosité pseudo-permanent (figure IV.7).

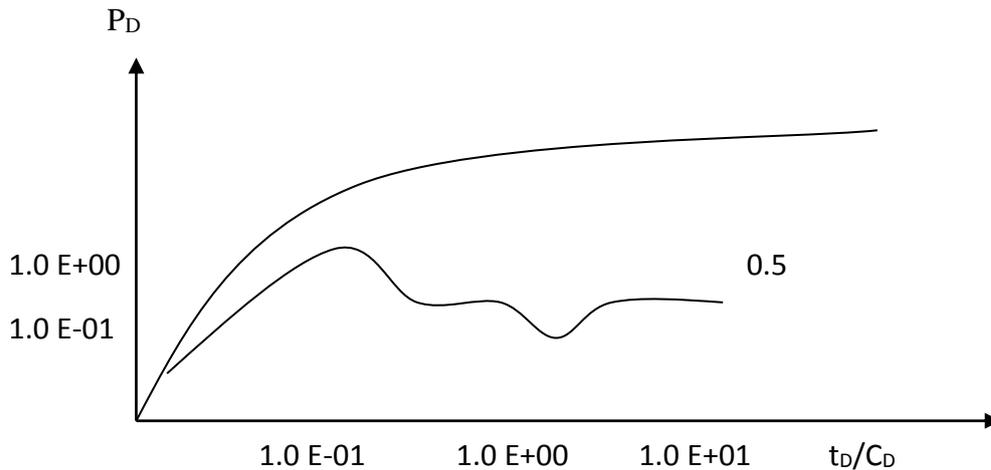


FIGURE IV.7 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN PUITSFISSURE DOUBLE POROSITE PSEUDO-PERMANENT).

IV.2.2.1.2 MODELES DOUBLE POROSITE TRANSITOIRES :

Réponse en pression et dérivée pour puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir double porosité transitoire, blocs en feuillets (figure IV.8).

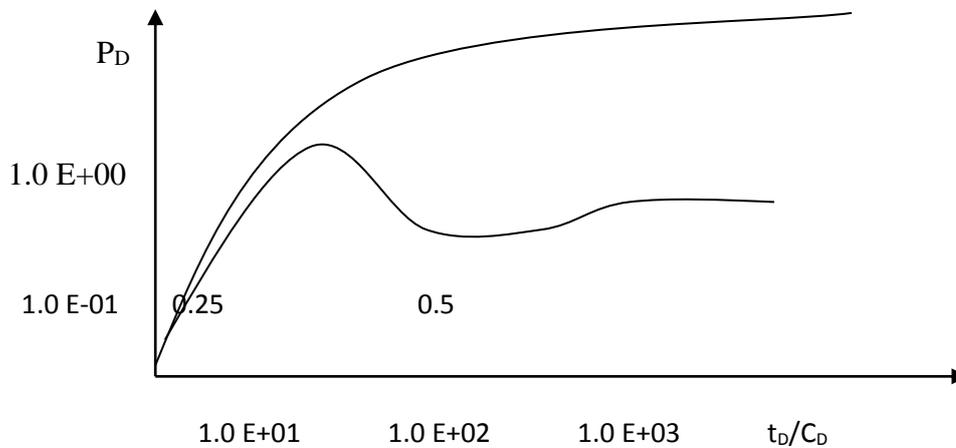


FIGURE IV.8 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN PUITTS DOUBLES POROSITES TRANSITOIRES).

IV.2.2.2 LES RESERVOIRS BI-COUCHES : (MODELE DOUBLE PERMEABILITE ; LES DEUX COUCHES PRODUISENT AU PUITTS)

ANALYSE log-log :

Trois régimes sont présents :

- 1- Bi-couche non communiquant au début de la réponse.

- 2- Régime de transition lorsque la communication s'établit aux temps intermédiaires.
- 3- Plus tard, la pression est la même entre les deux couches et le régime homogène équivalent pour le système total est atteint. La dérivée stabilise à 0.5.

Puits avec capacité de puits et skin dans un réservoir double perméabilité. Les deux couches produisent au puits (figure IV.9). [2]

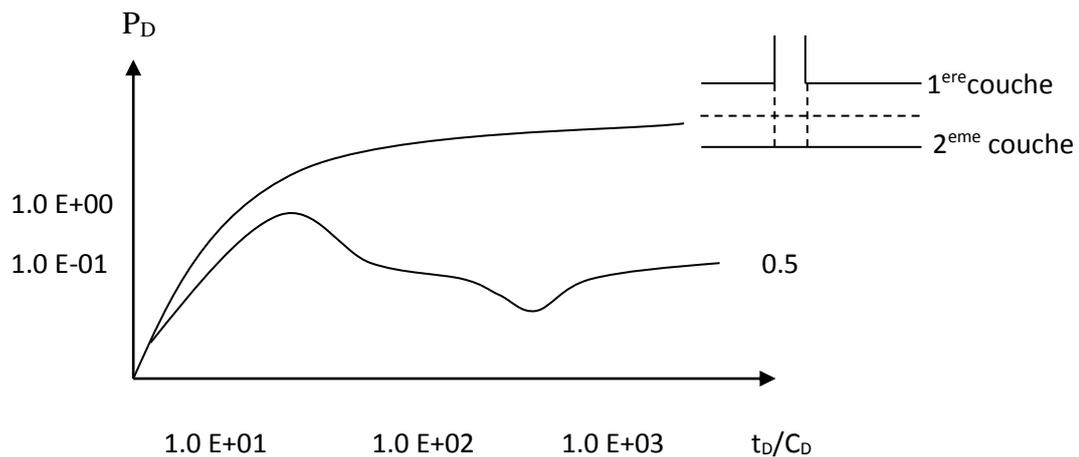


FIGURE IV.9 : DIAGRAMME DE DERIVEE (MODELE D'UN PUITTS DOUBLE PERMEABILITE).

Chapitre V :

Cas de puits

V.1 LE LOGICIEL KAPPA SAPHIR

V.1.1 PRESENTATION

Saphir est un outil d'interprétation de WELL TEST basé principalement sur la méthode de dérivée de la pression et le matching des données mesurées au modèle en tenant compte de l'historique de production. Saphir a une gamme complète de différentes fonctionnalités.

D'autres dispositifs d'édition permettent des corrections de tendance et l'analyse de la pression, un module du contrôle de qualité permet de contrôler les mesures des différentes jauges utilisées lors des tests de puits.

Après la génération du modèle, la régression non-linéaire nous permet d'identifier les modèles de réservoir et de tirer les différents résultats de l'analyse, notamment les paramètres de fonctionnement des puits.

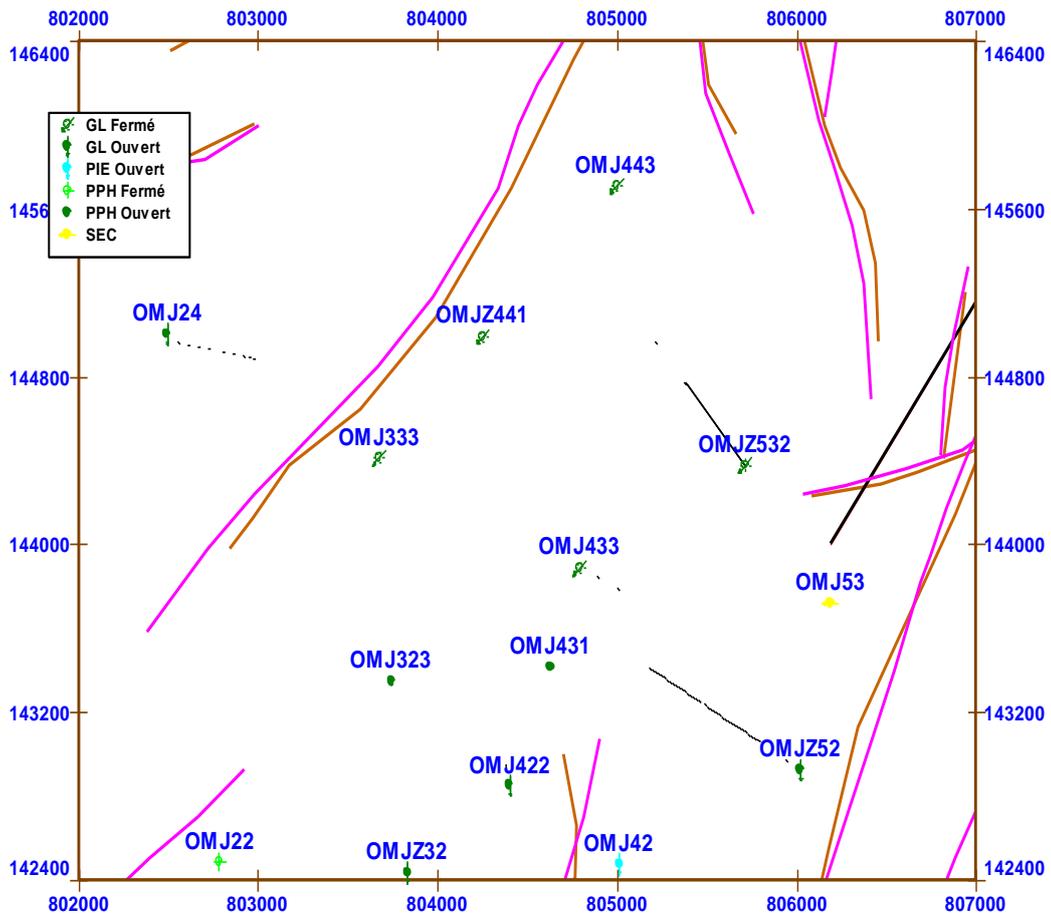
La version 4.10.02 a connue l'introduction d'une nouvelle méthode qui est la déconvolution dont on s'intéresse principalement dans ce mémoire.

Dans notre travail on va utiliser la version 4.10.02 de Saphir.

V.2. PUIITS OMJ 433 :

V.2.1. HISTORIQUE :

Le puits OMJ 433 a été fore en 1992, par l'appareil d'ENF6, et complété avec TBG 4" ½ ancré à 3365 m. mis en production avec un débit de 11.06 m³/hr; réservoir : open hole et de longueur totale=3423m. Puits repris en short radius (slimhole) dans le D4, Vs : 253,08m, AZ : N115°, Inc: 89.26°. Arrêt de forage à la TD 3662.80m .Un DST a été réalisé sur le puits du 20 au 24/09/2007 par WO qui a donné un débit de 2.35 m³ /hr (figure V.2).



FIGUREV.1 : POSITION DE Puits OMJ 433.

V.2.2 APPLICATION AU Puits OMJ 433 PAR LOGICIEL SAPHIR :

V.2.2.1 LES DONNEES DU Puits :

Type de fluide.	Porosité(%)	Rw(in)	H(m)	Bo (bbl/stb)	Viscosity(cp)	Ct((cm. f/kg)
HUILE	6	1.875	36	1.566	0.289	3.145e-4

TABLEAU V.1 : LES DONNEES DU Puits OMJ433

V.2.2.2 LES DONNEES DU TEST :

Saisir les valeurs des données du puits : le rayon du puits et la hauteur de la zone et la porosité comme suite (figure V.3) :

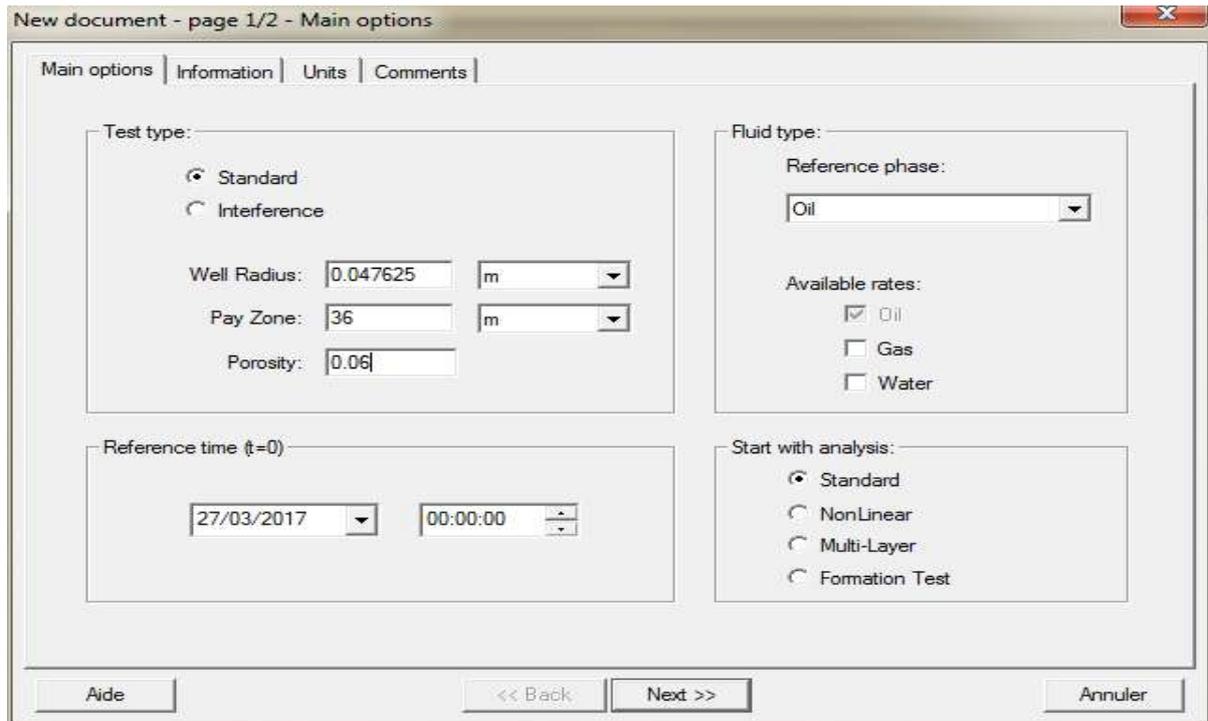


FIGURE V.2 : L'INTRODUCTION DES DONNEES NECESSAIRES POUR PUIJS OMJ 433

Saisir leurs caractéristiques PVT (figure V.4) :

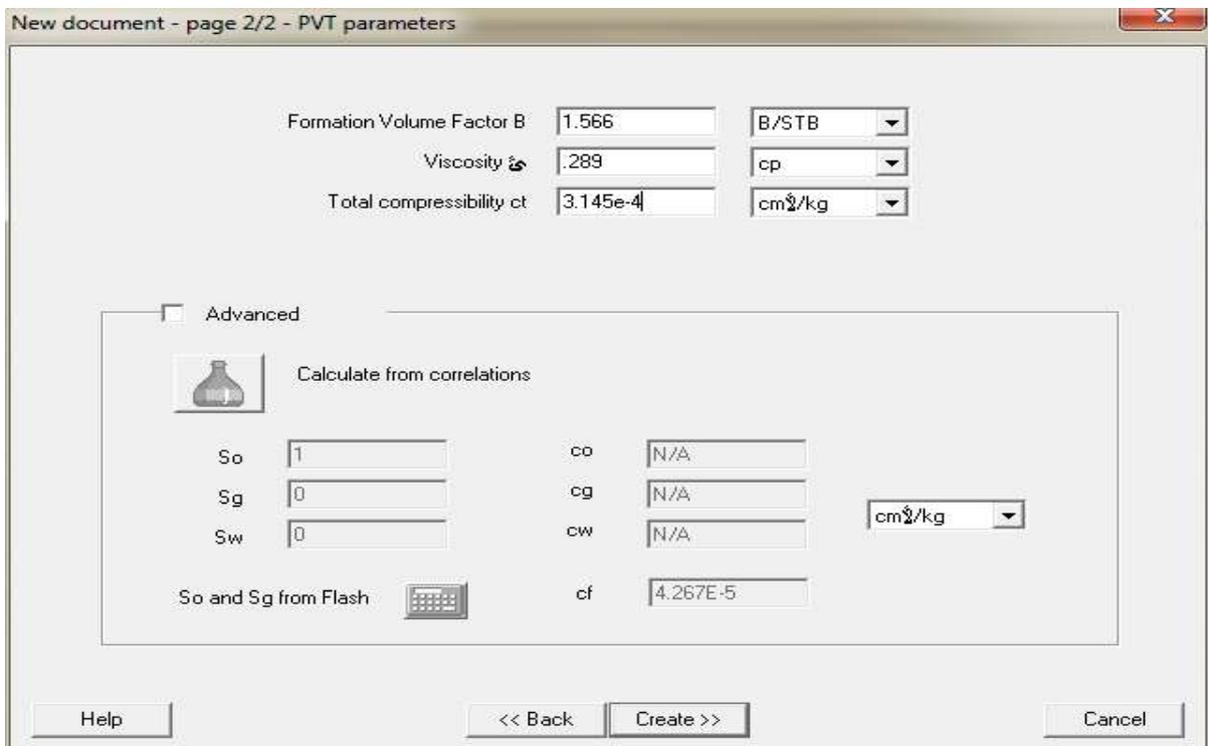


FIGURE V.3 : LA DEFINITION DE LEURS DONNEES PVT

On va charger les data du puits (pression et température) au logiciel SAPHIR (figure V.5).

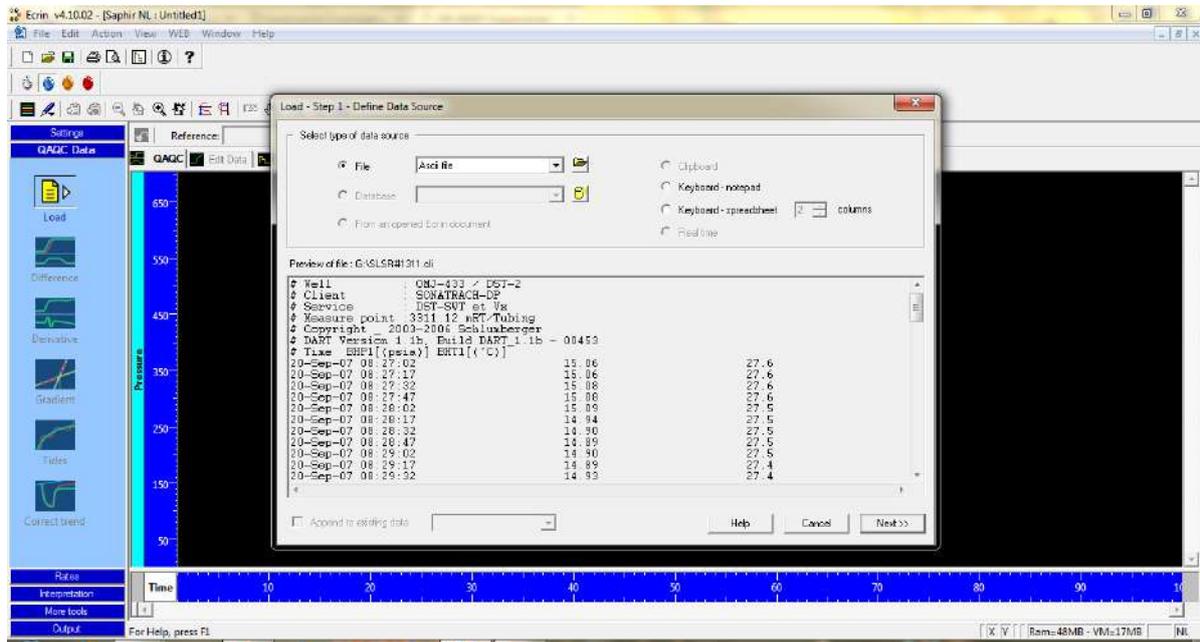


FIGURE V.4 : CHARGE LES DATA AU SAPHIR

Puis on règle les unités pour donner un schéma correct (figure V.6) :

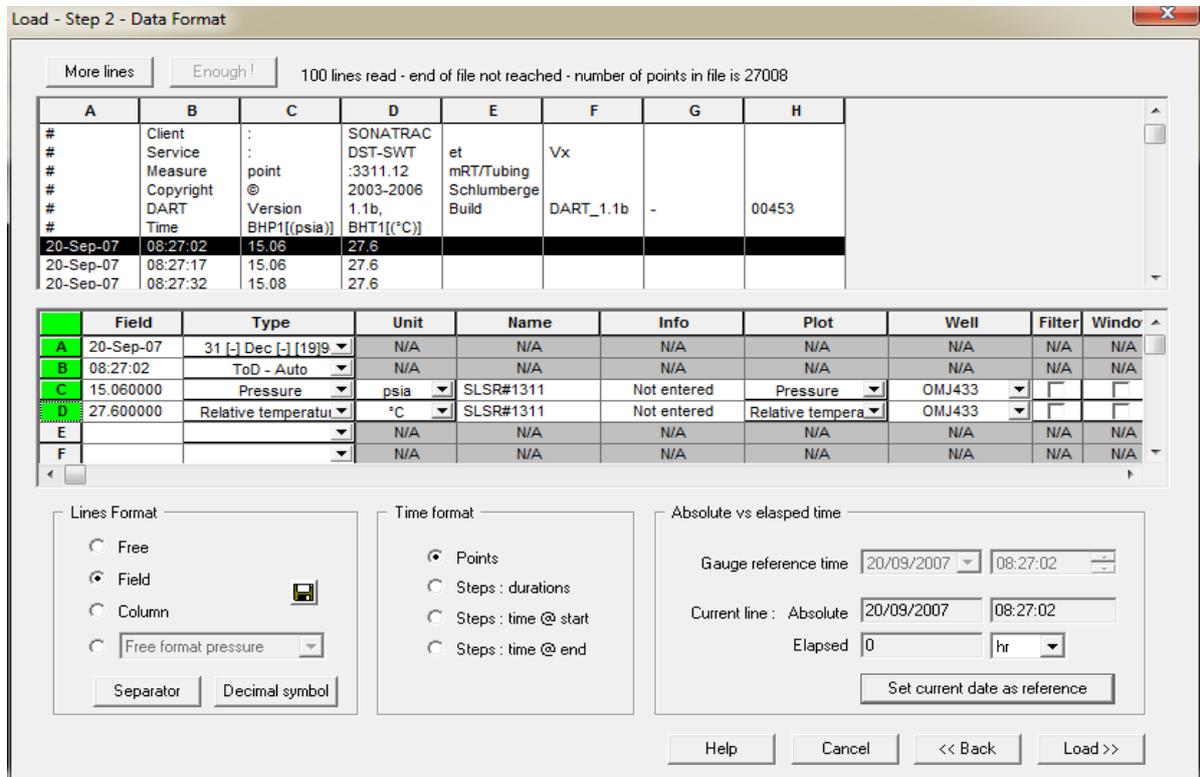


FIGURE V.5 : CHANGEMENT DES UNITES

V.2.2.3 DIAGNOSTIC :

Le graphe qu'il doit donner le logiciel est le résultat de DST (figure V.7) :

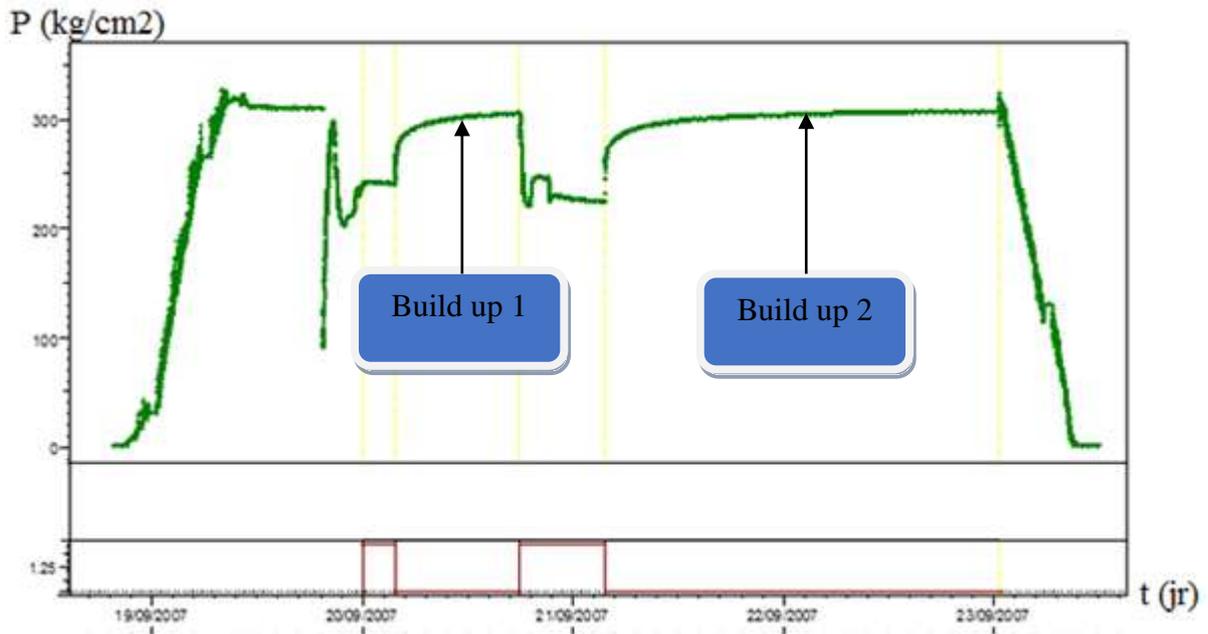


FIGURE V.6 : RESULTAT DE DST

V.2.2.4 LE PREMIER Build up:

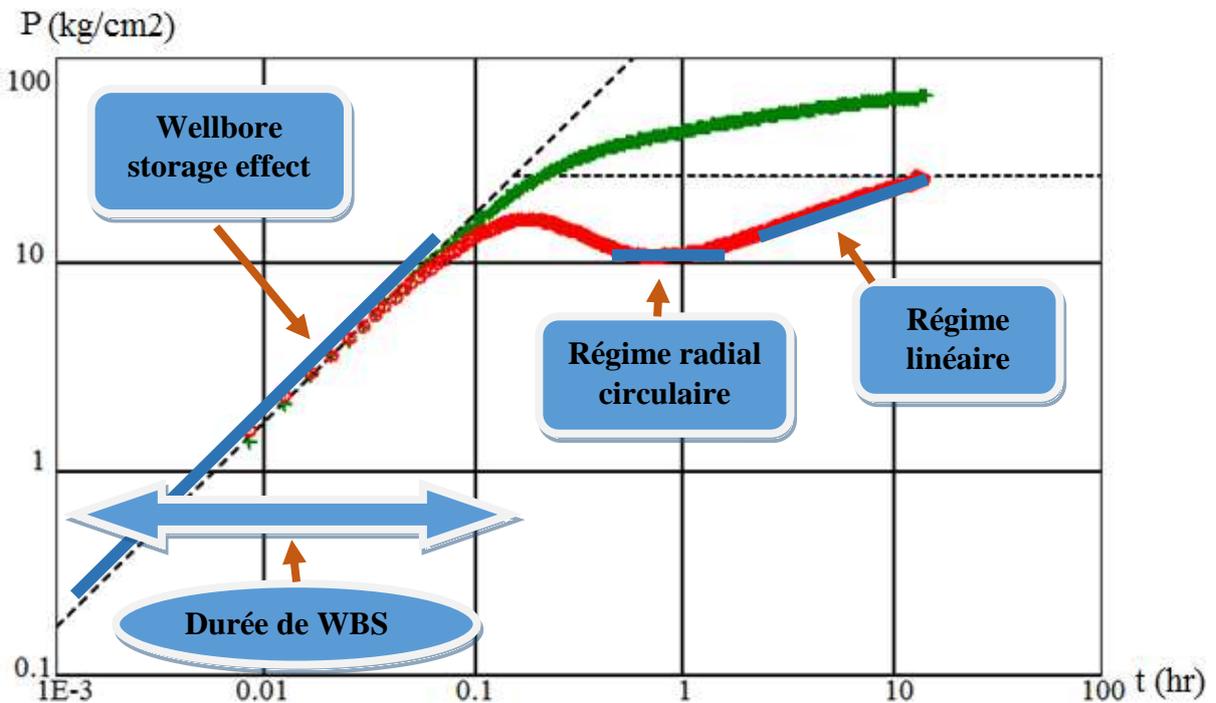


FIGURE V.7: GRAPHE log-log 1ér BUILD UP

Ce graphe représente la courbe dérivative, on peut le divisé en trois parties (figure V.8) :

- 1- **Première partie** : effet de capacité dominé par le phénomène de séparation des fluides à cause de la fermeture de puits en surface pendant le Build up. On note aussi que les premiers écoulements qui caractérisent les puits horizontaux sont masqués dans cette partie.
- 2- **Deuxième partie** : régime radial circulaire.
- 3- **Troisième partie** : régime linéaire.

V.2.2.5 MATCHING DE MODELE ET RESULTATS :

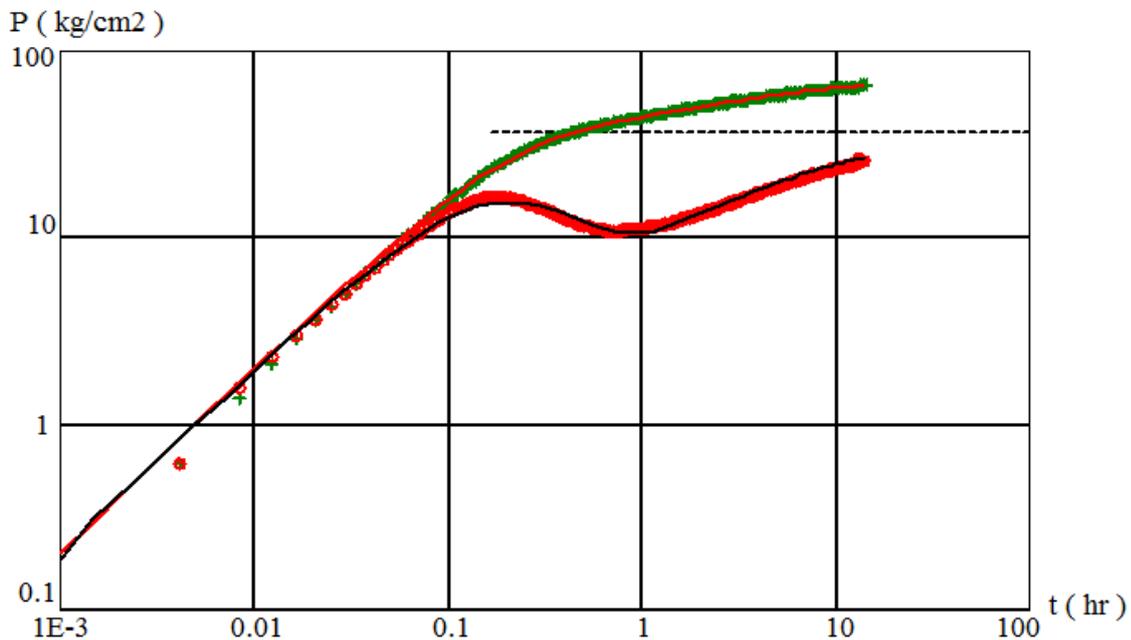


FIGURE V.8: MATCHING GRAPHE log-log DE 1^{er} BUILD UP

V.2.2.6 LE DEUXIEME Build up :

On remarque que les résultats donnés par le premier Build up sont masquée plusieurs choses ; on doit faire une fermeture de fond pour obtenir un résultat plus claire qui donne les régimes masqués par le premier essai (figure V.10).

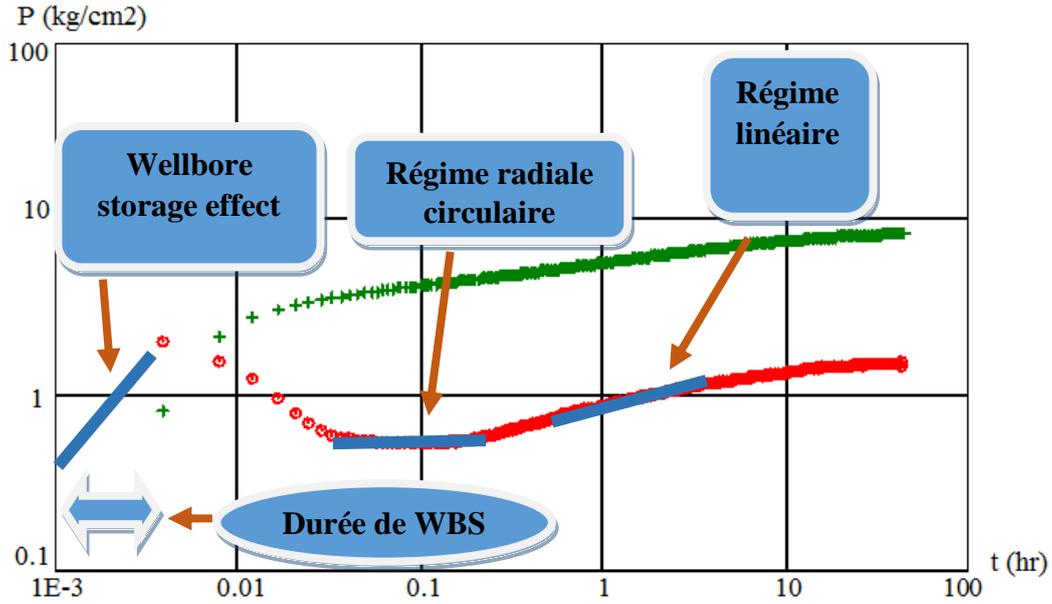


FIGURE V.9: GRAPHE log-log DE 2^{eme} Build up

V.2.2.7 MATCHING DE MODELE ET RESULTAT :

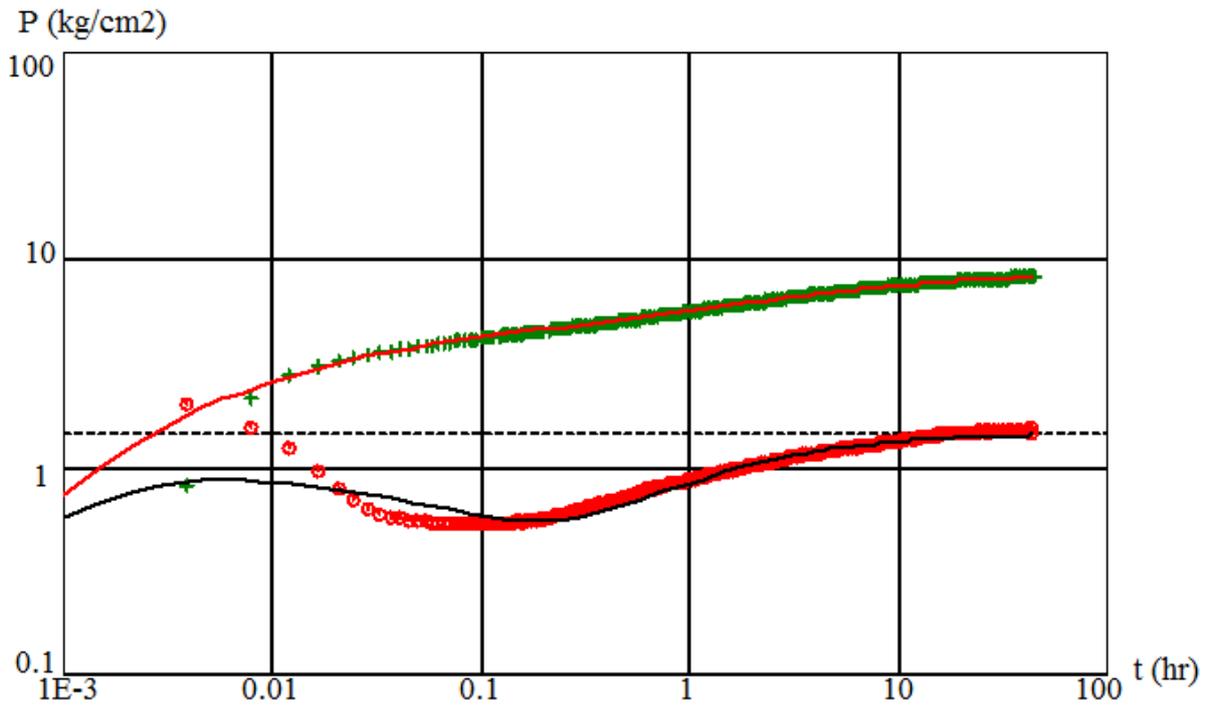


FIGURE V.10 : MATCHING GRAPHE log-log DE 2eme Build up

Les résultats donnés sont claire ; on note que le premier régime radial circulaire est apparu dans « early time » inversement du premier Build up (figure V.11).

V.2.2.8 RESULTAT :

FACTEUR	RESULTAT	
puits	Horizontal	
Réservoir	Homogène	
Boundry	Infinie	
C	2.36E-4	m3cm2/kg
Skin total	-3.45	
kh total	1.62E-14	m3
Pi	310.684	kg/cm2

TABLEAU V.2 : RESULTAT DE PUITTS OMJ 433

V.3 PUITTS (MD 25) :

V.3.1 HISTORIQUE :

Le puits MD25 a été fore le 22/09/1959 par l'appareil T25/A800/H525 et mis en production le 20/11/1959, la dernière complétion a été réalisée par une opération WO en 1989 et constituée d'un TBG 4" ½ VAM ancre concentrique 1"660 à 2953 m ; réservoir : liner cimenté et perforé avec la réalisation d'un Side Track à 2990. Puits est fracturée en 07/12/2007, puis un BU a été réalisé sur le puits en 03/05/2010 qui a donné un débit de $6.48m^3$ /hr (figure V.12).

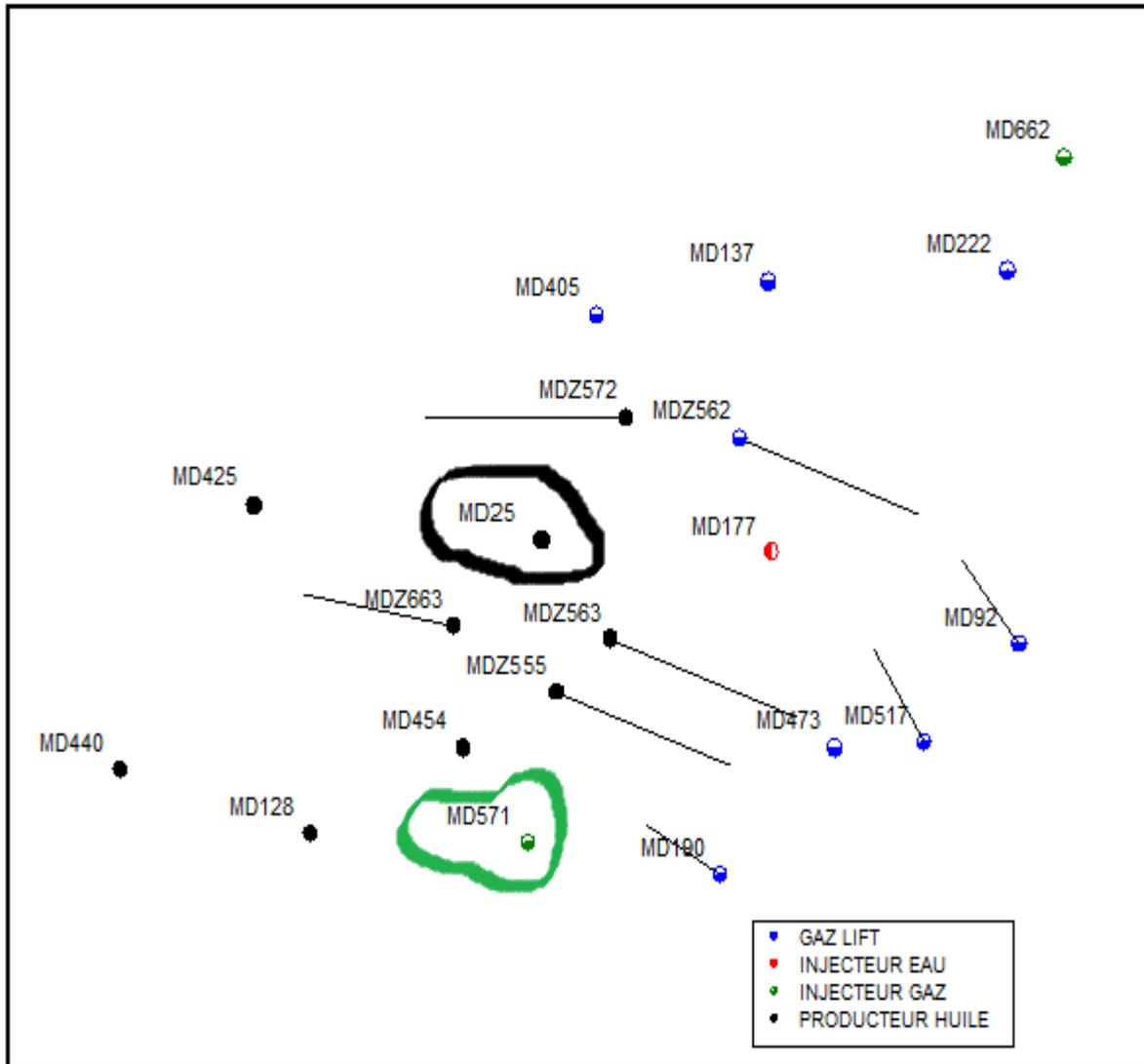


FIGURE V.11 : POSITION DE PUIT MD 25

dp (kg/cm²)

V.3.2 DONNEES DU PUIT :

Type DE Fluide	Porosité (%)	Rw (in)	H (m)	Bo (b /stb)	Viscosité (cp)	Ct (Psi-1)
Huile	9	3	30	1,7759	0,218	0,0004495

TABLEAU V.3 : DONNEES DU PUIT MD 25 :

V.3.3 LES DONNEES DU TEST :

La première étape est de saisir les valeurs des données du puits : le rayon du puits, la hauteur du zone et la porosité

Puis la manipulation des paramètres PVT. Après, le chargement des données de puits (appuyer sur load).

Puis, il résulte le graphe de BU suivant (figure V.13) :

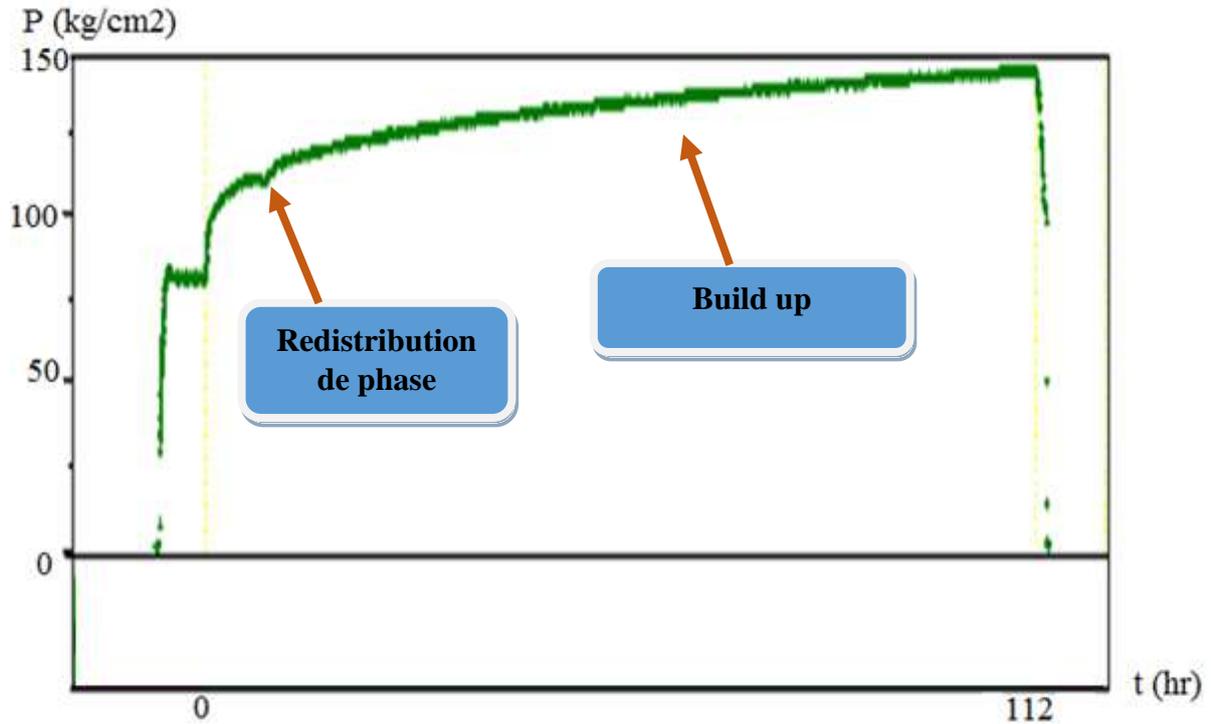


FIGURE V.12: RESULTAT DE Build up

En plus ; il faut extraire la courbe dérivative qui est représentée par la couleur rouge (figure V.14):

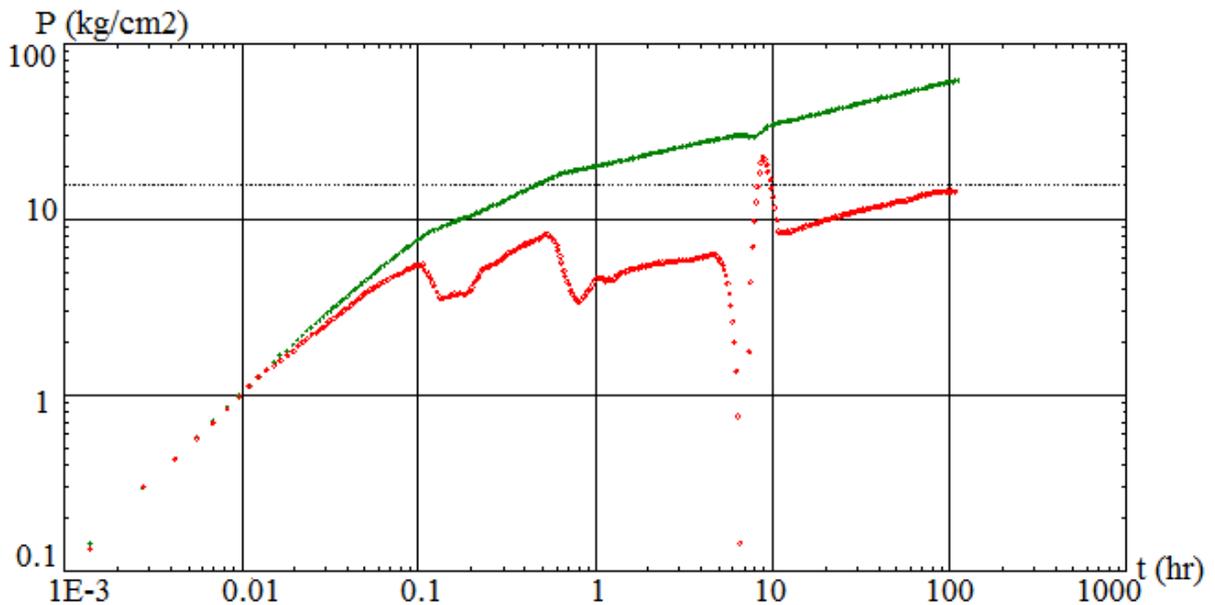


FIGURE V.13 : GRAPHE log-log DE Build up

L'étape suivante consiste à choisir les modèles de puits et réservoir compatible, par une interprétation juste sur la progression de la courbe dérivative (figure V.15) :

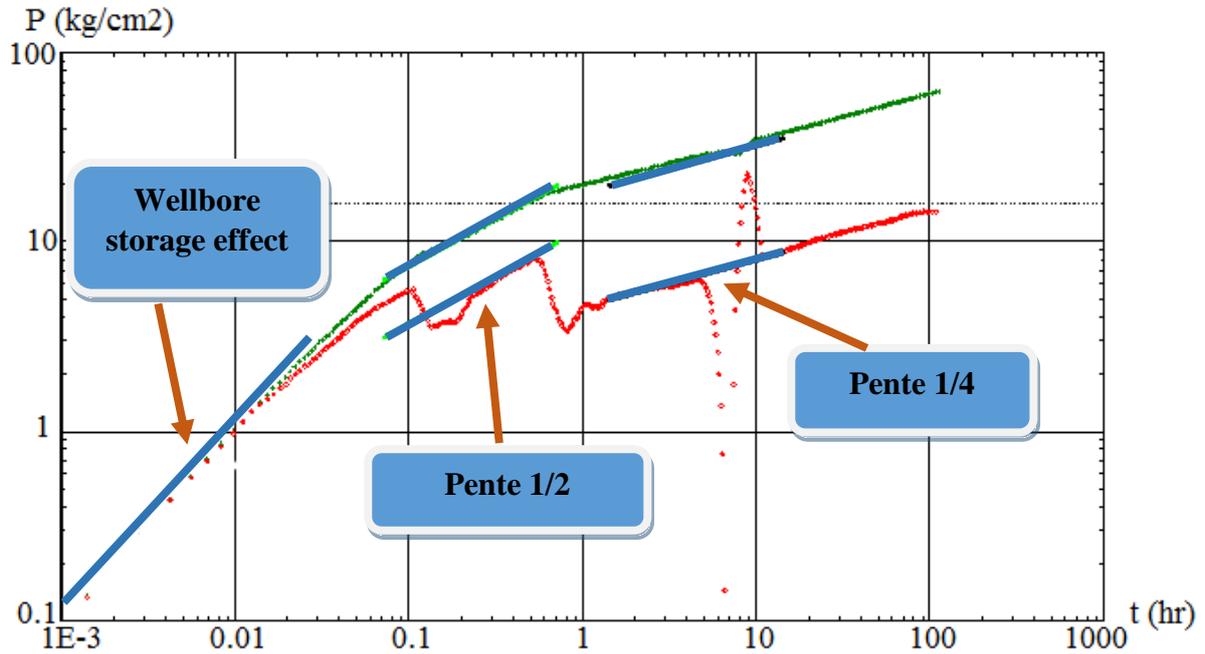


FIGURE V.14 : GRAPHE log-log SIGNIFIE LES PENTE $\frac{1}{2}$ ET $\frac{1}{4}$

On remarque les deux pentes $\frac{1}{2}$ et $\frac{1}{4}$ qu'ils doivent apparu dans les puits fracturé.

V.3.4 MATCHING DE MODELE ET RESULTAT :

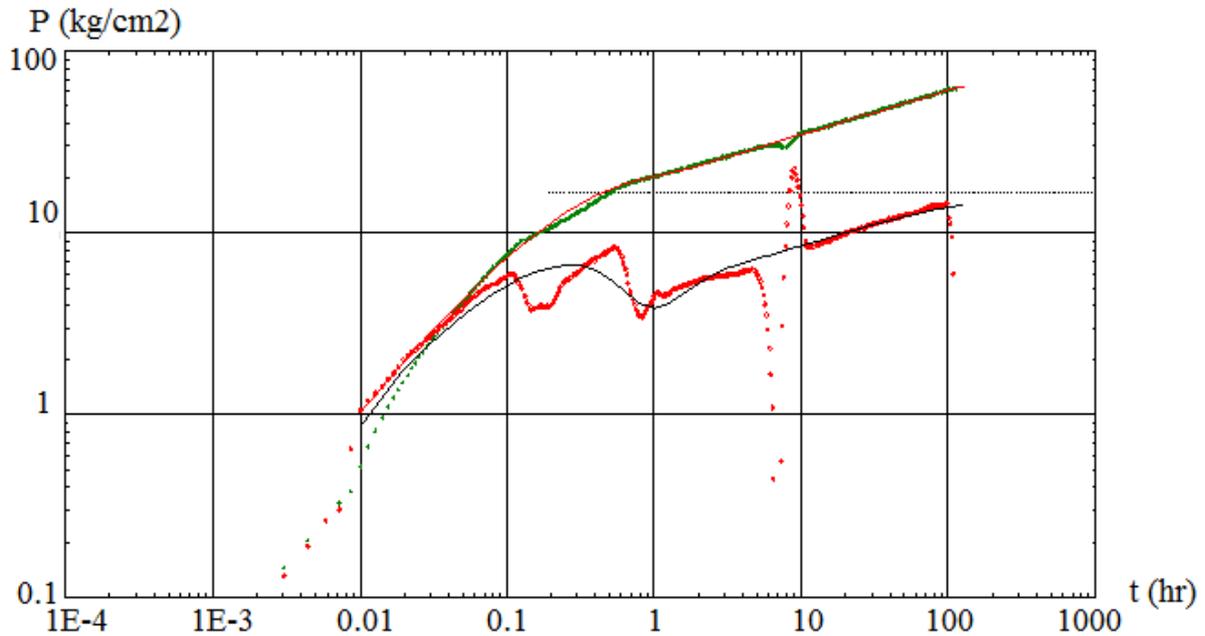


FIGURE V.15: MATCHING GRAPHE log-log

V.3.5 RESULTATS DE L'INTERPRETATION :

FACTEUR	RESULTAT	
puits	Fracturé (conductivité finie)	
réservoir	Homogène	
boundary	Infinie	
C	0.133	m ³ cm ² /kg
Skin total	-5.45	
kh total	34.6	m ³
Pi	287.802	kg/cm ²

TABLEAU V.4: RESULTAT DE PUIITS MD 25

V.4 PUIITS MDZ 544 :

V.4.1 HISTORIQUE :

Le puits MDZ 544 a été fore le 22/10/2002 par l'appareil TP139 et mis en production après le forage, la complétion a été réalisée avec TBG 3", on a réalisé un Build up du 15/11/2009 au 01/12/2009 avec fermeture au surface, puis un autre BU a été réalisé sur le puits du 15/11/2014 jusqu'à 26/11/2014 avec Down Hole Shut In Tool.

V.4.2 DONNEES DU PUIITS :

Type DE Fluide	Porosité (%)	Rw (in)	H (m)	Bo (b /stb)
Huile	7	3	77	1,7115

TABLEAU V.5: DONNEES DU PUIITS MDZ 544

V.4.3 MATCHING DE PREMIER Build up :

Le résultat de test Build up au puits mdz544 avec la fermeture au surface donné comme suite (figureV.17) :

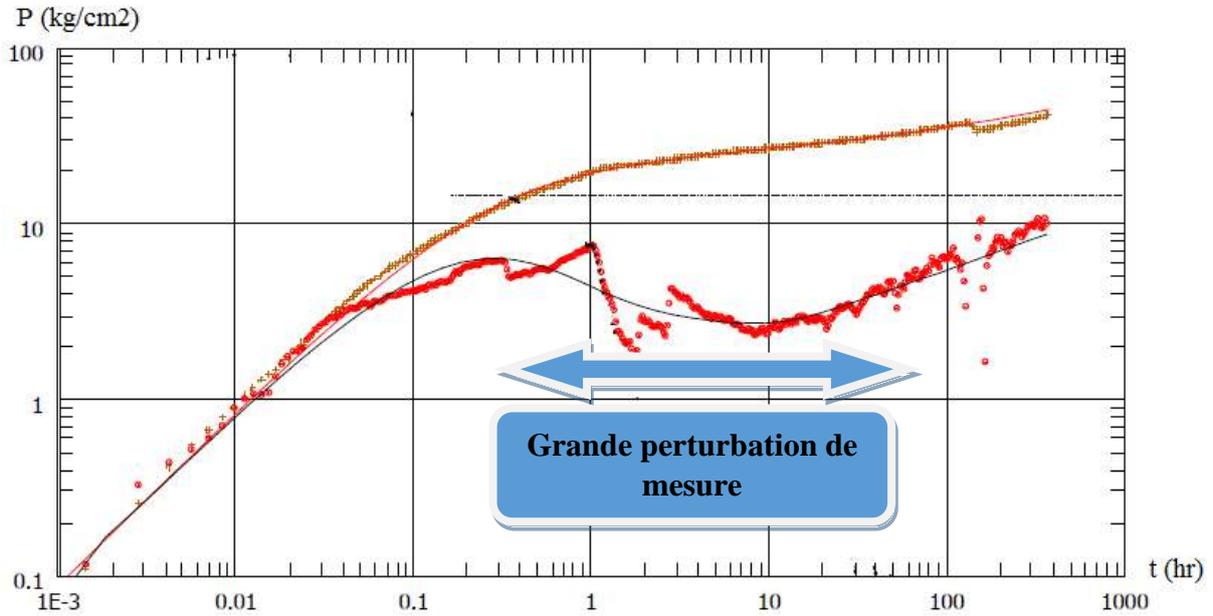


FIGURE V.16: MATCHING GRAPHE log-log MDZ 544 (FERMETURES EN SURFACE)

V.4.4 RESULTATS DE L'INTERPRETATION :

FACTEUR	RESULTAT
puits	Horizontal
réservoir	homogène
boundry	infinie
C	0.159 m ³ cm ² /kg
Skin total	-6.61
kh total	51.6 m ³
Pi	243.052 kg/cm ²

TABLEAU V.6 : RESULTAT DU PUITTS MDZ 544 (1^{er} Build up)

V.4.5 MATCHING LE DEUXIEME Build up:

On a fait une fermeture avec Down Hole Shut In Tool qu'il doit donner le résultat suivant (figure V.18) :

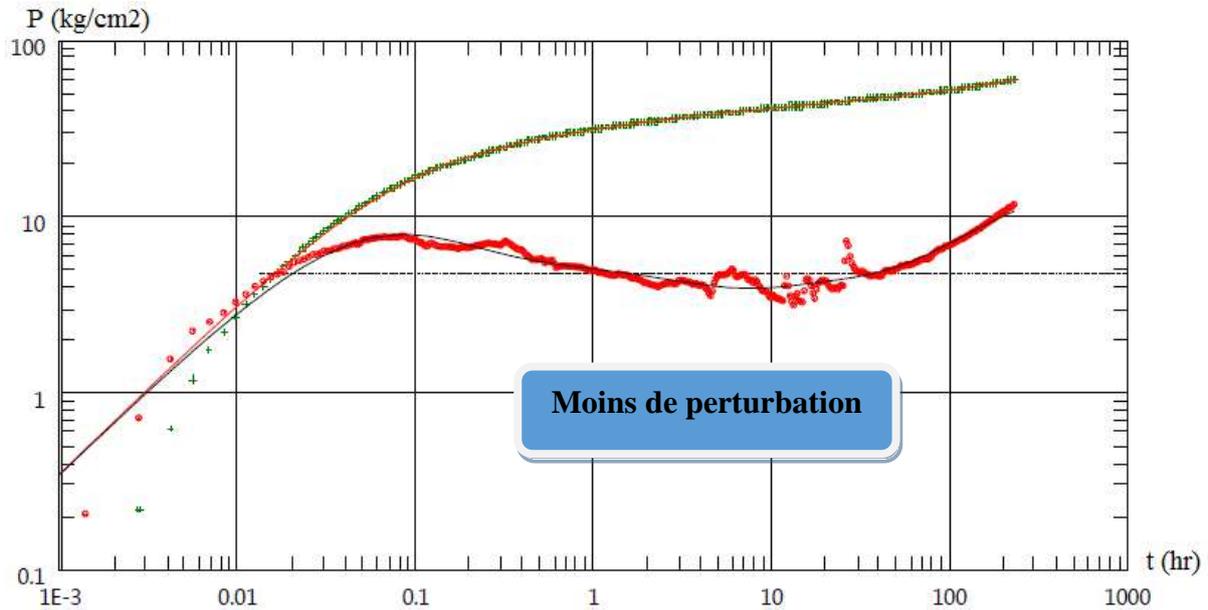


FIGURE V.17: MATCHING GRAPHE log-log MDZ 544 (DHST)

V.4.6 RESULTATS DE L'INTERPRETATION :

FACTEUR	RESULTAT
puits	horizontal
réservoir	homogène
boundry	infinie
C	0.0272 m ³ cm ² /kg
Skin total	-2.57
kh total	108 m ³
Pi	285.209 kg/cm ²

TABLEAU V.7 : RESULTAT DU PUITTS MDZ 544 (2^{ere} Build up)

CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS :

Les effets du wellbore storage et redistribution de phase sont des anomalies qui peuvent facilement être interprétées comme caractéristiques de réservoir. Pour éviter ces pièges, l'analyste doit être au courant du fonctionnement de l'équipement de test de surface et de fond, et encore aux détails de la représentation d'essai.

La plupart des interprétations des tests affectées par l'effet de wellbore sont celles du modèle de réservoir à double porosité.

Les interprétations des modèles de réservoir homogène avec une frontière infini ne sont pas généralement affectées par l'effet de wellbore.

La plupart des cas qui présentent l'effet de wellbore ont des pressions de gisement et des pressions de bulles proches ou/et un GOR élevé.

Pour permettre l'identification des configurations fausses dues à l'effet de wellbore et mieux diagnostiquer les régimes d'écoulement dans le réservoir, on utilise la méthode de diagnostic PPD.

La première étape de validation de données consiste à un contrôle visuel de la pression et de la température pour détecter les anomalies éventuelles d'enregistrement.

Avant d'interpréter un test de puits, on doit s'assurer que les données à interpréter ne doivent pas avoir une croissance de La PPD.

La fermeture au fond par l'outil Down Hole Shut in Tool ne permet pas de minimiser de manière certaine les effets de capacité et redistribution de phase.

Recommandation :

On recommande la fermeture au fond pour les puits ayant des P_G et P_b proches ou un GOR élevé.

Pour les cas qui présentent des anomalies de wellbore on recommande de refaire l'interprétation en négligeant les points affectés.

Bibliographies :

- ✚ [1] DATA BANK SONATRACH HASSI MESSAOUD**
- ✚ [2] G. BOURDAROT ” WELL TESTING : INTERPRETATION METHODS ”publications de l’institut français de pétrole, p. 33-37.**
- ✚ [3] Walter B. Fair Jr., SPE, Shell Oil Co. “Pressure Buildup Analysis with Wellbore Phase Redistribution”.**
- ✚ [4] L. MATTAR et M. SANTO” How wellbore dynamics affect pressure transient analysis” Fekete Associates Inc. Calgary, Alberta.**
- ✚ [5] SLIDER, H.C.” Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods” Penn Well Books, Tulsa, Oklahoma, pp. 209-211.**
- ✚ [6] HEMZA. MOKHTARI . BEST MULTI CYCLE DHSIT .2012**