

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production professionnel

Présenté Par :

LABRI Ismahane-MERABTENE Melouka-BOUSEBT Afaf

-THEME-

**Estimation des paramètres de réservoir par
l'interprétation des essais du puits de gaz**

Soutenu le : 07 / 05 / 2022 devant la commission d'examen

Jury :

Président : MEHASSOUEL AMMAR

MCA

Univ. Ouargla

Rapporteur : DOUAK MOHAMED

MCB

Univ. Ouargla

Examineur : KADRI AHMED YACINE

MAA

Univ. Ouargla



Remerciement

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

*Au moment de conclure ce travail, nous tenons à présenter nos très sincères remerciements à notre encadreur Monsieur **DOUAK Mohamed** pour tous ses précieux conseils et sa disponibilité.*

*Nos profonds remerciements vont particulièrement à **RACHIDA HABIBI**-Ingénieur Réservoir à **SONATRACH- Hassi R'mel**- non seulement de m'avoir fait bénéficier de son expérience. Mais aussi pour sa gentillesse extraordinaire et ses encouragements.*

*Nos vifs remerciements vont également à Monsieur **MEHASSOUEL Ammar** pour avoir bien voulu accepter de présider le jury de ce mémoire.*

*Nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Monsieur **KADRI Ahmed Yacine**, d'avoir accepté de se joindre à ce jury comme examinateur.*

Nous présentons aussi nos remerciements à tous les enseignants et le personnel de notre département "Production des hydrocarbures".

Enfin, nous tenons également à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail.



Dédicace

Je Dédie ce mémoire à :

Mon cher père et ma chère grand-mère

, que Dieu ait leurs âmes.

A toute ma famille, ma chère mère, mes frères, pour leur sacrifices,

leur amour, leur tendresse.

Mes chers amis de loin ou de près, pour leur encouragements

permanant et leur soutiens moral.

Et à toute personne qui m'a aidé de près ou de loin à réaliser ce

modeste travail.

MERABTENE Melouka



Dédicace

*Avec un cœur débordant de joie et de sensation. J'ai un grand plaisir
de dédier ce modeste travail*

À ma très chère mère qui me donne toujours l'espoir de vivre et

Qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

À mon très cher père, pour ses encouragements son soutien.

À tous mes frères et sœurs.

À mes meilleurs amis.

À tous ces que j'aime et je respecte

BOUSEBT Afaf



Dédicace

Fight for your dreams, and your dreams will fight for you...

Bats-toi pour tes rêves et tes rêves se battront pour toi...

حارب من أجل أحلامك وستحارب أحلامك من أجلك...

Paulo Coello

À mes chers parents,

*À mon frère **HAMZA** et mes sœurs,*

à tous mes neveux et nièces.

« l'amour d'une famille, le centre autour duquel tout gravite et tout brille »

Victor Hugo

*À mes amies, **Fatima et Sana** pour tous leurs soutiens et leurs aides.*

*À **Nour** et **khaoula** une chose est sûre, je n'aurais rien pu faire sans vous, tout ce que vous avez fait signifie beaucoup pour moi. Vous êtes les meilleurs.*

« Dans le monde, on a beaucoup de connaissances, et peu d'amis »

Madame de Staël

*À celle qui a supporté mes différents sauts d'humeur et qui a toujours été présente quand ça n'allait pas bien durant ces années... **Amira***

« Mon meilleur ami est le seul être au monde qui ait le pouvoir de me fortifier et de me consoler »

Henri-Frédéric Amiel

À tous ceux qui me sont proches.

LABRI Ismahane

Résumé :

L'essai de puits est un processus de mesure (changement de débit, de temps et de pression au fond du puits). L'interprétation des essais de vise à quantifier les paramètres du système puits/réservoir/limite à l'aide des modèles quantitatifs représentés par des équations. Les résultats de l'analyse, combinés à d'autres sources d'information, seront utilisés pour construire des modèles de réservoir.

Le but de notre travail est d'estimer les paramètres de réservoir par interprétation des essais d'un puits de gaz en utilisant les méthodes semi-log et dérivées, Les résultats obtenus sont très encourageants, le potentiel du puits paraît être intéressant du point de vue caractéristiques réservoir, pression et production.

Mot clé : Test isochrone, délivrabilité, Pseuo-pression, dérivée, effet de capacité de puits.

ملخص:

اختبار البئر هو عملية قياس (التغير في معدل التدفق والوقت والضغط في قاع البئر). يهدف تفسير الاختبارات إلى تحديد معالم نظام البئر / الخزان / الحدود باستخدام النماذج الكمية التي تمثلها المعادلات. سيتم استخدام نتائج التحليل، إلى جانب مصادر المعلومات الأخرى لبناء نماذج مكملة.

الهدف من عملنا هو تقدير معاملات المكملة من خلال تفسير اختبارات بئر غاز باستخدام طرق شبه السجل والمشتقات. النتائج التي تم الحصول عليها مشجعة للغاية، ويبدو أن إمكانات البئر ذات أهمية من وجهة النظر بالنظر إلى الخزان والضغط وخصائص الإنتاج.

الكلمة المفتاحية : اختبار متزامن ، قابلية التسليم ، الضغط الزائف ، المشتق ، السعة الخزنية للبئر.

Abstract:

Well testing is a measurement process ((changes in flow rate, time and pressure at the bottom of the hole). The interpretation of well tests aims to quantify the parameters of the well / reservoir / boundary system using quantitative models represented by equations. The results of the analysis, combined with other sources of information, will be used to construct a reservoir model.

The purpose of our work is to estimate reservoir parameters by interpreting gas well tests using semi-log and derivative methods. The results obtained are very encouraging, the potential of the well seems to be of interest from the point of view of reservoir characteristics, pressure and production.

Keyword: Isochronal test, deliverability, Pseudo-pressure, derivative, wellbore storage.

TABLE DE MATIÈRES

Remerciement

Dédicace

Résumé

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations

Liste des symboles

Introduction générale 1

Chapitre I : Théorie des essais de puits

1. Introduction.....	3
2. Principe des essais de puits.....	3
3. But et objectifs.....	3
3.1. Essais sur puits d'exploration.....	4
3.2. Essais sur puits de confirmation.....	4
3.3. Essais sur puits de développement.....	4
4. Informations obtenues à partir des tests de puits.....	4
4.1. Descriptif réservoir.....	5
4.2. Descriptif du puits.....	5
5. Les différents types d'essais de puits.....	5
5.1. Classification par procédure.....	5
6. Équation d'écoulement.....	6
6.1. Géométrie du réservoir.....	7
6.2. Régimes d'écoulement.....	9
6.3. Les équations fondamentales.....	10
7. Effet de Skin.....	16
7.1. Skin infinitésimal.....	17
7.2. Skin d'épaisseur finie.....	18
7.3. Rayon effectif.....	18
8. Rayon d'investigation.....	18
9. Les Variables adimensionnelles.....	19
10. Conclusion.....	19

Chapitre II : Essais de puits à gaz

TABLE DE MATIÈRES

1. Introduction.....	20
2. Pseudo-Skin	20
3. Débit potentiel absolu	22
4. Tests de délivrabilité	22
5. Les différents types d'essai des puits à gaz.....	22
6. Conclusion	27

Chapitre III : Méthodes d'interprétation des essais de puits

1. Introduction.....	28
2. Méthodes Conventionnelles.....	28
2.1. Draw-Down	28
2.2. Build-Up.....	31
2.3. Inconvénients des méthodes conventionnelles	34
3. Courbes Types	34
3.1. Courbes types de GRINGARTEN.....	35
3.2. Courbes types de RAMEY	36
3.3. Courbes types de Mc KINLEY	37
4. La Dérivée	37
4.1. Avantages de la dérivée.....	38
4.2. Propriétés de la dérivée.....	38
4.3. Interprétation à l'aide des planches de courbes types avec la dérivée.....	39
5. Interprétations des essais des puits à gaz	40
6. Méthodologie d'interprétation	41
7. Conclusion	42

Chapitre IV : Cas d'étude

1. Présentation du champ de Djebel Bissa-Hassi R'mel.....	43
1.1. Situation Géographique de Djebel Bissa	43
1.2. Historique de recherche	44
1.3. Statuts des puits de Djebel Bissa	44
1.4. Cadre géologique	46
2. Historique de puits candidat.....	48
3. Interprétation du test de remontée de pression.....	49

TABLE DE MATIÈRES

3.1.	Données de base	49
3.2.	Déroulement du test	49
3.3.	Résultats du test-séparateur	50
3.4.	Résultats du test-pression de fond	50
3.5.	Gradient de pression de fond statique.....	51
3.6.	Données nécessaires à l'interprétation	51
3.7.	Paramètres PVT	51
4.	Résultats d'interprétation avec Saphir	52
4.1.	Résultats de l'historique de pression	52
4.2.	Résultats des plots semi log et log log.....	52
4.3.	Résultats du modèle retenu.....	54
4.4.	Diagnostic des data.....	54
4.5.	Analyse du plot log log.....	55
5.	Recommandations.....	57
6.	Deuxième test PDRP.....	58
6.1.	Interprétation du test de remontée de pression	58
6.2.	Résultats d'interprétation avec Saphir	60
7.	Conclusion	64
	Conclusion générale	65
	Références	
	Annexes	

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Le principe des essais de puits.	3
Figure I.2: Outil de Diagnostic des types d'écoulements.....	7
Figure I.3 : Les régimes d'écoulement linéaires ont des lignes d'écoulement parallèles.	8
Figure I.4 : Les régimes d'écoulement radial.....	8
Figure I.5 : Les régimes d'écoulement sphérique et hémisphérique.....	9
Figure I.6 : La variation du μz en fonction de pression	15
Figure I.7 : Le domaine de variation ψ avec P ou P^2	15
Figure I.8 : L'effet du Skin.....	17
Figure II.1 : Déroulement d'un test à gaz (influence du débit sur l'effet partial).....	21
Figure II.2 : Flow after flow test.	24
Figure II.3 : Test isochrone à gaz.	25
Figure II.4 : Test isochrone modifié.....	26
Figure III.1 : Graphe de pression pour un Draw Down.	29
Figure III.2 : graphe spécialisé de la capacité du puits $\Delta p=f(t)$	31
Figure III.3 : Analyse semi-log de Horner.	32
Figure III.4: graphe semi log de MDH.....	33
Figure III.5: Courbes type pour un puits homogène.	35
Figure III.6 : Détermination des paramètres du réservoir à partir des courbes types pour un essai build up.....	36
Figure III.7 : Les courbes de dérivée de pression selon Bourdet.	38
Figure III.8 : Dérivé de pression.	39
Figure III.9 : Courbe de type pression et dérivée d'un réservoir homogène.	40
Figure III.10 : Méthodologie d'interprétation.	42
Figure IV.1 : Plan de position de Djebel Bissa.	43
Figure IV.2 : Plan de positionnement des puits de Djebel Bissa.	45
Figure IV.3 : Trias champ de Djebel Bissa.	47
Figure IV.4 : Historique PFS du puits DJBW001bis.	50
Figure IV.5 : Historique des pressions et débits.....	53
Figure IV.6 : Plot semi log de la pression BU.	54
Figure IV.7 : Plot log log de la pression BU et de sa dérivée.	54
Figure IV.8 : La PPD avec le plot log log.	56
Figure IV.9 : Identification des régimes d'écoulement.....	58
Figure IV.10 : Historique pression et débits (2 ^{ème} test).....	61
Figure IV.11 : Plot semi log de la pression BU(2 ^{ème} test).....	62

LISTE DES FIGURES

Figure IV.12 : Plot log log de la pression BU et de sa dérivée (2 ^{ème} test).....	62
Figure IV.13 : La PPD avec le plot log log.	64

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.1 : Classification des essais des puits à gaz.	26
Tableau III.1 : les solutions de l'équation de diffusivité pour Huile et Gaz.....	41
Tableau IV.1 :Statuts des puits de DJB-Hassi R'mel.....	45
Tableau IV.2 : Résultats du test sur séparateur.	51
Tableau IV.3 : Résultats du test de la pression de fond.	51
Tableau IV.4 : Gradient pression de fond statique.....	52
Tableau IV.5 : Paramètres de PVT.....	53
Tableau IV.6 : Résultats du plot log log.....	55
Tableau IV.7 : Résultats du 2 ^{ème} test sur séparateur.....	59
Tableau IV.8 : Paramètres PVT	61
Tableau IV.9 : Résultats du plot log log(2 ^{ème} test).....	63

LISTE DES ABRÉVIATIONS

Symbole	Définition
SONATRACH	Société National du Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures
US	United States customary units
DST	Drill stem test
GOR	Gaz Oil Ratio
WBS	Wellbore storage
BU	Build Up
DD	Draw Down
PM	Pressure match
TM	Time match
AOFP	Absolute Open Flow Potential
MDH	Miller Dyes and Hutchinson
PDRP	Pression Dynamique Remontée de Pression
PFS	Pression de fond statique
PFD	Pression de fond dynamique
PPD	Primary Pressure Derivative
IARF	Écoulement radial réservoir infini

LISTE DES SYMBOLES

Symbole	Signification	Unité
k	La perméabilité	md
V	la vitesse d'un fluide	ft/day
H	Epaisseur du réservoir	Pied (ft)
μ	La viscosité	cp
P	La pression	psi
t	Le temps	heure
t_p	Le temps de production	heure
r_w	Le rayon du puits	ft
Ri	Le rayon d'investigation	ft
r	La distance au puits	ft
Pi	La pression initiale	psi
\bar{P}	La pression moyenne de réservoir	psi
P_{wf}	La pression d'écoulement en fond de puits	psi
r_{eD}	Rayon extérieur sans dimension	ft
ρ	La densité du fluide	API
ϕ	La porosité	fraction
A	Aire de drainage	Acre
K	Diffusivité hydraulique du milieu	md.psi/cp
S_o	La saturation de l'huile	fraction
S_g	La saturation en gaz	fraction
C_e	Compressibilité équivalente	psi-1
C_g	Compressibilité de gaz	psi-1
C_t	Compressibilité totale	psi-1
B	Facteur du volume de formation	Bbl/STB
B_o	Facteur du volume d'huile	Bbl/STB
q	Débit	stb/d
μ_o	Viscosité de l'huile	cp
μ_g	Viscosité de gaz	cp

LISTE DES SYMBOLES

Z	Facteur de compressibilité	
Ψ	Pseudo-pression	psi ² /cp
C	Capacité de puits	bbl /psi
S	Le facteur de skin	
k_S	Perméabilité des abords du puits affectés par le skin	md
r'_w	Rayon de Puits fictif	ft
t_D	Le temps sans dimension	
C_D	La capacité de puits sans dimension	
P_D	La pression sans dimension	
Rd	La distance sans dimension	
T_{sc}	Le temps sans dimension	
p_{sc}	La pression sans dimension	
q_{sc}	Débit de gaz aux conditions standard	Mscf/day
Δ	Le module de gradient.	
V	Volume de gaz	cuft
S'	pseudo-skin	
D	Coefficient d'écoulement non darcien	
Sm	Le skin mécanique	
C_A	Facteur de forme du puits /réservoir	
P_{1h}	La pression de fond après une heure de la fermeture de puits	psi
P₀	Intersection de la ligne droite au temps d'ouverture	
M	La pente d'une ligne droite semi log.	
m*	La pente d'une ligne droite d'un graphe linéaire	
St	Le skin total	
t_s	Durée de stabilisation	heure
r_e	Rayon de drainage	ft
C_f	Compressibilité de formation	Psi-1
D_g	Densité Gaz	g/cm ³
Tr	La température du réservoir	C°

LISTE DES SYMBOLES

Hu	La hauteur de la zone productrice	m
Do	Densité condensat	psi
Psep	Pression de séparation	psi

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Pour établir un projet de développement et réussir à prendre une bonne décision du mode d'exploitation et d'extraction d'hydrocarbures dans le cadre d'une politique économique, il est nécessaire d'envisager un modèle de réservoir capable de prédire de manière réaliste le comportement dynamique du réservoir en termes de productivité et de récupération des fluides. Ce modèle se compose de données géologiques, géophysiques et de puits.

Les paramètres nécessaires sont obtenus à partir de mesures directes (carottes, profils, échantillons de fluide de formation, etc.) et de données d'interprétation (sismique de surface, diagraphie de puits, essais de puits, analyse PVT, etc.).

Alors que les données sismiques et les enregistrements de puits fournissent une description statique du réservoir, seules les données d'essai de puits fournissent des informations sur la réponse dynamique du réservoir. Par conséquent, les données de test de puits sont un élément clé dans la construction d'un modèle de réservoir.

L'analyse des essais du puits passe par les étapes suivantes :

1. Calculer la réponse du réservoir à partir des données prises au niveau du puits (pression et débit des fluides).
2. Trouver à partir de la bibliothèque des courbe-types, le modèle reproduisant la même réponse.
3. Calculer les paramètres initiaux de réservoir (C, K, S...).
4. Ajustement des paramètres par une méthode de régression non linéaire.

L'objectif de notre travail est d'estimer les paramètres caractérisant le puits et le réservoir (pression average du réservoir, perméabilité effective, wellbore storage, skin, rayon d'investigation...) et de déterminer le modèle de puits et réservoir ainsi que les limites de drainage dans la zone d'étude à partir d'un test de remonté de pression réalisé sur un puits d'observation (suivi de pression) dans le champ de Djebel Bissa-Hassi R'mel.

Dans cette optique, ce mémoire est composé de cinq chapitres :

→ Le **premier chapitre** commence par un bref rappel sur les principes, but et objectifs des différents types des essais de puits, suivi par la présentation des principales variables d'écoulement pour le développement d'une équation de diffusivité. Ce chapitre présente également les notions de rayon d'investigation et l'effet de skin.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

- Dans le **deuxième chapitre**, nous présentons les différents types des tests utilisés pour déterminer la productivité d'un puits à gaz et développer le comportement de pression-débit réservoir.
- **Le troisième chapitre** concentre sur les différentes méthodes d'interprétation des essais de puits développées ainsi que leurs inconvénients et les avantages de la combinaison entre eux.
- **Le dernier chapitre** commence par une présentation de notre zone d'étude, suivi par une présentation des différentes étapes utilisées dans notre cas d'études pour identifier le système (puits-réservoir) ainsi qu'une explication de la procédure d'interprétation d'un test de remontée de pression (PDRP) réalisé sur un puits à gaz. L'importance de cette étude est d'avoir la possibilité de déterminer les paramètres caractérisant le réservoir afin d'obtenir
- Enfin nous terminerons cette étude par une **conclusion générale**.

Chapitre I :
Théorie des essais de
puits

1. Introduction

Les essais de puits donnent une information détaillée à une échelle moyenne autour du puits qui reflète des grandeurs statiques telles que la géométrie, les limites, l'efficacité des opérations de forage ou de production ; et des grandeurs dynamiques tels que La pression de gisement, la perméabilité, l'indice de productivité etc. L'essai de puits est la seule manière dynamique d'accéder à ces informations.

2. Principe des essais de puits

Le propre d'un essai de puits étant de perturber l'état d'équilibre des fluides en place dans la roche réservoir en provoquant une variation de pression au droit de la couche dans le puits (fermeture ; ouverture ; changement du débit). [1]

L'objet des essais étant ensuite de mesurer les effets de cet ébranlement en vue de leur interprétation.

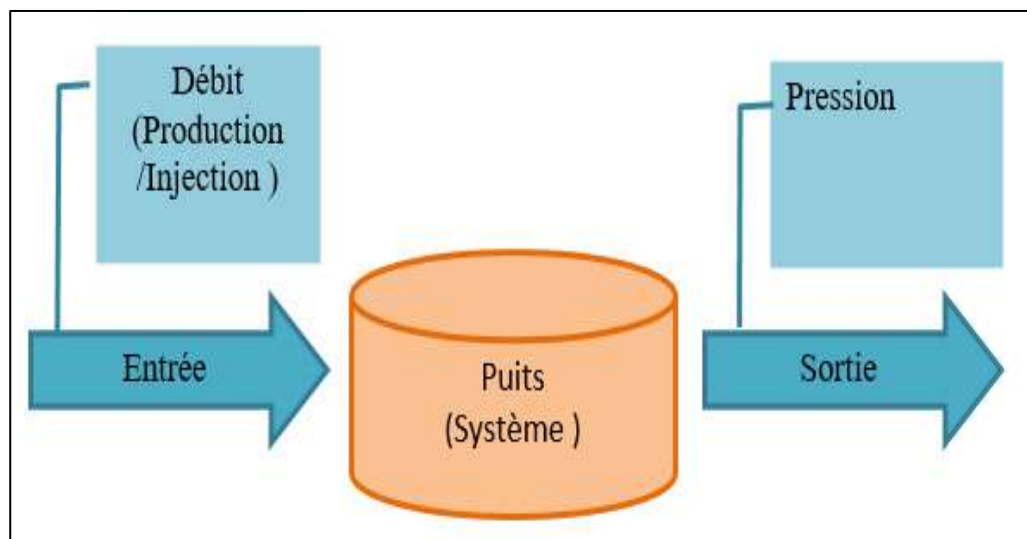


Figure I.1 : Le principe des essais de puits.

3. But et objectifs

Les principaux objectifs d'un essai de puits sont parmi les suivants :

- ▶ Déterminer la nature et/ou les caractéristiques des fluides produits,
- ▶ Déterminer l'état du puits et son potentiel de production,
- ▶ Evaluer les caractéristiques du réservoir,
- ▶ Contrôler l'efficacité d'une complétion ou d'un traitement sur le réservoir,
- ▶ Suivre l'évolution des paramètres relatifs au puits ou au réservoir.

Les essais de puits peuvent être effectués sur un puits d'exploration, un puits de confirmation ou un puits de développement (et dans ce dernier cas que l'essai soit un essai initial ou un essai périodique), dont les objectifs de base ne sont pas les mêmes. [8]

3.1. Essais sur puits d'exploration

Ces essais s'effectuent en cours de forage. L'objectif est donc par priorité de prouver la présence d'hydrocarbure et d'obtenir des informations sur les pressions, les fluides en place et les qualités de réservoir.

3.2. Essais sur puits de confirmation

On ne cherche donc plus à prouver une découverte mais à confirmer les premiers résultats et recueillir suffisamment de données.

3.3. Essais sur puits de développement

3.3.1. Essais initiaux

Ces essais sont effectués seulement dans le cas d'un puits structurellement éloigné ou isolé de la zone déjà développée. L'effort porte donc principalement sur la détermination des caractéristiques du réservoir au moyen de l'analyse des mesures de pression et de débit.

3.3.2. Essais périodiques

Ces essais sont réalisés avec l'équipement de complétion alors en place dans le puits. Les objectifs sont nombreux et variés :

- ⇒ Suivre l'évolution de la productivité du puits et donc de l'endommagement aux abords du trou,
- ⇒ Détecter, et comprendre les "anomalies" au niveau de la liaison couche-trou (coning, problèmes liés à l'exploitation simultanée de zones multiples, fuites, ...),
- ⇒ Suivre l'évolution de la pression statique du réservoir.

4. Informations obtenues à partir des tests de puits

L'analyse de puits fournit des informations sur le réservoir et sur le puits. Associés à la géologie et à la géophysique, les résultats des essais de puits servent à construire un modèle de réservoir pour prédire le comportement sur le terrain et la récupération des fluides selon différents scénarios d'exploitation.

La qualité de la communication entre le puits et le réservoir indique la possibilité d'améliorer la productivité du puits. [1]

4.1.Descriptif réservoir

- ▶ Perméabilité (k_h horizontale et k_v verticale) ;
- ▶ Hétérogénéités du réservoir (fractures naturelles, stratification, changement des caractéristiques) ;
- ▶ Limites (distance et forme) ;
- ▶ Pression (initiale et moyenne).

4.2.Descriptif du puits

- ▶ Potentiel de production (indice de productivité PI, facteur de skin S) ;
- ▶ Géométrie du puits.

5. Les différents types d'essais de puits

5.1.Classification par procédure

5.1.1. Test Drawdown (essais en débit)

Ce genre de test se produit à un débit constant avec une continuité d'enregistrement de la pression en face d'une formation lithologique en fonction du temps de production. Le puits est fermé avant l'essai d'écoulement pendant une période de temps suffisante pour permettre l'égalisation de la pression tout au long de la formation

Le test drawdown permet d'obtenir la perméabilité moyenne "k" de la réserve d'air dans la zone de drainage du puits.

Sous-objectifs :

- ⇒ Évaluer le degré de dommage causé par la stimulation le voisinage du trou de forage grâce aux pratiques de forage et de complétion
- ⇒ Déterminer le volume des pores et détecter les hétérogénéités du réservoir dans la zone de drainage du puits.

5.1.2. Build-up test :(Essais en fermeture)

Ce genre de test nécessite la fermeture du puits, l'augmentation de la pression du fond en face de la formation lithologique doit être mesurée en fonction du temps de fermeture

Avant la fermeture, le puits doit avoir été produit assez longtemps pour que le débit se soit stabilisé. Pendant la période de fermeture, le débit est précis (zéro).

Objectif principal ; évaluer et analyser :

- ▶ La perméabilité effective de réservoir.
- ▶ Le taux d'endommagement.
- ▶ Les limites de réservoir.
- ▶ La pression moyenne de réservoir.

5.1.3. Test d'injection

Ce type de test consiste à injecter un fluide dans le réservoir, la pression de fond augmente et, après fermeture, elle diminue (fall-off period). Les propriétés de fluide injecté sont en général différentes de celles du fluide en place.

5.1.4. Test d'interférence

Permettent d'établir la communication entre les puits. Avec l'essai « pulse test », le puits actif est produit en alternant les périodes d'ouverture et de fermeture et c'est l'oscillation de pression qui en résulte au puits d'observation qui est interprétée.

5.1.5. Test des puits à gaz

Des méthodes d'essais particulières sont utilisées pour évaluer le débit potentiel des puits à gaz. Les procédures habituelles sont « Back Pressure test », « Isochronal » et « Modified Isochronal test » qui sont l'objet de chapitre II.

5.2. Classification par équipement

5.2.1. Essais de production

Le puits est conditionné comme un puits producteur (tubé et équipement permanent).

5.2.2. Drill stem test (DST)

Le conditionnement du puits est temporaire avec en particulier une vanne de fond. Souvent le puits est tubé mais les essais DST se font aussi en trou ouvert. Ces essais sont en général courts. Le train de tiges de forage n'est plus utilisé, une colonne de production est préférée.

6. Équation d'écoulement

Les principales variables d'écoulement pour le développement d'une équation de diffusivité dans un milieu poreux sont :

- ▶ Types des fluides existants dans le réservoir ; (fluide incompressible, peu compressible, très compressible)
- ▶ Le nombre des fluides existants dans le réservoir.
- ▶ Régimes d'écoulement.
- ▶ La géométrie de réservoir.

6.1. Géométrie du réservoir

La forme d'un réservoir exerce un impact significatif sur son comportement d'écoulement. La plupart des réservoirs ont des frontières irrégulières et une description mathématique rigoureuse de leur géométrie est souvent possible seulement avec l'utilisation des simulateurs numériques. [5]

Les modèles de régime d'écoulement couramment observés dans les données d'essais de puits sont ;

- Écoulement radial circulaire ;
- Écoulement linéaire ;
- Écoulement sphérique et hémisphérique.

Chaque type d'écoulement est caractérisé par une droite caractéristique qui est utilisé comme un outil de diagnostic pour caractériser les types d'écoulements

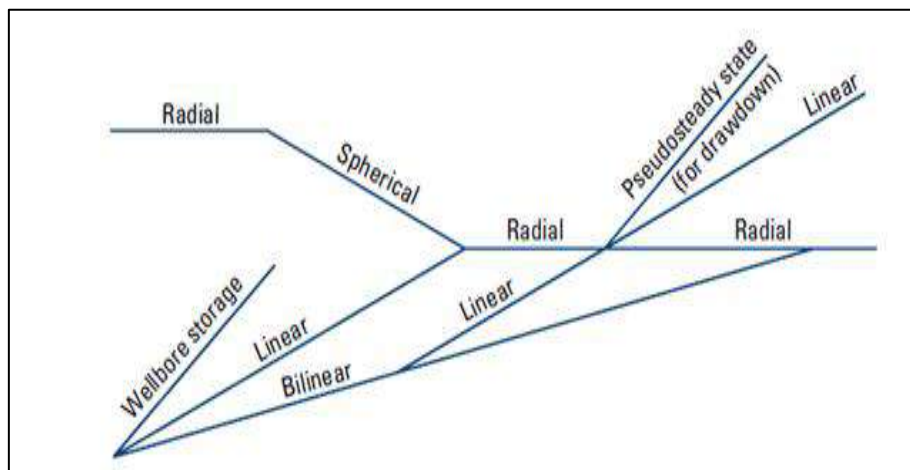


Figure I.2: Outil de Diagnostic des types d'écoulements.

6.1.1. 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. L'écoulement linéaire est présenté dans la dérivée comme une tendance positive à demi-pente.

La figure I.3 montre pourquoi ce régime d'écoulement se développe dans les puits fracturés verticalement et horizontaux. On le trouve également dans les puits produisant à partir d'un réservoir allongé. Comme les lignes de courant convergent vers un plan.

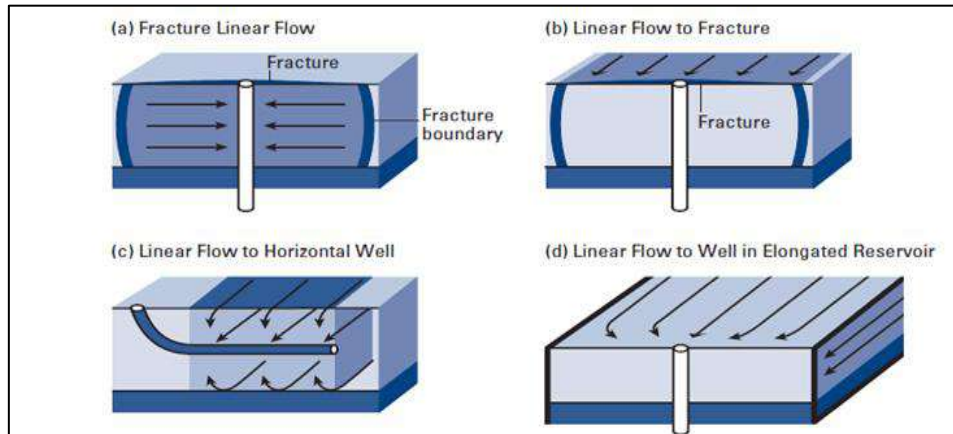


Figure I.3 : Les régimes d'écoulement linéaires ont des lignes d'écoulement parallèles.

6.1.2. Écoulement radial

Dans l'absence des hétérogénéités de réservoir. L'écoulement vers le puits suit un chemin radial aux alentours de puits et le gradient de pression augmente aux abords de puits, l'écoulement devient radial, c'est pour cette raison que la géométrie de l'écoulement radial est applicable dans l'analyse des données de la pression transitoire.

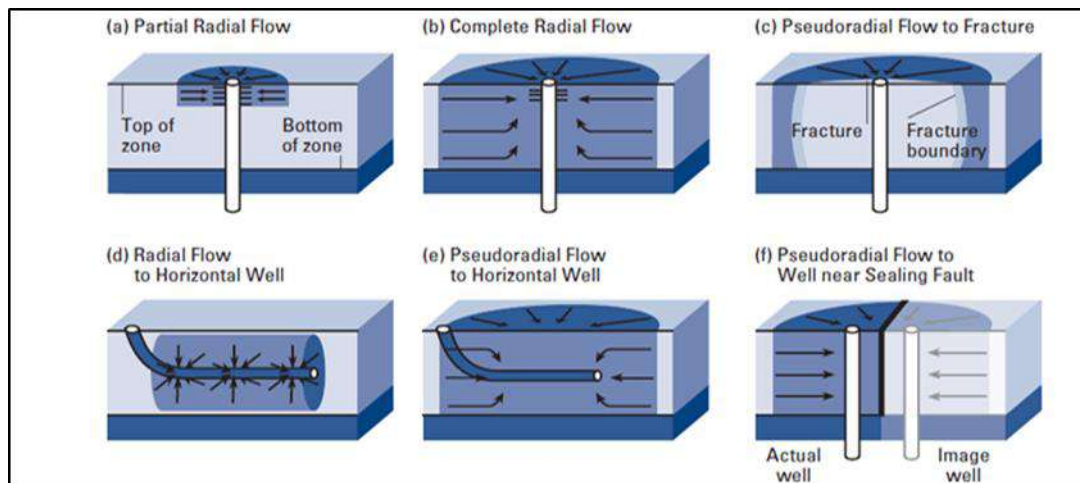


Figure I.4 : Les régimes d'écoulement radial

6.1.3. Écoulement sphérique et hémisphérique

Tout dépend de la configuration de la complétion de puits, il est possible d'avoir un écoulement sphérique ou semi-sphérique aux abords du puits. Bien avec une perforation dans

un intervalle limité a pu avoir comme conséquence un écoulement sphérique à proximité des perforations comme illustré sur la figure I.5 (a).

Dans le cas d'une pénétration partielle suivant les indications de la figure I.5(b), l'écoulement est semi-sphérique et l'écoulement devient radial tout en s'éloignant du puits.

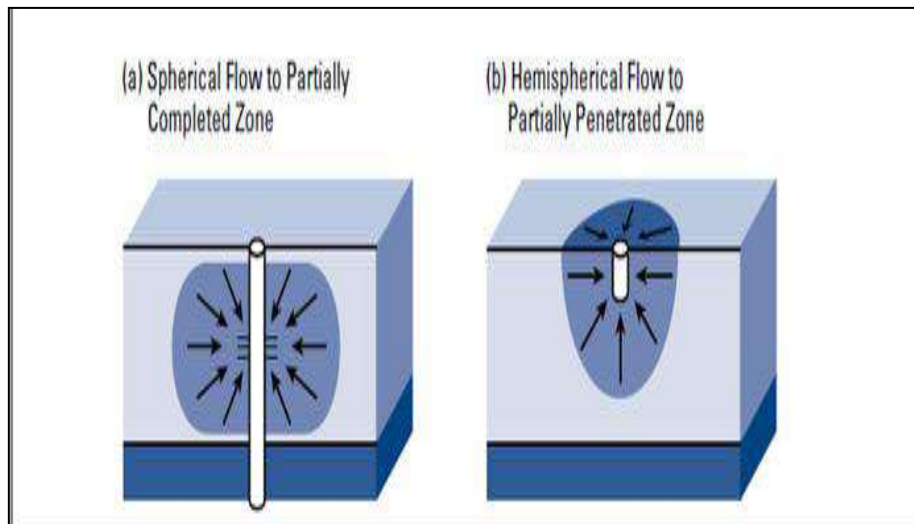


Figure I.5 : Les régimes d'écoulement sphérique et hémisphérique

6.2. Régimes d'écoulement

Il y a fondamentalement trois régimes d'écoulement qui doivent être identifiés afin de décrire le comportement de flux de fluide et la distribution de pression de réservoir en fonction du temps. Ces trois régimes d'écoulements sont : [4]

6.2.1. Régime transitoire

L'écoulement transitoire est défini comme la condition d'écoulement à laquelle le taux de changement de pression avec le temps à toute position dans le réservoir n'est pas zéro ou constante. Les changements de pression sont régis par la géométrie du puits et les caractéristiques de réservoir :

$$\frac{\partial P}{\partial t} = f(X, Y, Z, t) \quad (I.1)$$

6.2.2. Régime pseudo permanent

La pression est créée par un écoulement pseudo-permanent, comme celui obtenu durant une période d'effet de capacité de puits ou dans les réservoirs fermés lorsque toutes les limites sont atteintes (La variation de pression avec le temps est constante).

$$\frac{\partial P}{\partial t} = C^{te} \quad (I.2)$$

6.2.3. Régime permanent

La pression est créée par un écoulement permanent, en supposant une pression constante, par exemple à partir d'un aquifère actif ou d'un gaz cap puissant (La pression ne change pas avec le temps).

$$\frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (I.3)$$

Remarque : dans les tests réels la pression changera toujours avec le temps, même si l'effet de quelques limites se fait sentir

6.3. Les équations fondamentales

Les écoulements monophasiques dans les milieux poreux sont régis par : [3]

- ▶ La loi de Darcy qui exprime la proportionnalité entre la vitesse et le gradient de pression ;
- ▶ La conservation de la masse ;
- ▶ L'équation d'état thermodynamique.

6.3.1. Fluide peu compressible (l'huile)

6.3.1.1. Loi de Darcy

L'expression mathématique développée par Darcy déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide. Ce rapport est :

$$\vec{V} = -\frac{k}{\mu} \overrightarrow{grad} p \quad (I.4)$$

6.3.1.2. Loi de conservation de la masse

La variation de la masse du fluide contenu dans l'élément de volume est égale à la différence entre les quantités de fluide entrées pendant l'intervalle de temps. [3]

▶ Cartésien :

$$\text{Div } \rho v + \frac{d(\rho \phi S_o)}{dt} = 0 \quad (I.5)$$

▶ Cylindrique :

$$\frac{d(\rho\phi S_o)}{dt} + \left[\frac{1}{r} \frac{d}{dr} (\rho U_r \cdot r) + \frac{1}{r} \frac{d}{d\theta} (\rho U_\theta) + \frac{d}{dz} (\rho U_z) \right] \quad (I.6)$$

6.3.1.3.Équation de diffusivité

Cette équation décrit le changement de pression d'un morceau de roche élémentaire soumis à la variation de pression environnante. [3]

⇒ Hypothèses :

- ▶ Propriétés constantes : K, μ , Φ et la compressibilité du système.
- ▶ Les gradients de la pression sont faibles.
- ▶ La roche est incompressible et saturée en huile.

En faisant la combinaison de l'équation d'état, la loi de DARCY et la loi de conservation de la masse, nous obtenons :

$$\Delta P + C_e(\text{grad}p)^2 - \frac{\phi\mu C_t}{k} \frac{dp}{dt} = 0 \quad (I.7)$$

Les équations qui seront utilisées dans la simulation et l'interprétation des essais sont l'origine de la combinaison de l'équation d'état, la loi de DARCY et l'équation de conservation de la masse. Dans ce qui suit, on donne directement l'équation de diffusivité avec les solutions possibles pour chaque type d'écoulement.

a. Écoulement transitoire

⇒ Hypothèses :

- ▶ L'écoulement est radial circulaire monophasique.
- ▶ L'écoulement se fait à une température constante.
- ▶ La formation a une épaisseur constante.
- ▶ Le fluide a une viscosité et une compressibilité constante.
- ▶ La perméabilité de réservoir est constante.
- ▶ Le puits foré en open hole et perpendiculaire à la formation.

La combinaison de l'équation de conservation de la masse et la loi de DARCY. On obtient suivante (valable pour le gaz et l'huile :

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r_p \frac{k}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial(\phi r)}{\partial t} \quad (I.8)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + c \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 = \frac{\phi\mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (I.9)$$

$$\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} = \frac{1}{0.000264} \frac{\phi \mu C_t}{k} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (\text{I.10})$$

⇒ La solution analytique approximative :

En utilisant les conditions suivantes :

- ▶ Réservoir de dimension infini.
- ▶ Le rayon de puits est infinitésimal $r_w = 0$ ($r_e \gg r_w$)
- ▶ La formation produise à un débit constant.
- ▶ La pression initiale P_i uniforme.

$$P_i - P(r, t) = -\frac{qB\mu}{4\pi kh} E_i \left[\frac{-r^2}{4Kt} \right] \quad (\text{I.11})$$

b. Écoulement pseudo permanent

⇒ Écoulement radial :

$$P_{wf} = P_i - 141.2 \cdot \frac{q \cdot \mu_o \cdot B_o}{kh} \left(\frac{2t_D}{r_{eD}^2} + \ln(r_{eD}) - \frac{3}{4} \right) \quad (\text{I.12})$$

A partir du bilan matière, la variation de pression de réservoir qui résulte de volume de fluide produit du volume des pores $Ah\Phi$.

$$P_i - \bar{P} = \frac{0.2339q \cdot B_o \cdot t}{Ah\phi C_t} \quad (\text{I.13})$$

En introduisant dans l'équation précédente ; on aura :

$$P_{wf} = \bar{P}_r - 141.2 \cdot \frac{q \cdot B_o \cdot \mu_o}{kh} \cdot \left(\ln \left(\frac{r_{eD}}{r_w} \right) - 0.75 \right) \quad (\text{I.14})$$

⇒ La géométrie généralisée :

L'équation générale développée par **RAMEY** et **COBBS** est :

$$P_{wf} = P_i - \frac{162.6qB_o\mu_o}{kh} \log \left[\frac{4A}{1.781C_A r_w^2} \right] - \frac{0.2339qB_o t}{Ah\phi C_t} \quad (\text{I.15})$$

6.3.2. Fluides très compressibles (du gaz) :

La modélisation de l'écoulement liquide utilisée pour interpréter les essais de puits prend en compte des valeurs constantes de viscosité et de compressibilité dans la plage de pression traitée. Cette hypothèse ne s'applique pas au cas d'écoulement de gaz, où le facteur de compressibilité du gaz est également inclus pour une meilleure représentation mathématique.

Les équations d'écoulement de gaz sont généralement linéarisées pour permettre aux solutions de diffusivité liquide de satisfaire le comportement d'écoulement de gaz. Selon le produit viscosité-compressibilité, la linéarisation considère trois traitements :

- ❖ Pression-carré.
- ❖ Pseudo pression.
- ❖ Pression linéaire.

6.3.2.1.Équation de diffusivité [3]

a. *La loi de DARCY*

$$V = -\frac{k}{\mu} \text{grad } P \quad (\text{I.16})$$

b. *L'équation de conservation de masse*

$$\text{Div } \rho v + \frac{d(\rho \phi S_g)}{dt} = 0 \quad (\text{I.17})$$

c. *L'équation d'état*

$$C_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{Z} \cdot \left(\frac{dz}{dP}\right)_T \quad (\text{I.18})$$

La combinaison entre les trois équations donne :

$$\text{Div} \left(-\frac{P}{\mu \cdot Z} \cdot k \cdot \overline{\text{grad } P} \right) + \phi \cdot \mu \cdot c_t \cdot \frac{P}{\mu z} \frac{dP}{dt} = 0 \quad (\text{I.19})$$

6.3.2.2.Méthode de pseudo-pression

Parmi les méthodes analytiques traditionnelles pour les essais de puits de gaz, la méthode de pseudo-pression est la plus courante. [2]

Le concept de pseudo-pression a été introduit par Al-Hussainy et al. (1966). L'équation (1.20) donne la définition de la pseudo-pression :

$$\Psi = 2. \int_{P_0}^P \frac{P}{\mu z} dP \quad (I.20)$$

$$\text{Avec : } grad\Psi = 2 \frac{P}{\mu_g Z} grad P \quad \text{et} \quad \frac{\partial \Psi}{\partial t} = 2 \frac{P}{\mu_g Z} \frac{\partial P}{\partial t}$$

L'équation (1.19) devient une équation de diffusivité en pseudo pression

$$\Delta\Psi - \frac{1}{k} \frac{d\Psi}{dt} = 0 \quad (I.21)$$

$$\text{Où : } K = \frac{k}{\phi \mu c_t} \quad (\text{Diffusivité hydraulique du milieu})$$

La pseudo-pression prend une expression simple dans deux cas limites :(voir figure I.6)

$$\Rightarrow \text{À basse pression : } P < 2000 \text{ psi } (\mu Z = \text{constant})$$

Le produit μz est sensiblement constant. Dans ces conditions :

$$\Psi = \frac{P^2 - P_0^2}{\mu Z} \quad (I.22)$$

L'équation de diffusion est vérifiée par le carré de la pression :

$$\Delta P^2 - \frac{1}{K} \frac{\partial P^2}{\partial t} = 0 \quad (I.23)$$

$$\Rightarrow \text{À haute pression : } P > 3000 \text{ psi } \left(\frac{\mu Z}{p} = \text{constant} \right)$$

Les gaz ont un comportement proche de celui de l'huile. La pseudo-pression varie linéairement avec la pression. L'équation de diffusion est vérifiée par la pression :

$$\Delta P - \frac{1}{K} \frac{\partial P}{\partial t} = 0 \quad (I.24)$$

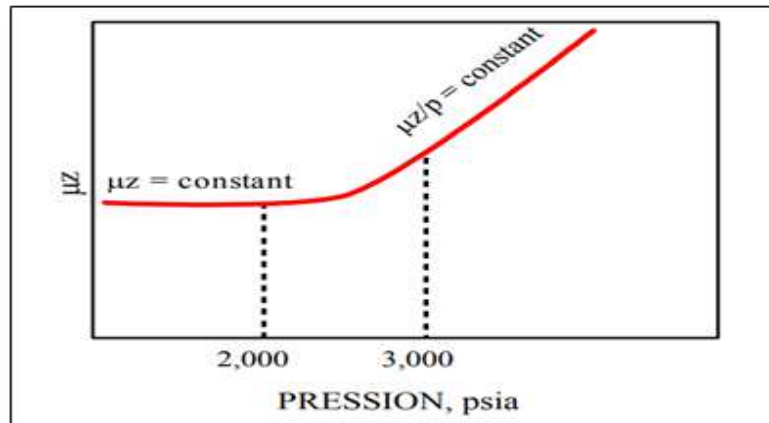


Figure I.6 : La variation du μz en fonction de pression

Le domaine où ψ varie linéairement avec P ou P^2 est celui où P ou P^2 peuvent être utilisés directement pour les interprétations. (Figure I.7)

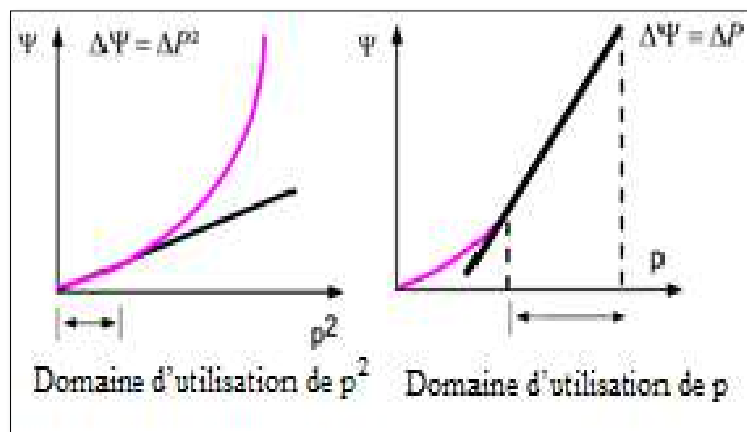


Figure I.7 : Le domaine de variation ψ avec P ou P^2 .

6.3.2.3. Déviation de la loi de darcy

Jusqu'à présent nous avons toujours supposé que les écoulements suivent la loi de Darcy. Cependant, des écarts à cette loi de darcy peuvent être observés dans chacun des cas suivants :

- ⇒ Avec les écoulements gazeux, aux abords du puits
- ⇒ A l'intérieur d'une fracture artificielle
- ⇒ Dans un milieu fissuré, aux abords du puits

Dans le cas des puits à gaz, les vitesses sont couramment telles que la loi de Darcy cesse d'être valable près du trou et qu'il faut introduire un terme quadratique qui résulte de la variation d'énergie cinétique [3]

$$\overrightarrow{\text{grad}} P = -\frac{\mu}{k} \vec{V}(1+A|\vec{V}|) \quad (\text{I.25})$$

Cependant, au cours des remontées de pression, les débits et donc les vitesses, deviennent rapidement faibles, de sorte que la loi de Darcy reste applicable. Dans ces conditions, le profil de pression devenant alors peu accusé, on peut utiliser des valeurs moyennes pour la pression et les paramètres qui en dépendent, en sorte que, dans ce cas, l'interprétation des puits à gaz se fait exactement comme pour les puits à huile - on en déduit une pression "statique" et une perméabilité lointaine.

Quant au colmatage, il peut être obtenu par un procédé simple d'extrapolation qui permet d'éliminer du "colmatage apparent" la part due à la déviation par rapport à la loi de Darcy.

Enfin, faute de pouvoir utiliser la loi de Darcy, on a pris l'habitude, pour caractériser la productivité d'un puits à gaz, de définir un "débit potentiel" (open flow capacity) : débit correspondant à une pression de fond égale à une atmosphère. [6]

7. Effet de Skin

Par définition, le Skin est un facteur de perte de charge aux abords du puits par rapport à la perte de charge total. Il traduit la liaison entre le réservoir et le puits (Voir la figure I.8).

Le facteur de skin total est composé par plusieurs skins : [3]

- Skin mécanique
- Skin géométrique

Si un puits était immatériel et sans effet appliqué à la formation, la pression serait la même dans le réservoir au fond que dans le puits. Il n'y aurait aucune chute ou remontée de pression au fond.

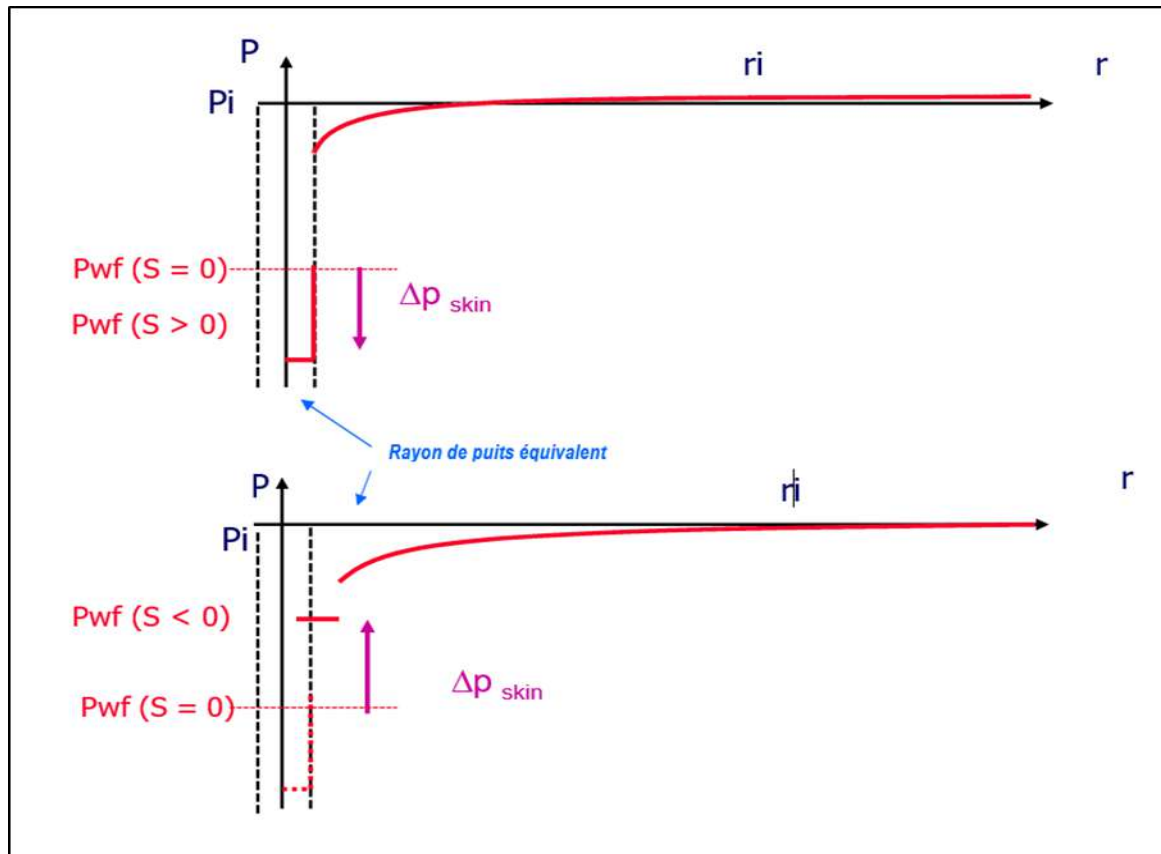


Figure I.8 : L'effet du Skin.

Une chute de pression (ou une remontée) au fond est caractérisée par l'effet pariétal.

- Aucune chute ni remontée au fond : $S = 0$.
- Une baisse supplémentaire au fond : $S > 0$ (Puits endommagé) \Rightarrow Contact médiocre entre le puits et le réservoir (mud cake, densité insuffisante de perforation, pénétration partielle) ou zone envahie.
- Une remontée de pression au fond : $S < 0$ (Puits stimulé) \Rightarrow Surface de contact entre le puits et le réservoir accrue (fracture, puits horizontal) ou zone stimulée

La perte de charge peut être interprétée de plusieurs façons :

- ❖ Au moyen d'un skin infinitésimal.
- ❖ À l'aide d'un skin d'épaisseur finie.
- ❖ Par la méthode du rayon effectif

7.1.Skin infinitésimal

La perte de charge additionnelle due au skin est définie par :

$$\Delta P_S = 141.2 \frac{qB\mu}{k_s} S \quad (I.26)$$

7.2. Skin d'épaisseur finie

La différence de perte de charge entre le réservoir réel et un réservoir fictif, s'exprime comme suit :

$$\Delta p_s = \left[\Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k_s \right] - \left[\Delta p \text{ dans la zone de perméabilité } k \right]$$

A partir de cette expression et avec l'équation (I.19) on obtient le skin :

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \frac{r_{skin}}{r_w} \quad (I.27)$$

7.3. Rayon effectif

Un traitement alternatif proposé par Matthew & Russell consiste à remplacer le puits réel de rayon r_w et de skin S par un puits fictif de rayon r'_w et de skin nul. (ΔP puits réel (r_w, S) = ΔP puits fictif ($r'_w, S = 0$). Utilisant la loi de darcy :

$$\frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_s}{r_w} + S \right) = \frac{qB\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{r_s}{r'_w} \right) \quad (I.28)$$

8. Rayon d'investigation

L'évolution de la pression au puits reflète les propriétés de la portion de réservoir traversée par la zone compressible. Il est intéressant de caractériser la position de cette zone. C'est ce que recouvre la notion de rayon d'investigation d'un essai. [3]

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

❖ Définition de Jones :

Le rayon d'investigation est l'endroit de réservoir où l'évolution de la pression représente 1% de l'évolution observée au puits.

$$r_i = 4\sqrt{k t / \phi \mu C_t} \quad (I.29)$$

❖ Définition de POETTMANN :

Le rayon d'investigation est l'endroit de réservoir traversé par un débit égal à 1% de débit du puits.

$$r_i = 4.29\sqrt{k t / \phi \mu C_t} \quad (I.30)$$

9. Les variables adimensionnelles

Pour simplifier l'équation de diffusivité et les conditions aux limites, le traitement sans dimension est plus simple, puis les variables deviennent sans dimension en multipliant par un facteur de dimension inverse, comme suit : [3]

$$t_D = \frac{0.0002637kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (I.31)$$

$$C_D = \frac{0.8936C}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (I.32)$$

$$P_D = 3.976 \cdot 10^{-5} \frac{kh\bar{p}}{\bar{\mu}ZTq_{sc}} \frac{T_{sc}}{p_{sc}} (p_i - p) \quad (I.33)$$

Enfin l'équation de diffusivité devient :

$$\frac{\partial^2 p_D}{\partial r_D^2} + \frac{1}{r_D} \frac{\partial p_D}{\partial r_D} = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad (I.34)$$

10. Conclusion

Pour modéliser un réservoir complet, plusieurs sources d'information sont nécessaires. Le modèle obtenu à partir de l'analyse d'essai de puits n'est que l'une d'entre elles.

L'analyse d'essai de puits consiste à analyser les données d'essai de puits afin d'établir un modèle puits/réservoir/limites correspondant au véritable rapport débits/pression obtenu pendant l'essai de puits

Le test de puits peut étudier un volume beaucoup plus important du réservoir par rapport aux carottes et aux diagraphies. Sa plus grande surface permet d'estimer la perméabilité du réservoir, la porosité, le Skin, la pression moyenne, la longueur de la fracture, les hétérogénéités, la surface de drainage, la forme, le potentiel d'écoulement ouvert, les distances aux limites et certaines autres conditions.

Chapitre II :

Essais des puits à gaz

1. Introduction

La productivité d'un puits de gaz est déterminée par des tests de délivrabilité. Ces tests fournissent des informations qui sont utilisées pour développer le comportement de pression-débit du réservoir pour le puits et générer une courbe de performance d'entrée ou une courbe de gaz contre-pression. [9]

En plus des paramètres habituels caractérisant le puits et le réservoir, les puits à gaz ont très souvent :

- ❖ Un skin dépendant du débit, le pseudo-skin, également appelé le non Darcy skin
- ❖ Un paramètre supplémentaire, appelé le débit potentiel absolu, définit la délivrabilité des puits à gaz.

Afin d'accéder au pseudo-skin et à l'AOFP, des puits à gaz doivent être testés à plusieurs débits différents, et, pour l'AOFP, le régime pseudo-permanent doit être atteint (ou approché).

2. Pseudo-Skin

Très souvent, la vitesse d'écoulement du gaz entrant dans le puits est élevée ; l'écoulement n'est plus laminaire (comme dans les conditions de la loi de Darcy) mais devient turbulent.

Une chute de pression supplémentaire se produit au fond, traduite en un skin supplémentaire, le « pseudo-skin », qui est strictement un skin dépendant du débit ;

Par conséquent, en analysant les données des tests de puits à gaz, le coefficient de skin calculé est exprimé avec un terme dépendant du débit (S') qui prend en compte l'effet turbulent (écoulement non darcien) (D). [6]

$$S' = S + Dq_{sc} \quad (\text{II.1})$$

Où :

- ❖ S' : Coefficient de skin dépendant du débit, également appelé le « pseudo-skin »
- ❖ S : Coefficient de skin
- ❖ D : Coefficient d'écoulement non darcien
- ❖ q_{sc} : Débit de gaz aux conditions standard (pour la période d'écoulement analysée)

À la différence des tests de puits à huile, afin d'évaluer les deux composants (S et S'), des tests de puits à gaz doivent être exécutés à différents débits.

Le pseudo-skin est obtenu par écoulement du puits à différents débits et soumis à différents types de test en fonction du potentiel du puits. Le pseudo-skin est calculé pour chaque période d'écoulement.

Pour extraire le skin mécanique, un graphe de pseudo-skin en fonction des débits correspondants est réalisé, et une ligne droite tracée à travers les points de pseudo-skin. Le skin mécanique est obtenu à l'intersection du graphe (au débit de gaz =zéro).

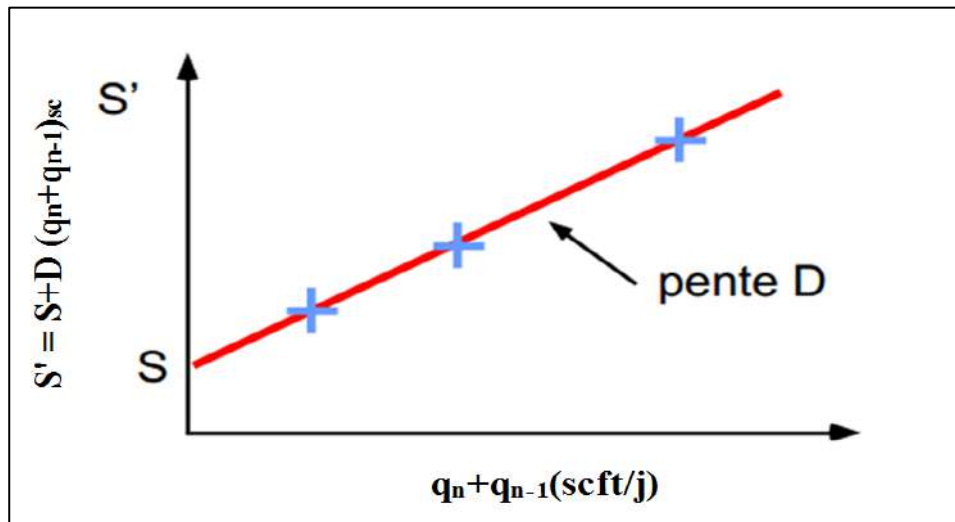


Figure II.1 : Déroulement d'un test à gaz (influence du débit sur l'effet pariétal).

Les valeurs de pseudo-skin correspondant à chaque période sont calculées à l'aide de pseudo-pression $\psi(p)$ avec la méthode de superposition. [3]

Le débit utilisé pour établir le graphe ci-dessous (S') est en fonction de $(q_n + q_{n-1})_{sc}$:

- + Pour un BU, $(q_n + q_{n-1})_{sc} = (q_{n-1})_{sc}$
- + Pour un premier Drawdown, $(q_n + q_{n-1})_{sc} = (q_n)_{sc}$
- + Pendant les BU, $q_n = 0$
- + Durant le 1^{er} Dd $q_{n-1} = 0$

Après un historique quelconque l'interprétation traite la variation de débit, dans ces conditions le skin à considérer est :

$$S' = S + D(q_n + q_{n-1}) \tag{II.2}$$

$$\Delta\psi(p)_{skin} = (1422/kh)(q_n - q_{n-1})_{sc} [S + D(q_n + q_{n-1})_{sc}] \tag{II.3}$$

« D » représente le paramètre qui décrit la relation entre S et S' aux débits correspondants.

3. Débit potentiel absolu

Absolute Open Flow Potential est le débit que l'on aurait si l'on ne laissait en fond de puits que la pression atmosphérique, c'est donc un débit fictif supérieur à ce que peut réellement produire le puits puisque, en fond de puits, la pression sera toujours supérieure à la pression atmosphérique du fait en particulier du poids de la colonne de gaz et des pertes de charge dans le tubing). [3]

Avec une autre définition l'AOFP est la production théorique de gaz du puits au fond avec le fond étant à des conditions atmosphériques.

Naturellement, cette condition n'est jamais remplie en raison des diverses chutes de pression dans le tubage pendant la production. L'AOFP est donc un paramètre théorique descriptif d'un puits à gaz ;

Théoriquement, le calcul de l'AOFP exige que la pression de test soit dans des conditions de régime pseudo-permanent (ce qui est rarement le cas pendant un essai de puits).

4. Tests de délivrabilité

Des estimations précoces de la performance du puits de gaz ont été effectuées en ouvrant le puits à l'atmosphère et en mesurant ensuite le débit. Ce type des tests permet prévoir un débit de gaz en fonction de la pression de fond. En définissant la pression de fond à la pression atmosphérique.

5. Les différents types d'essai des puits à gaz

Dans le cas où il s'agit de caractériser la délivrabilité en gaz de puits (relation entre le débit produit et la pression en fond de puits pour une pression de gisement donnée) et l'AOFP, il est nécessaire de disposer, d'un point de vue théorique, d'au moins deux débits différents et, d'un point de vue pratique, d'au moins quatre débits différents.

Pour se conformer à ces exigences, différents types de conceptions de tests de puits à gaz ont été développés selon le potentiel du puits :

- Le back pressure test : pour les puits à gaz à potentiel élevé.
- Le test isochrone : pour les puits à gaz à faible productivité.
- Le test isochrone modifié : plus rapide qu'un test isochrone.

Selon le type de test (Flow after Flow, isochrone, etc.), un graphe spécialisé de pression en

fonction des débits est utilisé pour l'analyse.

5.1.Back pressure test (Flow after flow test)

Ce type de test est caractérisé par plusieurs paliers de débit (en général 4) d'où :

- ⇒ Chacun à un débit constant,
- ⇒ Chacun suffisamment long pour atteindre théoriquement le régime pseudo-permanent,
- ⇒ À 4 débits nettement différents si possibles (pour lever toute ambiguïté sur le tracé de la droite (figure II.2)),
- ⇒ Les paliers étant choisis dans le sens croissant ou décroissant selon le contexte et les autres objectifs du test.

En cas de débit croissant, le back pressure test doit impérativement être précédé d'un dégorgeage à un débit supérieur au débit maximum qui sera utilisé pendant le test afin d'être dans des conditions de nettoyage identiques pour chaque débit.

- ⇒ Le temps de stabilisation d'un puits au centre d'une aire de drainage carrée peut être estimé comme suit : **[10]**

$$t_s = 1200 \frac{S_g \mu_g r_e^2 \phi}{K \bar{p}_r} \quad (\text{II.4})$$

Où:

- ❖ t_s : Durée de stabilisation (heure)
- ❖ μ_g : Viscosité des gaz (Cp)
- ❖ \bar{p}_r : Pression moyenne du réservoir (psia)
- ❖ r_e : Rayon de drainage (ft)
- ❖ S_g : Saturation en gaz (fraction)
- ❖ ϕ : Porosité (fraction)
- ❖ K : Perméabilité à effet gazeux (md)

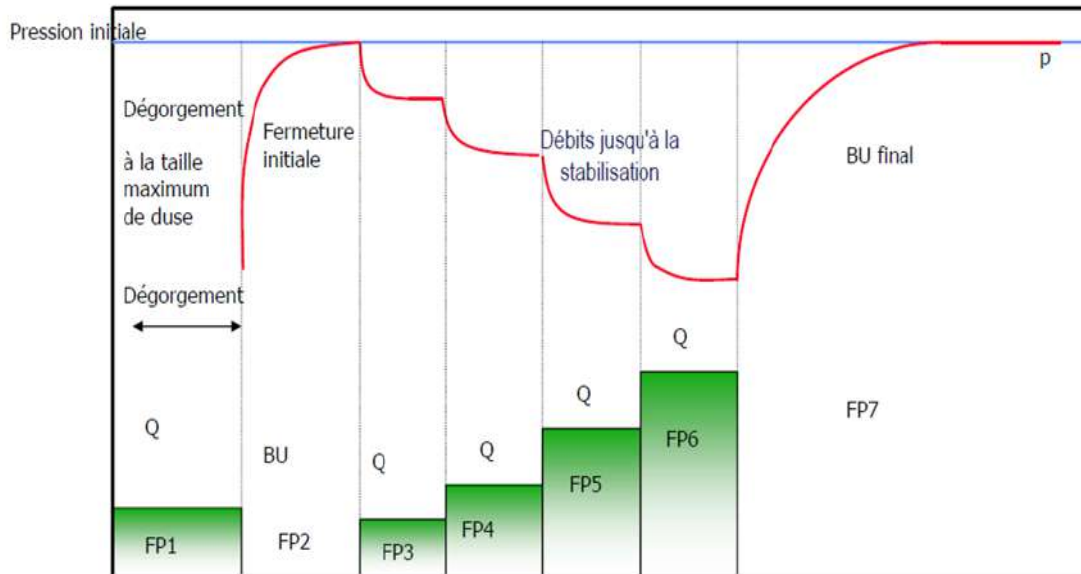


Figure II.2: Flow after flow test.

5.2. Isochronal test

Un test isochrone est caractérisé par une succession de phases "débit-fermeture" (en général 4), où :

- ⇒ Chacun à un débit constant,
- ⇒ Les temps de débit étant identiques pour chaque palier, le dernier étant prolongé jusqu'à atteindre le régime pseudo-permanent,
- ⇒ Chaque temps de fermeture entre deux débits consécutifs étant suffisamment long pour que la pression en fond de puits remonte à chaque fois jusqu'à la pression initiale c'est à dire la pression de gisement).
- ⇒ La durée du cycle d'écoulement t_p , est généralement égale à : [3]

$$t_p = 4 \max (t_{ws}, t_{100}) \quad (\text{II.5})$$

Ici :

- ❖ t_{ws} : est le temps nécessaire pour atteindre la fin de l'effet de stockage du trou de forage
- ❖ t_{100} : est le temps nécessaire pour tester 100 ft autour du puits de sondage :

$$t_{100} = 10^7 \frac{\mu \phi}{K P} \text{ (en unités pratiques US)}$$

La durée des périodes de Build up dans les tests isochrones explique pourquoi les tests isochrones modifiés sont souvent préférés.

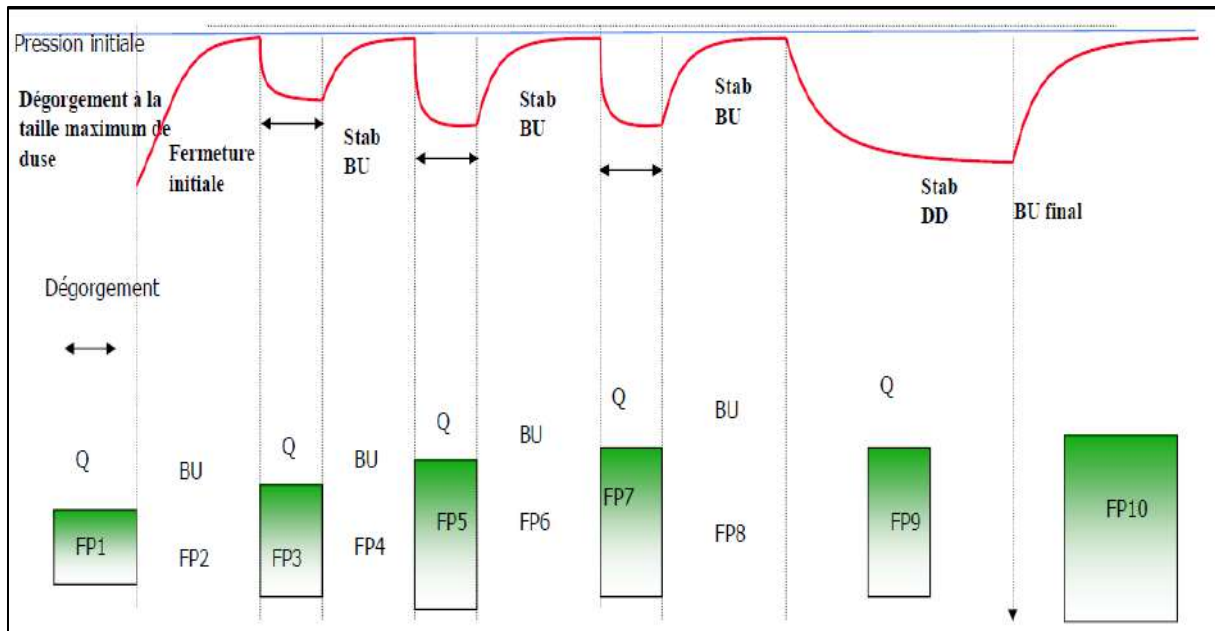


Figure II.3 : Test isochrone à gaz.

5.3. Modified isochronal test

Le test isochrone modifié est plus rapide parce qu'il n'est pas nécessaire d'attendre la stabilisation comme le précédent, cependant la dernière période débordante est prolongée jusqu'à ce que la stabilisation soit atteinte.

Ce type de test est réalisé par une succession de phases "débit-fermeture" (en général 4), Où :

- ⇒ Chacun à un débit constant,
- ⇒ Les temps de débit étant identiques pour chaque palier, le dernier étant prolongé jusqu'à atteindre le régime pseudo-permanent,
- ⇒ Chaque temps de fermeture entre deux débits consécutifs étant égal au temps d'un palier de débit.

Le déroulement est donc identique au test isochrone, si ce n'est que les temps de fermeture intermédiaires sont égaux aux temps de débit ; la pression en fond de puits lors des phases de fermeture ne remonte donc pas jusqu'à la pression initiale. [3]

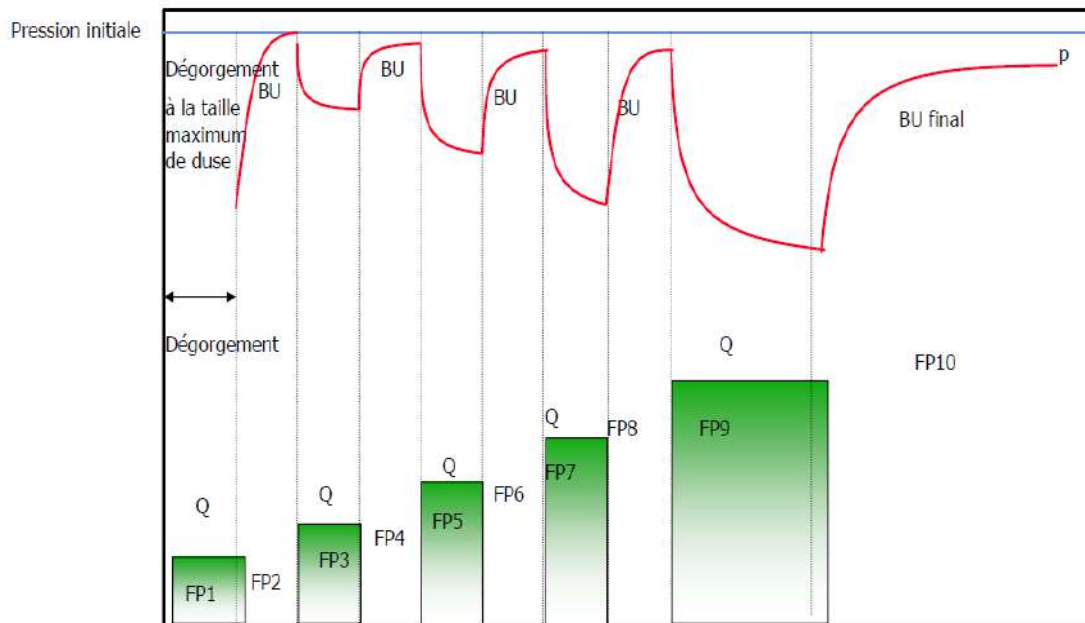


Figure II.4 : Test isochrone modifié.

En fonction du potentiel du puits et sur les situations économiques, les trois types des tests de puits sont classés comme suivant : [6]

Tableau II.1 : Classification des essais des puits à gaz.

Flow after flow test	Isochronal test	Modified isochronal test
Pour les puits à fort potentiel / délivrabilité	Pour les puits à faible potentiel / délivrabilité dans les formations compactes.	Type de test de puits à gaz le plus populaire pour les puits à faible potentiel / délivrabilité
Mise en production du puits à 3 ou 4 débits croissants ;	Mise en production du puits à 3 ou 4 débits croissants ;	Très semblable au test isochrone ;
À une pression stabilisée ;	Jusqu'à ce que la pression atteigne le régime d'écoulement radial ;	Les DD et BU sont d'une durée strictement égale ;
D'une durée égale.	Entre chaque écoulement, on fait remonter la pression du fond (BU) ; prolongé jusqu'à la stabilisation	Sauf pour le dernier écoulement qui est prolongé jusqu'à la stabilisation de la pression ;
	L'écoulement final est prolongé pour atteindre la pression d'écoulement stabilisée.	La durée totale de l'essai est courte, avec plusieurs build up disponibles pour l'analyse.

6. Conclusion

Ces pratiques de test « à écoulement ouvert » étaient des gaspillages de gaz menaçant l'équilibre de l'environnement, parfois dangereux pour le personnel et l'équipement, et possiblement dommageables pour le réservoir. Ils ont également fourni des informations limitées pour estimer la capacité productive dans des conditions de flux variables.

Le programme doit clairement définir les objectifs de l'essai et établir un ordre de priorité afin d'avoir recueilli le maximum des informations et de travailler avec le maximum de sécurité

Il faut noter toutes les informations relatives au déroulement effectif de l'essai (en particulier l'habillage des diagrammes doit être fait sur le chantier dans la foulée de l'opération).

Chapitre III :

Méthodes

d'interprétations des

essais de puits

1. Introduction

L'interprétation vise à quantifier les paramètres de la configuration réservoir-puits. Plusieurs méthodes peuvent être utilisées pour analyser un essai de puits. Ces méthodes dépendent du type de puits, réservoir, et des limites du réservoir sont :

- ▶ Les méthodes conventionnelles.
- ▶ Les méthodes utilisant les courbes types.
- ▶ La dérivative

2. Méthodes Conventionnelles

Les méthodes conventionnelles ont été mise au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70 qui ont vu l'arrivée des courbes types.

Ces méthodes consistent à tracer les droites et pentes correspondant à chaque type d'écoulement ensuite utiliser les équations adéquates pour calculer les paramètres du puits et du réservoir. Le diagnostic du type d'écoulement est donc nécessaire. [3]

Ils existent plusieurs types des essais de puits qui diffèrent selon la nature du puits et le but recherché à travers l'essai de puits. Les plus courants sont :

- Les tests de remonté de pression communément appelé Build Up.
- Les tests en débit appelé Draw Down.

2.1. Draw-Down

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 : $f(\Delta t) = \log \Delta t, \sqrt{\Delta t}, 1/\sqrt{\Delta t}$

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 : [3]

- 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.

CHAPITRE III : Méthodes d'interprétations des essais de puits

2.1.1. La période transitoire

L'approximation logarithmique de la solution exponentielle intégrale de la pression de fond P_{wf} , qui a été mesurée durant la période de débit d'un test Draw-Down est :

$$p_i - p_{wf} = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \left(\ln \frac{kt}{\phi c_t r_w^2} - 3.23 + 0.87s \right) \quad (\text{III.1})$$

⇒ Détermination de la perméabilité :

L'équation 1 montre que la pression au fond du trou varie de manière logarithmique en fonction du temps et peut être exprimée comme suite :

$$P_{wf} = m \log t + b \quad \text{avec} \quad m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (\text{III.2})$$

Note : on trace P_{wf} en fonction de $\log(t)$ sur plot semi-log durant la période transitoire (modèle idéal), La pente, m , est utilisée pour déterminer le kh du réservoir.

La perméabilité moyenne est donnée par :

$$kh = 162.6 \frac{qB\mu}{m} \quad (\text{III.3})$$

Le graphique ci-dessous représente l'allure de p_{wf} en fonction du temps t pendant un test Drawdown.

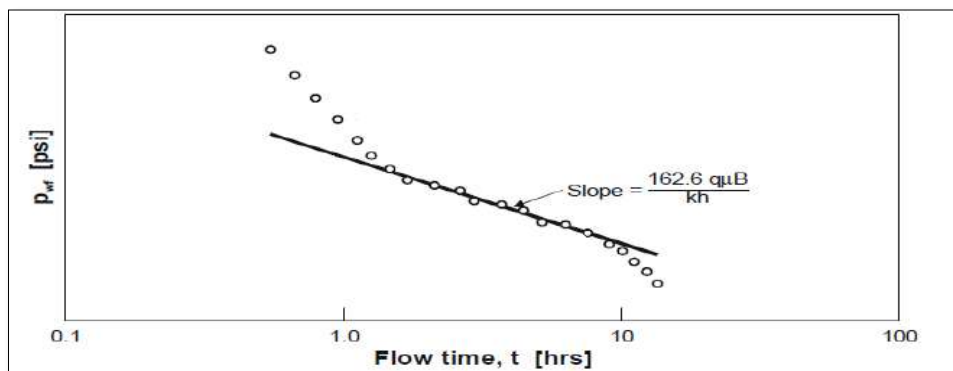


Figure III.1 : Graphe de pression pour un Draw Down.

⇒ Le skin :

Le facteur de skin est généralement calculé à partir de la mesure de pression à 1 heure sur le droit semi-log, pour ce point $\log t=0$.

Le skin est obtenu par :

$$S = 1.15 \left(\frac{p_i - p_{1h}}{m} - \log \frac{k}{\phi \mu c_t r_w^2} + 3.23 \right) \quad (\text{III.4})$$

CHAPITRE III : Méthodes d'interprétations des essais de puits

2.1.2. La période pseudo permanent :

Quand tous les limites ont été atteints la chute de pression est identique sur l'ensemble du réservoir et est constante avec le temps, la pression durant cette période peut s'écrire selon la formulation de RAMEY et COBB comme suite :

$$\Delta P = 0.234 \cdot \frac{q_B}{\phi c_t h A} \Delta t + 162.6 \cdot \frac{q_B \mu}{kh} \left[\log \frac{A}{r_w^2} - \log(C_A) + 0.351 + 0.87 \cdot S \right] \quad (\text{III.5})$$

⇒ Test des limites de réservoir et estimation de la forme de l'aire de drainage C_A :

L'analyse spécialisée durant l'écoulement pseudo-permanent est réalisée avec un graphe de la pression en fonction de temps sur une échelle linéaire. Donc la détermination de la pente m^* , nous permet de calculer : [15]

➤ Le volume poreux du réservoir :

$$\phi h A = 0.234 \cdot \frac{q_B}{c_t m^*} \quad (\text{III.6})$$

➤ Facteur de forme du puits /réservoir C_A :

$$C_A = 5.456 \cdot \frac{m}{m^*} 10^{-\left[\frac{P_{1h} - P_0}{m} \right]} \quad (\text{III.7})$$

Avec :

- ❖ P_0 : intersection de la ligne droite au temps d'ouverture $t=0$.
- ❖ m : pente d'une ligne droite semi log.
- ❖ m^* : pente d'une ligne droite d'un graphe linéaire

⇒ Le rayon d'investigation :

Pratiquement, les perturbations de pression se sont avérées atténuées. En raison de la compressibilité du système, après un certain temps de production, il y aura une distance au-delà de laquelle il n'y aura pas de changement de pression significatif. Le problème avec la détermination du rayon d'étude est la valeur d'un changement de pression significatif.

Diverses équations ont été proposées dans la littérature pour définir mathématiquement le rayon de levé :

$$r_i = 0.029 \sqrt{\frac{k \cdot t}{\phi \mu c_t}} \quad (\text{III.8})$$

⇒ Effet de capacité (Wellbore Storage)

La capacité du puits est habituellement le premier régime de flux à se produire à l'ouverture

et à la fermeture du puits, Cet effet appelé wellbore storage (C), C'est le produit de la compressibilité du fluide dans le puits et le volume du puits.

Horner et Earlougher ont indiqué que la pression de fond est proportionnelle de temps pendant l'effet de wellbore Storage. (Voir figure III.2.) Donc il est possible de calculer le coefficient de wellbore storage (C) par la sélection d'un point arbitraire depuis la droite de pente unitaire et lire Δp et t. [3]

$$C = \frac{\Delta V_{wb}}{\Delta p} \quad (III.9)$$

$$C = \frac{qB}{24m_{WBS}} \quad (III.10)$$

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

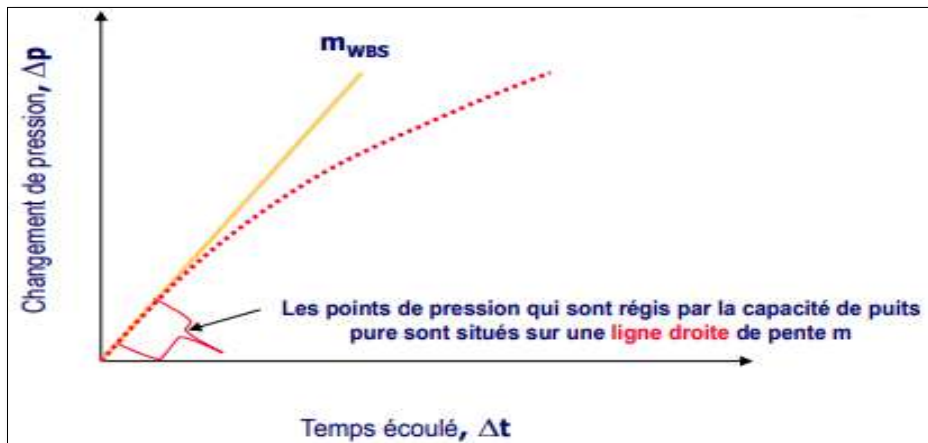


Figure III.2 : graphe spécialisé de la capacité du puits $\Delta p=f(t)$.

2.2.Build-Up

Une grande partie des informations sur les tests de puits provient de l'interprétation de la pression Build-up. L'interprétation des tests Draw-down est limitée par les fluctuations de débit inhérentes à la production. Les fluctuations ont provoqué un changement plus important à la fin de l'essai que le changement de pression dû au changement initial de débit.

En appliquant le principe de superposition, la pression BU pendant la période d'arrêt peut être représentée par la chute de pression.

La courbe type de BU est obtenue en soustrayant $P_D(\Delta t) - P_D(t_p + \Delta t)_D$ du changement de pression au moment de la fermeture $P_D(t_p)_D$

$$[P_D(\Delta t)_D]_{BU} = P_D(\Delta t)_D - P_D(t_p + \Delta t)_D + P_D(t_p)_D$$

La courbe type de BU est régit par :

- Un graphe Horner
- Un graphe semi log de MDH

2.2.1. Méthode d'Horner

Cette méthode d'évaluation du test de pression BU a été introduite par HORNER (1951).

La courbe de pression de BU est tracée en fonction de $\log[(t_p + \Delta t)/\Delta t]$. Avec : [12]

$$P_{ws} = P_i - 162.6 \cdot \frac{qB\mu}{kh} \cdot \log \frac{t_p + \Delta t}{\Delta t} \quad (\text{III.11})$$

⇒ Analyse d'Horner

* La pente m :

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (\text{III.12})$$

* La pression, à 1 heure sur la ligne droite, est utilisée pour calculer le Skin :

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} + 3.23 \right] \quad (\text{III.13})$$

* La pression extrapolée (P^*) au temps de fermeture infini ($\Delta t = \infty$) est calculée directement à partir de l'intersection de la ligne droite sur l'axe de pression :

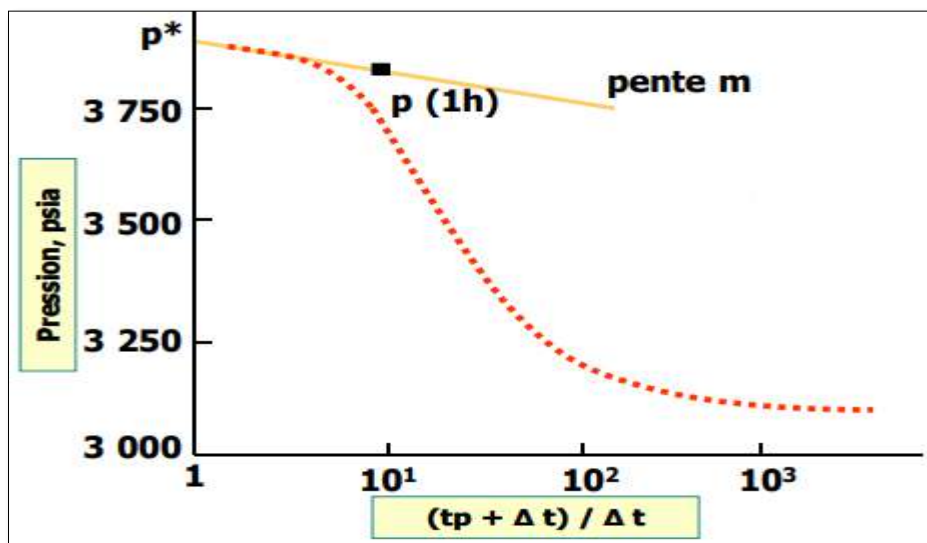


Figure III.3 : Analyse semi-log de Horner.

CHAPITRE III : Méthodes d'interprétations des essais de puits

2.2.2. Méthode MDH (Miller Dyes and Hutchinson)

La section précédente a montré qu'en BU la pression varie linéairement en fonction du logarithme. À partir du moment où le temps de production Δt est plus grand par rapport au temps t_p de la pression BU, c'est-à-dire $\Delta t + t_p \approx \Delta t$. [12]

On peut écrire :

$$\log\left(\frac{t_p + \Delta t}{\Delta t}\right) \approx \log\left(\frac{t_p}{\Delta t}\right) = \log(t_p) + \log(\Delta t)$$

Cette expression peut s'écrire de manière simplifiée.

$$P_i - P_{ws} \approx -162.6 \cdot \frac{qB\mu}{kh} \cdot (\log \Delta t - \log t_p) \quad (\text{III.14})$$

La figure III.4 illustre cette méthode d'interprétation développée par Miller Dyes et Hutchinson.

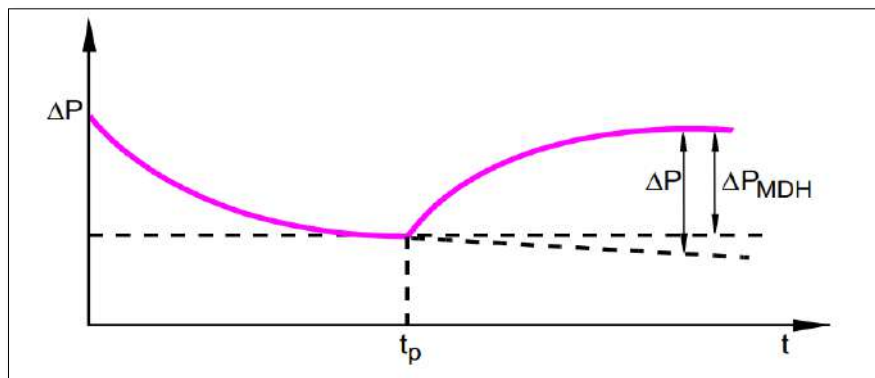


Figure III.4 : graphe semi log de MDH.

⇒ Analyse MDH :

* La pente m

$$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh} \quad (\text{III.15})$$

* La pression, à 1 heure sur la ligne droite, est utilisée pour calculer le Skin :

$$S = 1.151 \left[\frac{\Delta P_{1hr}}{m} - \log \frac{K}{\phi \mu C_t r_w^2} + \log \frac{t_p + 1}{t_p} + 3.23 \right] \quad (\text{III.16})$$

Cette méthode présente l'avantage de la simplicité, cependant elle a deux inconvénients majeurs :

- ▶ Il ne peut pas être utilisé pour trouver la pression extrapolée.
- ▶ Il ne peut être utilisé pour des valeurs de ΔT qui sont petites par rapport à T_p .

2.3. Inconvénients des méthodes conventionnelles

Les méthodes conventionnelles présentent les inconvénients suivants :

- Difficultés de diagnostiquer un écoulement ;
- Plusieurs données ne sont pas prises en compte ;
- Difficulté de tracer la bonne droite ;
- Se concentrent principalement sur l'interprétation des données de pression de milieu à la fin de période, ce qui nécessite une longue période de temps de test de puits.

3. Courbes Types

Ces méthodes sont apparues dans les années 70 et se sont développées dans les années 80. Les courbes type sont des plots Log-Log des paramètres sans dimension sur lesquelles on cale les données réelles d'un essai de puits pour déterminer certaines caractéristiques du réservoir.

Une courbe typique est une représentation graphique de la solution théorique aux équations d'écoulement t . L'analyse de courbe type consiste à trouver une courbe théorique qui simule la réponse réelle du réservoir aux changements de production ou de pression. La courbe peut être trouvée graphiquement en superposant le graphe de test réel avec le graphe de courbe type et en trouvant la courbe qui fournit la meilleure correspondance.

Puisque les courbes types sont des représentations graphiques de solutions théoriques aux équations d'écoulement au régime transitoire et semi permanent, elles sont généralement représentées en termes de variables sans dimension (par exemple, P_D , T_D , r_D , et C_D) plutôt que de variables réelles (par exemple, Δp , Δt , r , et C) de réservoir et des paramètres de puits, tels que la perméabilité et le Skin, peuvent être calculés à partir des variables sans dimension qui définissent cette courbe type. [3]

Plusieurs courbes types existent pour interpréter l'essai d'un puits vertical, réservoir homogène infini, parmi elles : [13]

- Les courbes types d'AGARWAL et al.
- Les courbes types de Mc KINLEY.
- Les courbes types d'EARLOUGHER et KERSCH.
- Les courbes types de GRINGARTEN et al.

D'après F. DAVIAU les courbes types de GRINGARTEN et al sont les plus complètes et les plus pratiques à l'usage. Ce sont aussi les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

3.1. Courbes types de GRINGARTEN

Dans l'analyse des tests de puits, l'ensemble des courbes type le plus couramment utilisé est la courbe type de Gringarten. Chaque courbe théorique est marquée par une valeur C_{De}^{2S} sont présentées dans la Figure III.5.

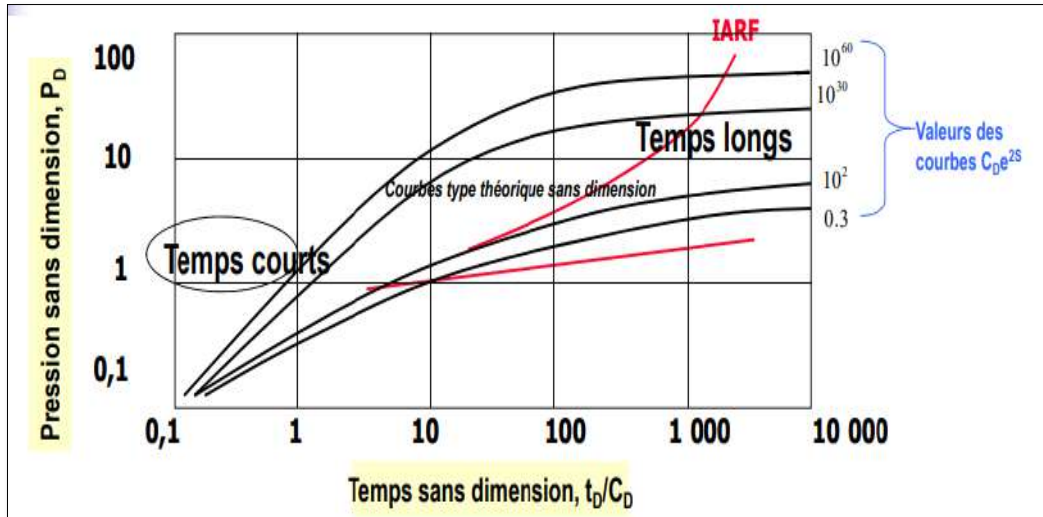


Figure III.5 : Courbes type pour un puits homogène.

3.1.1. Processus de calage de la courbe type

- Sélectionner une période d'écoulement sur l'historique de pression d'essai de puits
- Convertir cette partie en une courbe log-log
- Sélectionner la courbe type correspondant au modèle puits/réservoir
- Observer la forme et effectuer un calage sur courbe type
- Employer les équations pour extraire les résultats

3.1.2. Processus de calage de la pression log-log

- Recouvrir la courbe obtenue sur la courbe type théorique jusqu'à que la courbe réelle soit calée à la courbe théorique
- Déterminer le calage de pression (PM) et le calage de temps (TM) correspondants
- Extraire les résultats : [3]

- Du PM K_h : $Kh = 141.2qB\mu(PM)$ (III.17)

- Du TM C : $C = 0.00029 \frac{kh}{\mu} \left(\frac{1}{TM}\right)$ (III.18)

- Des C_{De}^{2S} S : $S = 0.5 \ln \frac{C_{De}^{2S} match}{C_D}$, $C_D = \frac{0.8936 C}{\phi C_t h r_w^2}$ (III.19)

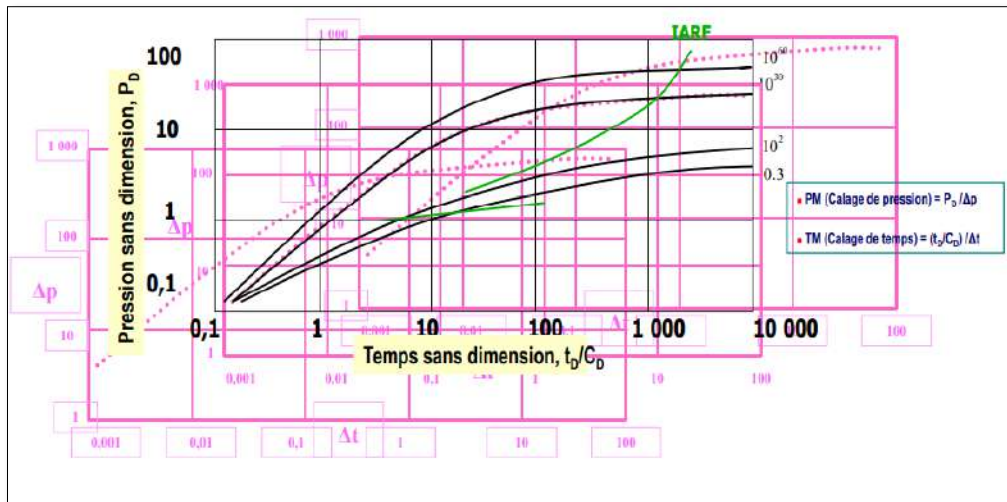


Figure III.6 : Détermination des paramètres du réservoir à partir des courbes types pour un essai build up.

3.1.3. Inconvénients des courbes types de GRINGARTEN

L'utilisation de cette méthode présente les inconvénients suivants :

- Valable seulement pour le cas d'un réservoir homogène avec limite infini ;
- Difficulté de superposer dans le cas de skin fortement positif ;
- La détermination de P^* n'est pas possible ;
- Pour des valeurs de groupe C_{De}^{2S} très grandes, on ne peut pas distinguer une courbe type unique pour l'interprétation, et par la suite on aura plusieurs h k et S .

3.2. Courbes types de RAMEY

Chaque courbe de la famille de courbes types de RAMEY est un graphique de pression en fonction du temps ploté sur un papier log-log les deux paramètres temps et pression sont plotés sous forme adimensionnelle : [13]

$$p_D = \frac{kh(P_i - P_{wf})}{141.2qB\mu} \quad (III.20)$$

$$t_D = \frac{0.000263kh.\Delta t}{\phi\mu C_t r_w^2} \quad (III.21)$$

L'avantage de Courbes types de RAMEY est de déterminer exactement la période transitoire, donc on peut avoir facilement la pente correcte dans le plot semi-log, donc la détermination de la perméabilité et le skin.

Les inconvénients de Courbes types de RAMEY :

- ▶ Valables uniquement pour le cas d'un réservoir homogène avec limite infinie. (Ils sont applicables dans un régime transitoire ; écoulement radial) ;
- ▶ L'effet de capacité de puits doit être $\gg 0$.

3.3. Courbes types de Mc KINLEY

Chaque courbe de la famille de courbes types de Mc KINLEY est un graphique de temps (min) en fonction du groupe $5.615\Delta p/qB$ ($\text{ft}^3 \text{ day/RB}$) ploté sur un papier log-log. [13]

Les Courbes types de Mc KINLEY présente les inconvénients suivants :

- Valables pour le cas d'un réservoir homogène avec limite infinie.
- On ne peut pas déterminer le skin (considéré égale à zéro)
- L'effet de capacité de puits doit être $\gg 0$.

4. La Dérivée

Les courbes types étaient un outil puissant pour l'identification des régimes d'écoulement pendant la période de dominance de l'effet de capacité ou de comportement radial infini du réservoir ; cependant et à cause de la similarité qui existe entre les différentes courbes types surtout pour des valeurs très élevées de la variable adimensionnelle CDe^{2s} il est difficile d'obtenir une solution unique du problème posé et trouver les vraies caractéristiques du réservoir. [1]

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 :

- ▶ $dP_D/d\ln\left(\frac{t_D}{C_D}\right)$ Pour Drawdown
- ▶ $dP_D/d\ln\left(\frac{t_p+\Delta t}{\Delta t}\right)$ Pour Buildup

La dérivée est représentée sur un graphique log-log comme une courbe type voir figure (III.7)

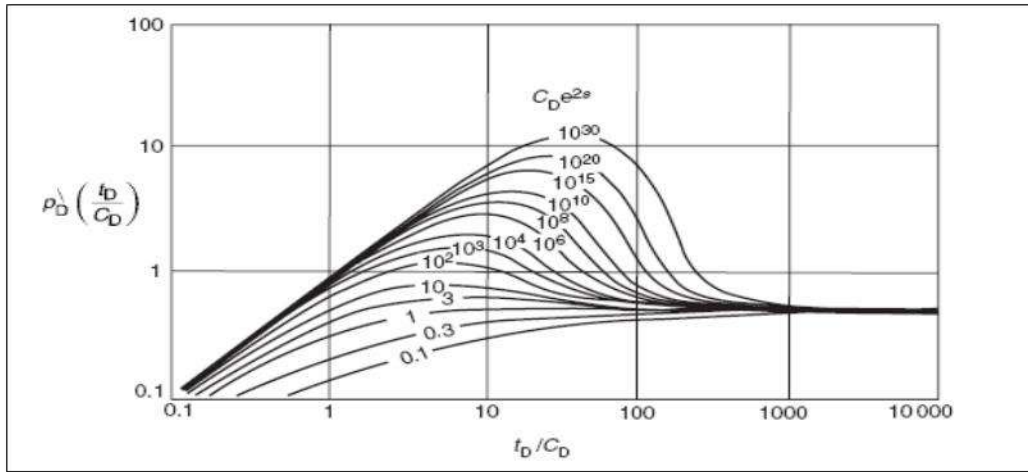


Figure III.7 : Les courbes de dérivée de pression selon Bourdet.

4.1. Avantages de la dérivée

L'utilisation des courbes de la dérivée fournit les avantages suivants :

- ▶ Les hétérogénéités difficilement observé sur le plot de courbes type est amplifié sur la dérivée
- ▶ Les régimes d'écoulement sont facilement distingués
- ▶ Le tracé de la dérivée nous offre la possibilité de traiter plusieurs régimes dans une seule courbe.
- ▶ Elles fournissent un moyen pour l'amélioration des résultats obtenus par courbes types d'où l'augmentation de la précision.

4.2. Propriétés de la dérivée

4.2.1. Écoulement radial circulaire

En écoulement radial circulaire la pression sans dimension s'exprime en débit par : [14]

$$\bullet P_D = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0.81 + 2S) \quad (\text{III.22})$$

$$\bullet P_D = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{t_D}{C_D} + 0.81 + \ln C_D \exp(2S) \right) \quad (\text{III.23})$$

$$\bullet P'_D = \frac{dP_D}{d \ln \frac{t_D}{C_D}} = 0.5 \quad (\text{III.24})$$

$$(P'_D = \frac{1}{2} \rightarrow \text{Droite horizontale ordonnée } \frac{1}{2})$$

4.2.2. Effet de capacité de puits

Pendant que l'effet de capacité de puits est dominant la pression sans dimension s'exprime par :

$$P_D = \frac{t_D}{C_D} \quad (\text{III.25})$$

$$P'_D = \frac{dP_D}{d \ln \frac{t_D}{C_D}} = \frac{t_D}{C_D} \cdot \frac{dP_D}{d \frac{t_D}{C_D}} \quad (\text{III.26})$$

$$P'_D = \frac{t_D}{C_D} \quad \text{Droite de pente 1 dans le diagramme } P'_D, \frac{t_D}{C_D}$$

4.2.3. Comportement de la dérivée de pression

- La pression et la dérivée de la réponse de pression montrent clairement, aux temps courts du log-log, une ligne droite de pente 1 indicative de la capacité de puits pure, la dérivée se superpose à la courbe de pression pendant la période de capacité de puits.
- Elle se stabilise aux temps longs, quand le régime d'écoulement radial est pleinement établi.
- Entre les deux régimes d'écoulement caractéristiques, la réponse dérivée prend forme d'une bosse. (Voir la figure III.8)

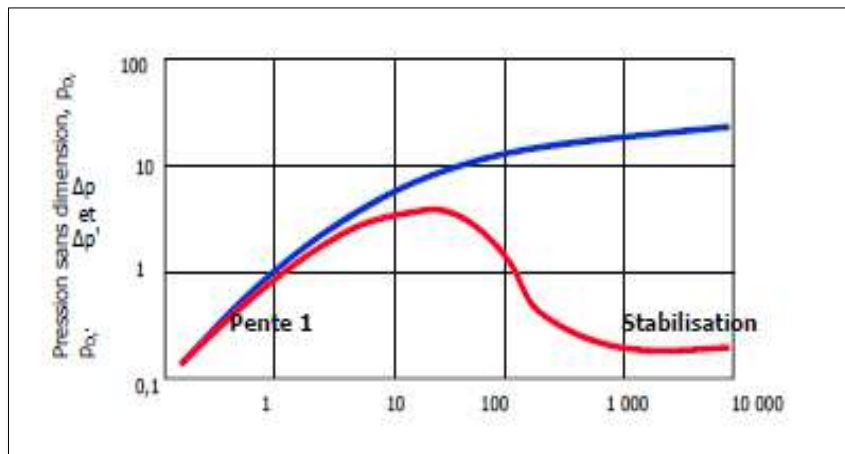


Figure III.8 : Dérivé de pression.

4.3. Interprétation à l'aide des planches de courbes types avec la dérivée

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.

CHAPITRE III : Méthodes d'interprétations des essais de puits

- ▶ 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 (figure III.9). [3]

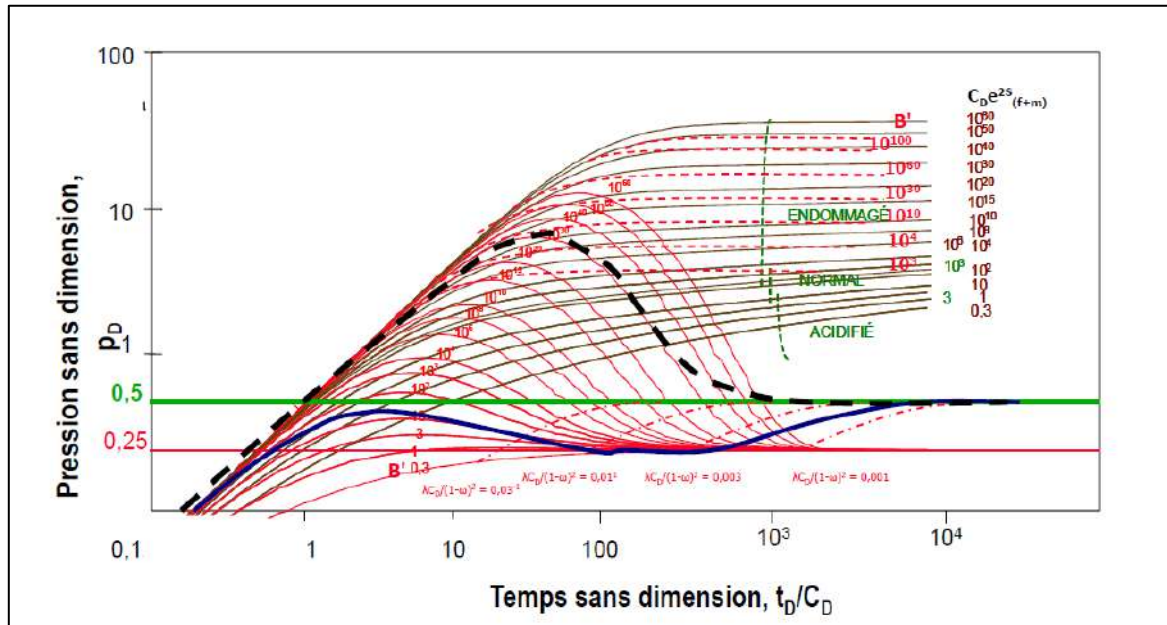


Figure III.9 : Courbe de type pression et dérivée d'un réservoir homogène.

5. Interprétations des essais des puits à gaz

Après avoir détaillé les solutions de l'équation de diffusivité, qui a été dérivée pour analyser des puits à huile ont été développés en tenant compte de :

- ▶ La compressibilité basse et constante
- ▶ La viscosité constante
- ▶ Le gradient de basse pression dans le réservoir

Dans un puits à gaz, la viscosité et la compressibilité varient avec la pression. Pour utiliser les mêmes équations développées pour les puits à huile, les pseudo-fonctions de gaz réel ont été introduites.

La pseudo-pression du gaz réel prend en compte la variation des propriétés du gaz. L'objectif est de maintenir les équations de gaz linéaires (comme pour l'huile). [3]

Le tableau ci-dessus indique le passage de la pression adimensionnelle au pseudo pression.

- Note : unité US (q en Bbl /day, q_{sc} 10^3 scft /day)

Tableau III.2 : les solutions de l'équation de diffusivité pour Huile et Gaz.

		Pression sans dimension	Pente de la droite semi-log
Huile		$p_D = \frac{kh}{141.2qB\mu} (P_i - P_{wf})$	$m = 162.6 \frac{qB\mu}{kh}$
Gaz	P	$p_D = \frac{kh P T_{SC}}{25150 \mu Z T q_{sc} P_{SC}} (P_i - P_{wf})$	$m = 28955 \frac{q_{sc} \mu Z T}{kh P} \frac{P_{SC}}{T_{SC}}$
	P²	$p_D = \frac{kh T_{SC}}{50300 \mu Z T q_{sc} P_{SC}} (P_i^2 - P_{wf}^2)$	$m = 57910 \frac{q_{sc} \mu Z T}{kh} \frac{P_{SC}}{T_{SC}}$
	Ψ	$p_D = \frac{kh T_{SC}}{50300 T q_{sc} P_{SC}} (\Psi - \Psi_{wf})$	$m = 57910 \frac{q_{sc} T}{kh} \frac{P_{SC}}{T_{SC}}$

6. Méthodologie d'interprétation

Pour l'analyser les données de pressions et de débits de l'essai afin d'obtenir un modèle qui décrit au mieux un système (S). Un modèle est toujours composée trois partie chronologique. (Voir figure III.10)

a. Réponse du puits (Temps Courts)

- ⇒ Capacité de puits
- ⇒ Fracture de conductivité infinie : Régime d'écoulement linéaire
- ⇒ Fracture de conductivité finie : Régime d'écoulement bilinéaire

b. Réponse du réservoir :(Temps Intermédiaires)

- ⇒ Comportement de réservoir homogène
- ⇒ Comportement double porosité

c. Limites (Temps Longs)

- ⇒ Réservoir infini, une limite étanche
- ⇒ Réservoir infini, limites d'écoulement parallèles
- ⇒ Réservoir fermé (écoulement pseudo-permanent)

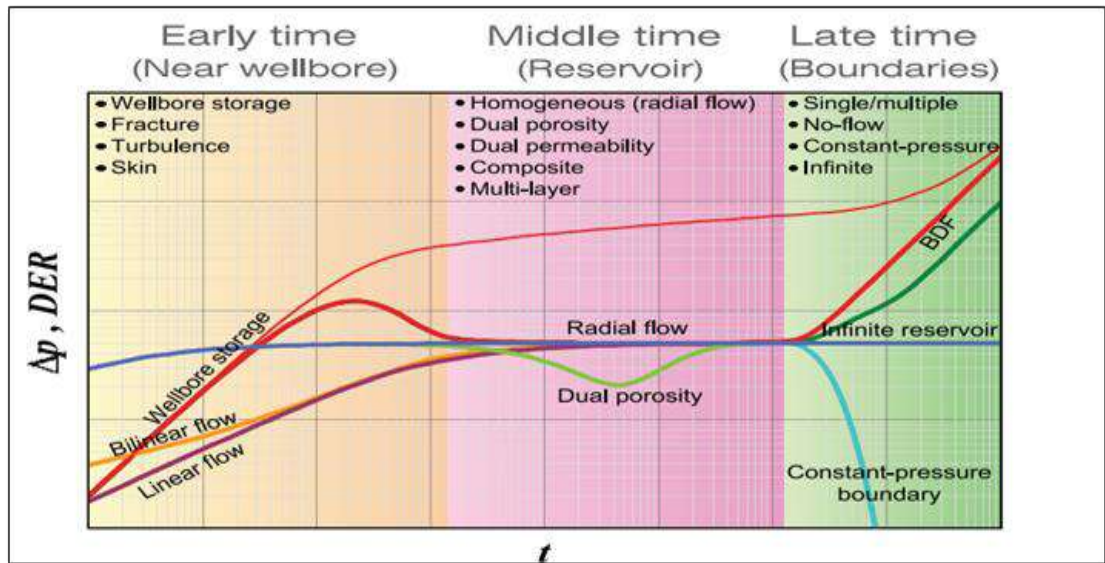


Figure III.10 : Méthodologie d'interprétation.

7. Conclusion

Les techniques d'essai modernes sont fondées sur une méthodologie d'interprétation des essais en réservoir qui peut être appliquée à de nombreux types d'essais de la même façon. En général, les essais, comme les autres mesures dans un puits, doivent être justifiés et planifiés à l'avance.

Ces dernières années, les techniques d'interprétation des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. À côté des méthodes d'interprétation conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, les méthodes planches de courbes types permettant de résoudre le problème de la non unicité de solutions par un meilleur choix de modèle initial basé sur le diagnostic de réponse pour localiser les différents régimes apparus au cours du test.

L'introduction de la dérivative qui permet un diagnostic complet d'un modèle puits/réservoir/limite sur un seul graphe log-log, n'exclut pas la méthode d'analyse de la courbe type ; elle l'améliore.

Enfin la combinaison des deux techniques conventionnelles et avec courbe types est souvent utilisée pour obtenir des résultats plus précis.

Chapitre IV :

Cas d'étude

1. Présentation du champ de Djebel Bissa-Hassi R'mel

Un gisement pétrolier est un système de réservoir constitué de roches poreuses contenant des hydrocarbures à l'état liquide ou gazeux, piégés par des barrières imperméables. Parmi les grands gisements gaziers dans le monde, on trouve le champ de Hassi R'mel qui s'étend sur une superficie d'environ 3 700km², c'est un gisement de gaz à condensât avec présence d'un anneau d'huile assez important sur sa périphérie Est et Sud.

Le champ de Hassi R'mel est composé de (04) principaux réservoirs gréseux d'âge triasique, nommés : A, B, C et la Série Inférieure, séparés entre eux par des bancs argiles ; la couverture est formée par les argiles et le sel du Trias, le Lias salifère et le Lias anhydritique.

À la périphérie Sud et Sud-Ouest, deux structures satellitaires qui lui y sont rattachées. Au Sud-Ouest, la structure anticlinale de Djebel Bissa (DJB) est un gisement de gaz, séparée du reste du champ par une faille normale Nord-Sud de fort rejet.

1.1.Situation Géographique de Djebel Bissa

Le champ du Djebel Bissa est situé à l'extrémité sud-ouest de l'anticlinorium de Hassi R'mel dont il fait partie intégrante sous la forme d'une petite structure locale, et au Nord-Ouest de Hassi R'mel Sud. Il est situé entre les coordonnées (LSA) :

- X : 500 000 - 532 000
- Y : 216 000 - 244 000

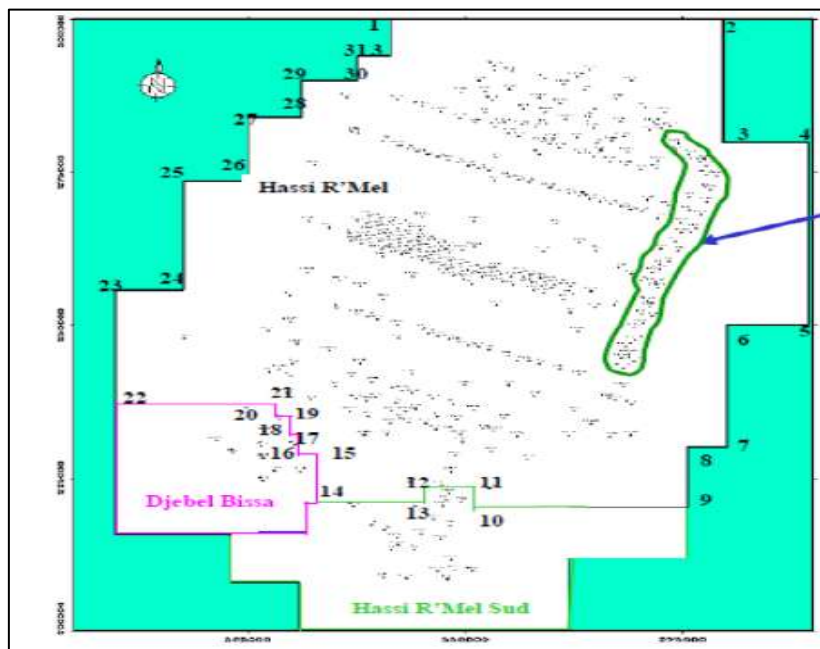


Figure IV.1 : Plan de position de Djebel Bissa.

1.2. Historique de recherche

La structure anticlinale de Djebel Bissa a été mise en évidence par les travaux de la sismique de réflexion réalisés en 1969 et 1973, et interprétés en 1974. Le réservoir est atteint avec le premier forage dans cette zone par DJB-1 en 1977, où du gaz à condensat a été rencontré dans les grès triasiques du niveau « C » à une profondeur moyenne de 2 114 mètres sur une hauteur moyenne de 12m pour une pression initiale de 311kg/cm² identique à celle d'Hassi-R'mel.

En mars 1977 et pendant l'exécution du test D.S.T, une grave éruption s'est produite, cette dernière a pu être maîtrisée en surface sans qu'elle le soit au fond, en effet celle-ci s'est transformée en éruption souterraine non contrôlée.

Depuis, 11 puits ont été forés (DJB1bis à DJB11). Ces derniers ont permis de délimiter le réservoir et ont confirmé qu'une très importante déplétion s'est produite avec une éventuelle perte considérable des réserves qui ont dû migrer vers les terrains sus-jacents.

En décembre 1983, un puits d'observation DJB1-Lias a été foré avec pour objectif essentiel la reconnaissance des chemins suivis par le gaz ainsi que la délimitation du Lias carbonaté et l'évaluation de sa pression.

Le forage de ce puits d'observation avait pour objectif l'isolation sur DJB01, des fenêtres existantes plus hautes dans le tubage et éventuellement l'arrêt de la fuite de gaz vers la surface et la nappe Albienne.

Actuellement, le puits DJB01 est abandonné avec des bouchons de ciment et un train de packers type LYNES a été ancré.

Le champ a été mis en production que 10 années plus tard, en 1987 par la mise en service de 4 puits (DJB01b, 02 ; 05 & 06).

Le champ a été mis en production que 10 années plus tard, en 1987 par la mise en service de 4 puits (DJB01b, 02 ; 05 & 06).

1.3. Statuts des puits de Djebel Bissa

Actuellement, la structure de Djebel Bissa est reconnue par Quatorze (14) puits répartis comme suit :

Tableau IV.1 : Statuts des puits de DJB-Hassi R'mel.

Puits	Statut	Observation
Djb001	Abandonné	
Djb001 bis	En service	Producteur de gaz
Djb002	En service	Producteur de gaz
Djb003	Observation	Pour suivi des pressions et plan d'eau.
Djb004	Abandonné	Puits sec.
Djb005	Fermé	Salinité élevée
Djb006	Fermé	Salinité élevée
Djb007	Observation	Pour suivi des pressions et de plan d'eau.
Djb008	Observation	Pour suivi des pressions et de plan d'eau.
Djb009	Abandonné	Réservoir aquifère.
Djb010	Observation	Pour suivi des pressions et de plan d'eau.
Djb011	Abandonné	Puits sec.
Djb001 lias	Observation	
Djbw001 bis	Observation	

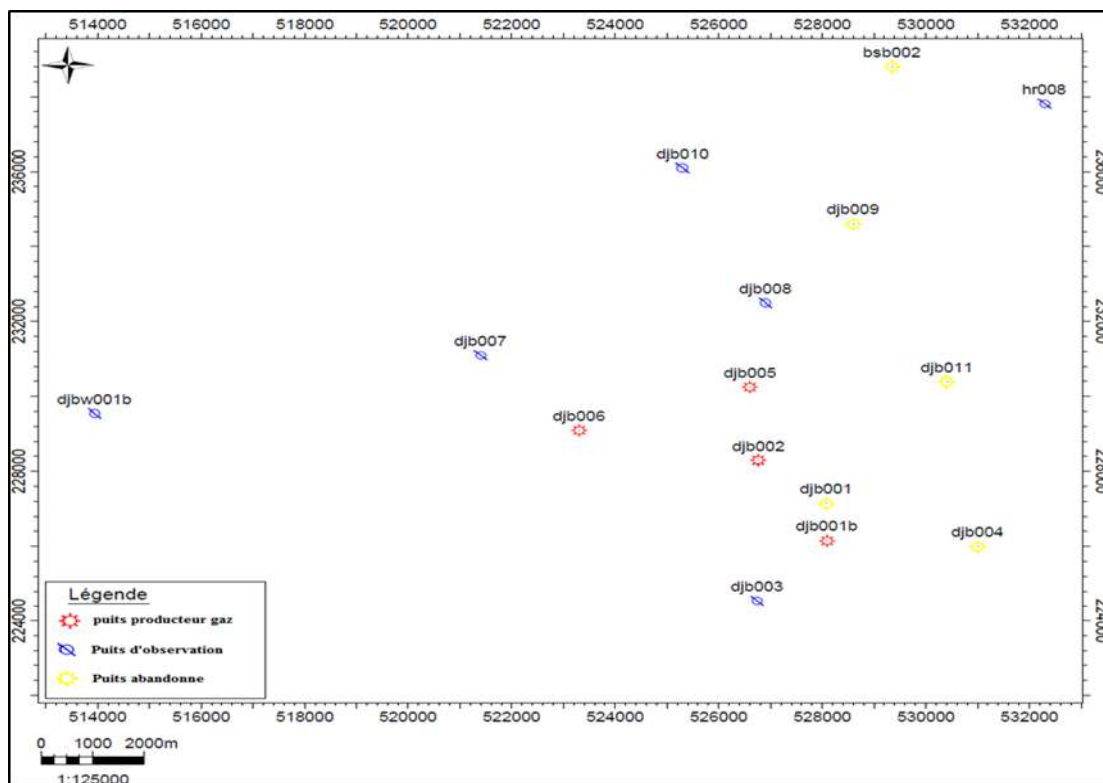


Figure IV.2 : Plan de positionnement des puits de Djebel Bissa.

1.4. Cadre géologique

1.4.1. Description Structurale locale

La structure de Djebel Bissa est séparée de Hassi-R'Mel par un synclinal d'orientation NNO, bordée par deux failles normales continues. La structure s'appuie sur la faille occidentale du synclinal et présente une direction subméridienne.

La Carte en isobathes au toit de réservoir "C" montre une structure sous forme d'un anticlinal de forme sub-arrondie ayant entrecoupé par un réseau de failles moyennement intense ou on remarque dans la partie centre des soulèvements tel que aux alentours des puits DjB001, DjB002 sa culmine à environ -1 380 m (voir Annexe 1).

1.4.2. Stratigraphie

La stratigraphie du Djebel Bissa est similaire de celle du champ de Hassi R'mel (Annexe 2), mais le Trias Argilo Gréseux « T.A.G » présente des variations d'épaisseur et de faciès du Nord vers le Sud et d'Est vers l'Ouest.

- **Le S4** : se présente le plus souvent en bancs de sel massif cristallin. Il est plus important dans la zone Sud et Est de la structure Djebel Bissa, et présente des variations d'épaisseurs et biseautages du Sud vers le Nord, et de l'Est vers l'Ouest (Annexe A).
- **L'argileux inférieur** : c'est un ensemble formé essentiellement d'argile brune salifère avec quelques passées de sel, son épaisseur est très réduite dans la région étudiée.
- **Le réservoir "C"** : les grès du **Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)**, formant le niveau « C », identifié uniquement dans cette structure, et constituant le réservoir principal. Il est composé de grès moyen à grossier, très peu cimenté, avec de nombreux conglomérats à galets de quartz.
- **La Série Inférieure** : formée par des alternances argile-grès organisées en séquences décimétriques à métriques, et des roches volcaniques (andésites), son épaisseur est varié d'est vers l'Ouest d'ordre quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

La couverture sédimentaire du trias, est assurée par une épaisse série salifère et argileuse dulias avec, à la base des argiles franches et un niveau de dolomie (appelé repère D2), pouvant être gazifière. L'épaisseur de cette couverture dépasse les 500 m.

1.4.3. Lithologie du Trias de Djebel Bissa

Le champ de Djebel Bissa (DJB) constitue une extension du niveau C du réservoir Triasique Argilo-Gréseux de Hassi-R'Mel dans la direction Sud-Ouest de ce dernier. Le réservoir principal, C présente les mêmes caractéristiques que le "C" présent au niveau du champ de Hassi-R'Mel.

L'analyse des diagraphies et des descriptions de carottes a montré que le Trias du Djebel Bissa est subdivisé en quatre formations (Figure IV.3) qui sont de haut en bas :

- ⇒ **D2** : niveau Dolomitique vacuolaire, rarement compact par endroit de couleur Gris-clair, et c'est un réservoir potentiel à Gaz (PG = environ 300 Kg/cm²). Non exploité pour l'instant. Son épaisseur varie entre 4 à 9m à travers le gisement.
- ⇒ **Le TS4** : se présente le plus souvent en bancs de sel massif cristallin rose à blanc translucide. Il est plus important dans la zone Sud et Est de cette structure, en termes d'épaisseur.
- ⇒ **L'argileux inférieur** : C'est un ensemble formé essentiellement d'argile brune salifère avec quelques passées de sel.
- ⇒ **Le réservoir, C** : il s'étend de la partie Est du champ de Hassi-R'Mel vers Djebel Bissa où il forme le réservoir essentiel de ce champ. Son épaisseur peut atteindre jusqu'à 24 m.

Avec :

- ✚ Une porosité en moyenne de 16 % ;
- ✚ Une perméabilité équivalente à 700 mD ;
- ✚ Une saturation en eau est d'environ 15 %.

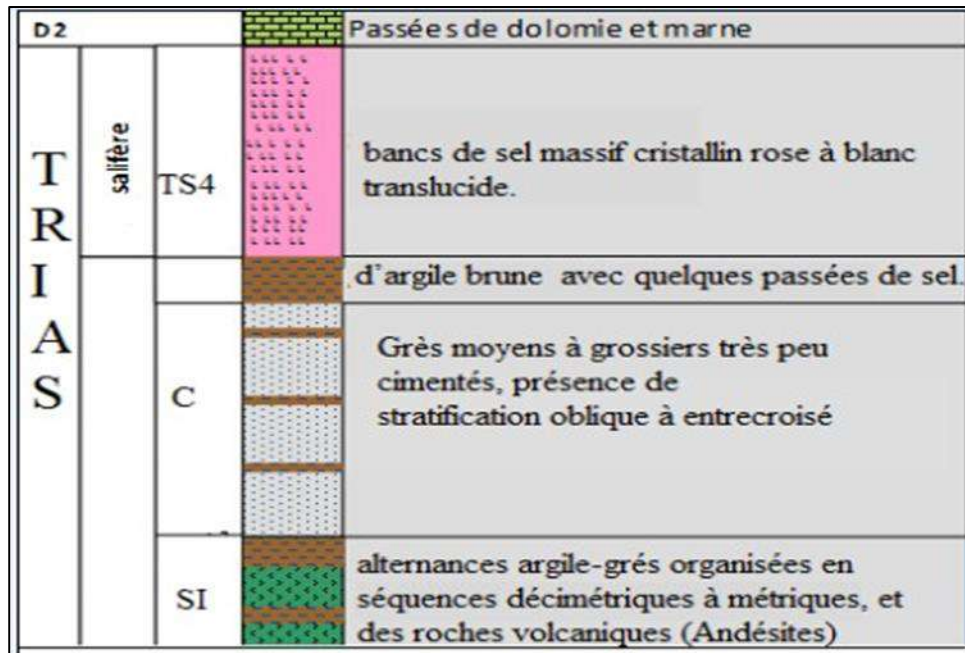


Figure IV.3 : Trias champ de Djebel Bissa.

2. Historique de puits candidat

Le puits DJBW001bis est un puits d'observation (suivi de pression), il a été foré en 1981 dont l'objectif est d'explorer le réservoir Trias argilo-gréseux (niveau C : gaz à condensât) et délimiter l'extension du champ de DJB. En 2021, et afin de l'exploiter, le puits DJBW001bis a subi un Work Over et complété avec Tubing 5" et Liner 7". Par la suite, un test PDRP (Pression Dynamique Remontée de Pression), qui est l'objet de cette étude, a été réalisé sur ce puits.

La figure V.1 montre l'historique de la pression de fond statique du puits. La chute de la pression remarquable dans la figure suivante est la preuve d'une communication entre le réservoir du puits DJBW001bis et les autres puits du champ de DJB.

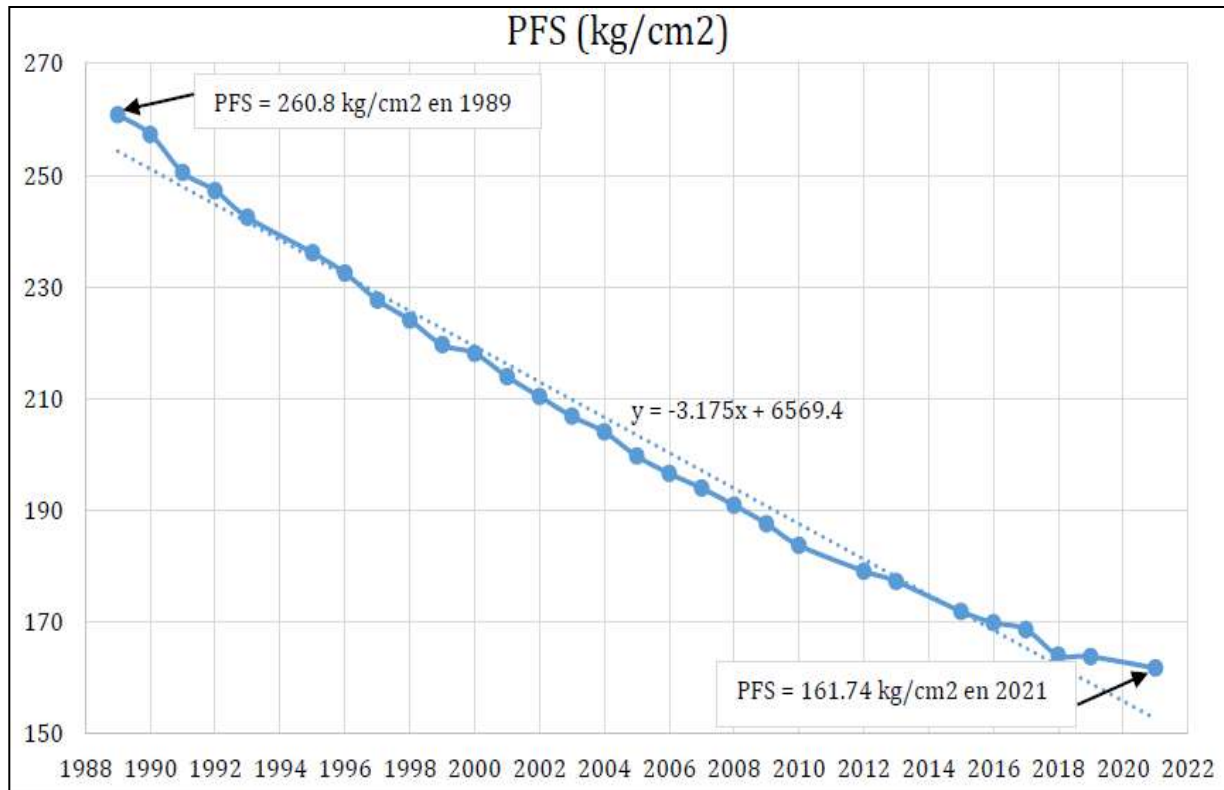


Figure IV.4 : Historique PFS du puits DJBW001bis.

3. Interprétation du test de remontée de pression

3.1. Données de base

- ❖ Date de test : du 03 au 08 Décembre 2021
- ❖ Type de test : PDRP
- ❖ Société de service : ENSP
- ❖ Formation testée : Trias argilo-gréseux (niveau C)
- ❖ Intervalle perforé : 2196m – 2199m
- ❖ Côte gauge : 2153m

3.2. Déroulement du test

Le test réalisé en travaux PDRP, avec séparateur horizontal ENSP-HP1440 psi, et Amérada ancré à 2153m, a été déroulé avec trois périodes de débits à différentes duses 40/64, 48/64 et 52/64 suivi d'une fermeture de 14 heures. Puis une autre ouverture avec duse 60/64 suivi par la deuxième fermeture (remontée de pression) d'une durée de 42 heures (deuxième Build up qui est l'objet de cette interprétation).

CHAPITRE IV : Cas d'étude

3.3. Résultats du test-séparateur

Selon le test, la production du puits est anhydre. Le puits a produit que du gaz avec condensât coloré aux conditions de séparation cités dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Résultats du test sur séparateur.

Duses (in)	40/64	48/64	52/64	60/64
Date du test	05/12/2021	05/12/2021	05/12/2021	06/12/2021
Pression de tête dynamique (psi)	1767	1660	1597	1442
Pression de tête statique (psi)	1893	1893	1893	1893
Pression de ligne (psi)	820	799	817	825
Température de tête (°F)	95	104	106	107
Pression de séparation (psi)	805	770	800	795
Densité de gaz (g/cm ³)	0,67	0,67	0,67	0,67
Densité de condensât (g/cm ³)	0,71	0,721	0,727	0,735
Débit de gaz (stm ³ /j)	351742	420665	481738	580099
Débit de condensât (stm ³ /j)	42,32	46	51,33	61,38
G O R (m ³ /m ³)	8311	9145	9385	9451
Richesse (g/l)	85,42	78,84	77,46	77,77
Débit d'eau Produit (m ³ /j)	0	0	0	Traces
Couleur du condensât	Marron	Marron	Marron	Marron

3.4. Résultats du test-pression de fond

Tableau IV.3 : Résultats du test de la pression de fond.

Périodes du test	Côte de mesure : 2153 m					
	1er débit (3 h)	2 ^{ème} débit (3 h)	3 ^{ème} débit (3 h)	1 ^{er} BU (14 h)	4 ^{ème} débit (6 h)	2 ^{ème} BU (42 h)
Pression Fond (psi)	2216	2161	2135	2303	2070	2302
Température fond (C°)	81	80.5	80.5	82	80	82

3.5. Gradient de pression de fond statique

Tableau IV.4 : Gradient pression de fond statique.

Profondeur (m)	Température (°C)	Pression (Kgf/cm ²)	Gradient (°C/100m)	Gradient (Kgf/cm ² /m)
0	28,95	133,09		
500	31,54	138,8	0,52	0,01143
1000	41,84	145,97	2,06	0,01433
1500	55,64	152,98	2,76	0,01402
2100	71,46	161,87	2,64	0,01481
2191	80,93	162,57	10,41	0,00772

Un fluide avec un gradient de 0.014 kg/cm²/m a occupé toute la colonne du puits pendant le test. Ce fluide est de gaz.

3.6. Données nécessaires à l'interprétation

- ❖ PFS (psi) = 2307
- ❖ r_w (in) = 4.25
- ❖ C_f (psi⁻¹) = 4.6737E-6
- ❖ d_g = 0.676
- ❖ GOR (Sm³/Sm³) = 9451
- ❖ T_r (C°) = 82
- ❖ h_u (m) = 3
- ❖ ϕ (%) = 16.5
- ❖ d_o = 0.735
- ❖ P_{sep} (psi) = 795

3.7. Paramètres PVT

En utilisant Saphir, les paramètres PVT sont calculés avec différentes corrélations :

Tableau IV.5 : Paramètres de PVT.

Paramètre	Valeur	Corrélation utilisée
Z	0.864	Dranchuk
μ_g	0.0178 cp	Lee et al.
μ_o	0.1726 cp	Beggs Robinson
B_g	0.00677 m ³ /stm ³	Internal
B_o	1.68 m ³ /stm ³	Glaso
C_t	4.39428E-4 psi-1	

4. Résultats d'interprétation avec Saphir

Cette interprétation a été faite par le logiciel Saphir en utilisant la méthode de semi log et la méthode de la dérivée.

4.1. Résultats de l'historique de pression

L'historique des débits et des pressions du test sont représentés ci-dessous :

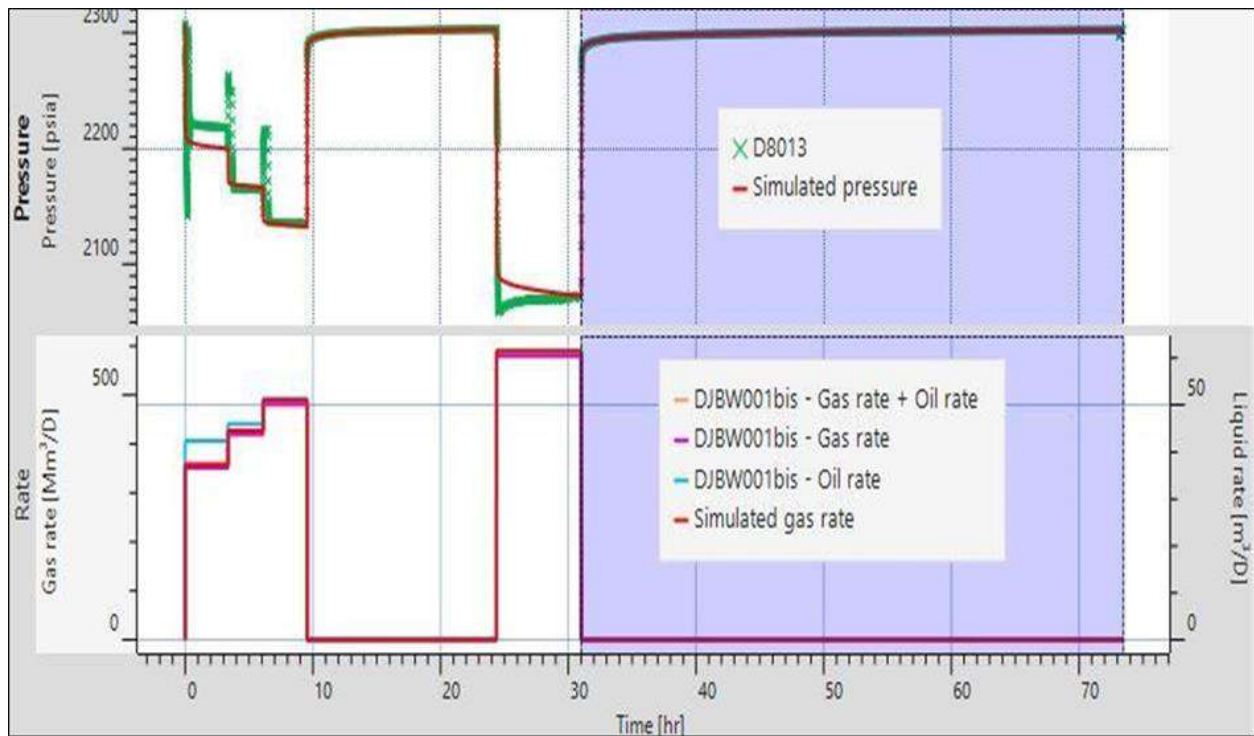


Figure IV.5 : Historique des pressions et débits.

4.2. Résultats des plots semi log et log log

Les figures 3 et 4 sont respectivement le semi log plot et le log log plot de la pression et de sa dérivée en fonction du temps.

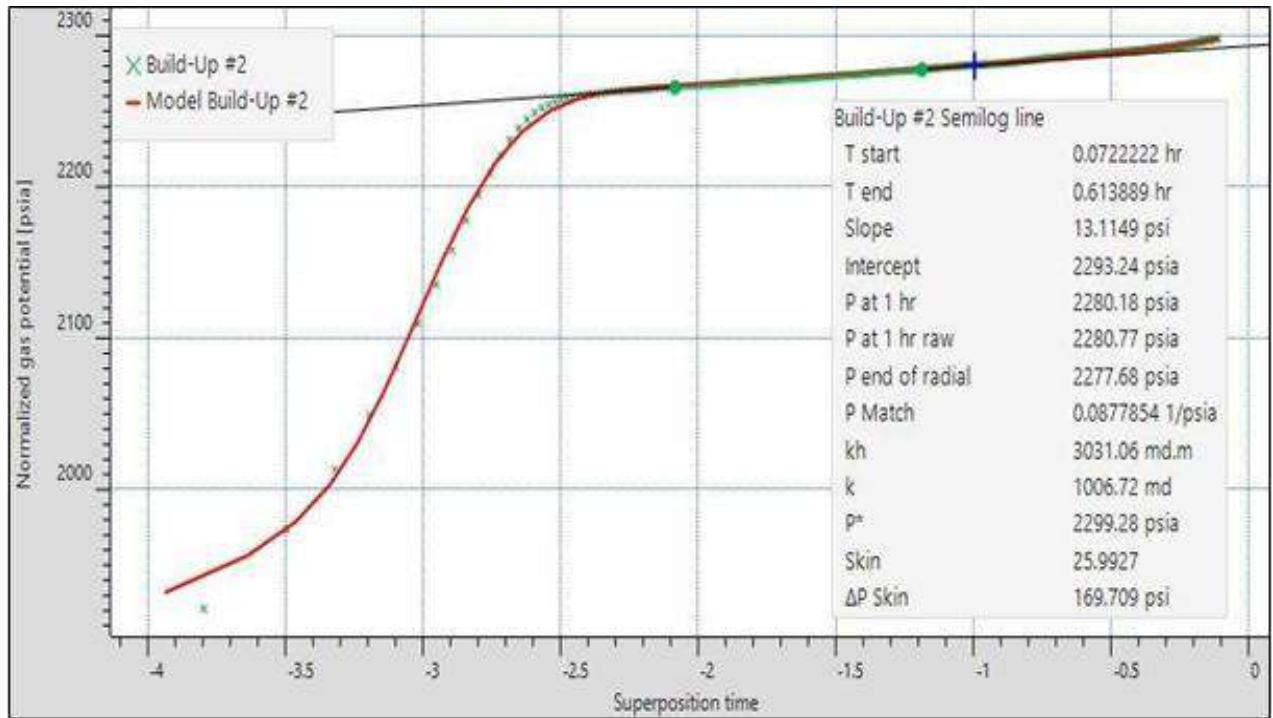


Figure IV.6 : Plot semi log de la pression BU.

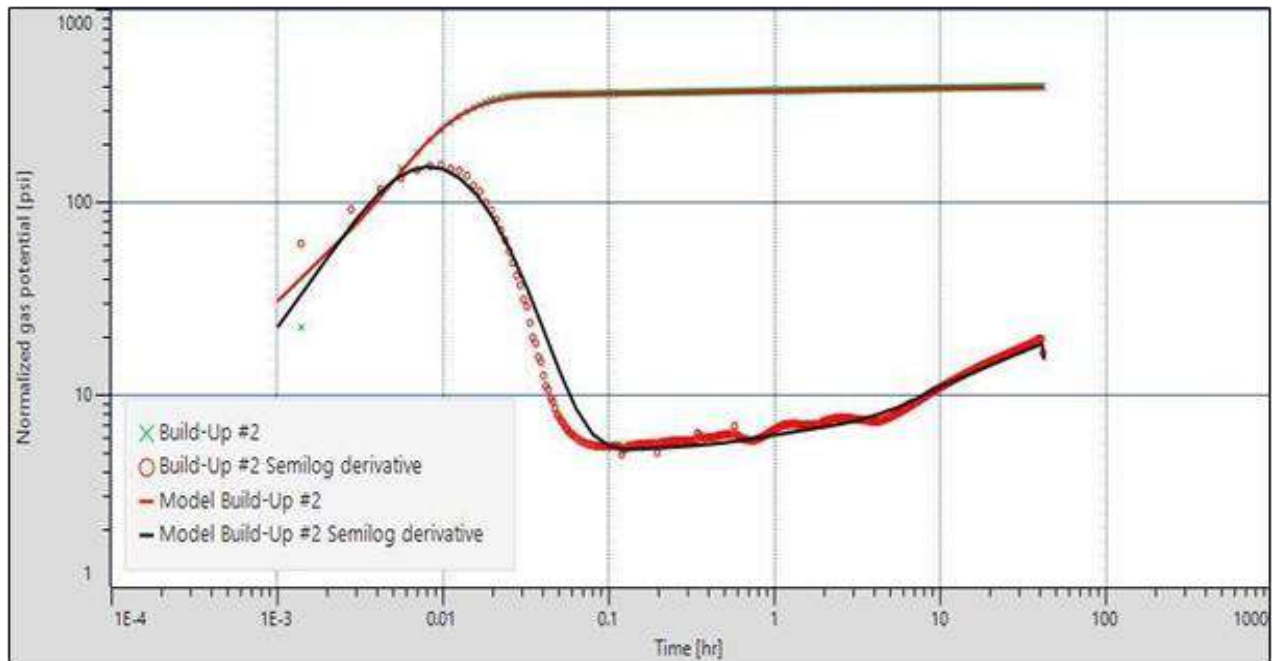


Figure IV.7 : Plot log log de la pression BU et de sa dérivée.

4.3. Résultats du modèle retenu

Tableau IV.6 : Résultats du plot log log.

Well & wellbore			
Wellbore model	Changing hegeman		
C[Final]	0.0212696	bbl/psi	
Ci/Cf	2.55049		
Delta_t	0.0235478	hr	
Well	Vertical		
Skin	8.75062		
dS/dQ	0.0314061	1/Mm ³ /D	
Total skin	27.2625		
Total skin pressure drop	166.647	psi	
Turbulence skin pressure drop	113.158	psi	
Turbulence skin	18.5119		
Reservoir & boundary			
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Parallel faults		
Pi	2307.53	psia	
k_eq.h	3160.14	md.m	
k_eq	1049.59	md	
h	3.01082	m	
φ	0.164893		
S	No flow	152.753	m
N	No flow	374.604	m

4.4. Diagnostic des data

L'allure de la courbe de la dérivée de pression (avant le smoothing) est marquée par un bruit sur le plot log log (voir Figure V.5). Pour distinguer si ce phénomène est dû à un comportement du puits (fuite en surface, communication du tubing, changing wellbore storage, phase redistribution, gauge malfunction...) ou bien à une réponse du réservoir, la PPD (Primary Pressure Derivative dP/dt) fait l'objet de ça. Théoriquement, quel que soit l'écoulement des fluides dans le réservoir la PPD est toujours constante ou décroissante. Par contre, un accroissement de la PPD indique purement un mouvement à l'intérieur du puits.

La figure V.5 montre un accroissement de la PPD durant la période qui coïncide avec le bruit sur la dérivée de la pression, ce qui indique que la pression dans cette période de mesure est affectée par un phénomène de wellbore et non pas une réponse de réservoir.

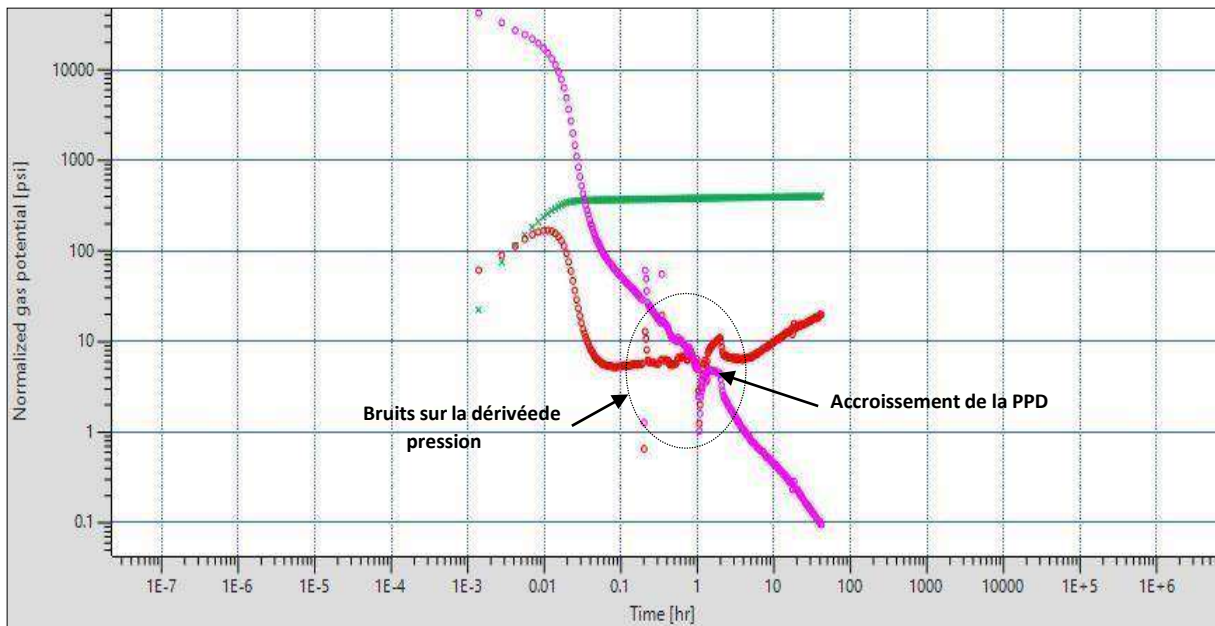


Figure IV.8 : La PPD avec le plot log log.

4.5. Analyse du plot log log

Un raisonnable match a été obtenu dans le plot de l'historique, le plot semi log et le plot log log. Ils sont représentés sur les figures figure 2, 3 et 4 respectivement. Les résultats obtenus à partir de la droite de semi log (voir Figure 3) sont très proches à ceux obtenus à partir de la dérivée de pression (voir Tableau.4).

A l'issue de l'interprétation de la courbe de la dérivée de pression, trois périodes de temps sont identifiés (voir Figure 6) : early time, middle time and late time :

➤ Effet de wellbore (early time) :

Un changing wellbore storage (decreasing) a été observé dans la dérivée qui est due à la redistribution des phases au fond du puits (changement de compressibilité du fluide de fond, écoulement du gaz et de condensât simultanément).

➤ Une zone de transition (hump) :

Sépare entre l'effet de wellbore storage et l'effet de IARF, cette zone combine l'effet de wellbore storage et le skin.

Le grand écart entre la courbe de pression et la stabilisation de sa dérivée montre l'existence d'un skin positive (skin total = 27). Ce skin total est la somme de deux skins, le skin mécanique et le skin de turbulence (non Darcy flow). Le skin mécanique ($S_m = 8$) est probablement dû à l'endommagement de la formation par la boue (pendant l'opération de ré-complétion) et/ou à l'accumulation et le blocage du condensât aux abords du puits (Condensât Banking). Le skin

de turbulence ($S_t = 18$) est dû à l'écoulement turbulent du gaz aux abords des perfos ; il est caractérisé par rate dépendent skin ($dS/dQ = 0.031 \text{ 1/Msm}^3/d$) qui est calculée à partir de l'historique des débits du test. Les pertes de charges dues au skin total sont 166 psi.

➤ Effet de réservoir homogène (Middle time) :

Il est marqué par la stabilisation de la dérivée de pression à 0.5 qui caractérise l'écoulement radial (Infinite Acting Radial Flow, IARF). Il est à noter que cette période est affectée par un phénomène de wellbore comme montre le fig.5 (accroissement de la PPD).

➤ Effet des limites (Late time) :

Les limites de drainage du réservoir ne sont pas vraiment claires car la durée du BU n'est pas assez longue pour les éclaircir. Néanmoins, le model de limite le plus proche du réservoir qui match bien les résultats est le chenal (deux barrières parallèles). L'effet de chenal est caractérisé par la réponse du premier bord qui est représenté par la légère stabilisation de la dérivée après l'IARF, suivi par l'écoulement linéaire (droite de pente 0.5) quand le deuxième bord est atteint. Donc, le puits est situé à 153m par rapport à la 1ère barrière et à 375m par rapport à la 2^{ème} barrière.

Le rayon d'investigation atteint par le test est de 1600m.

Théoriquement, le chenal représente deux barrières de perméabilité linéaires, parallèles, infinies et à flux nul. Il peut être : deux feuilles parallèles, dépôts sédimentaires ou variations latérale de faciès. Dans le cas du puits DJBW001bis et en basant sur l'aspect géologique, la barrière du chenal la plus proche au puits est probablement un biseautage (disparition du niveau C) dans la partie sud-ouest du puits. Alors que, l'autre barrière du chenal est probablement une faille ou un changement de faciès.

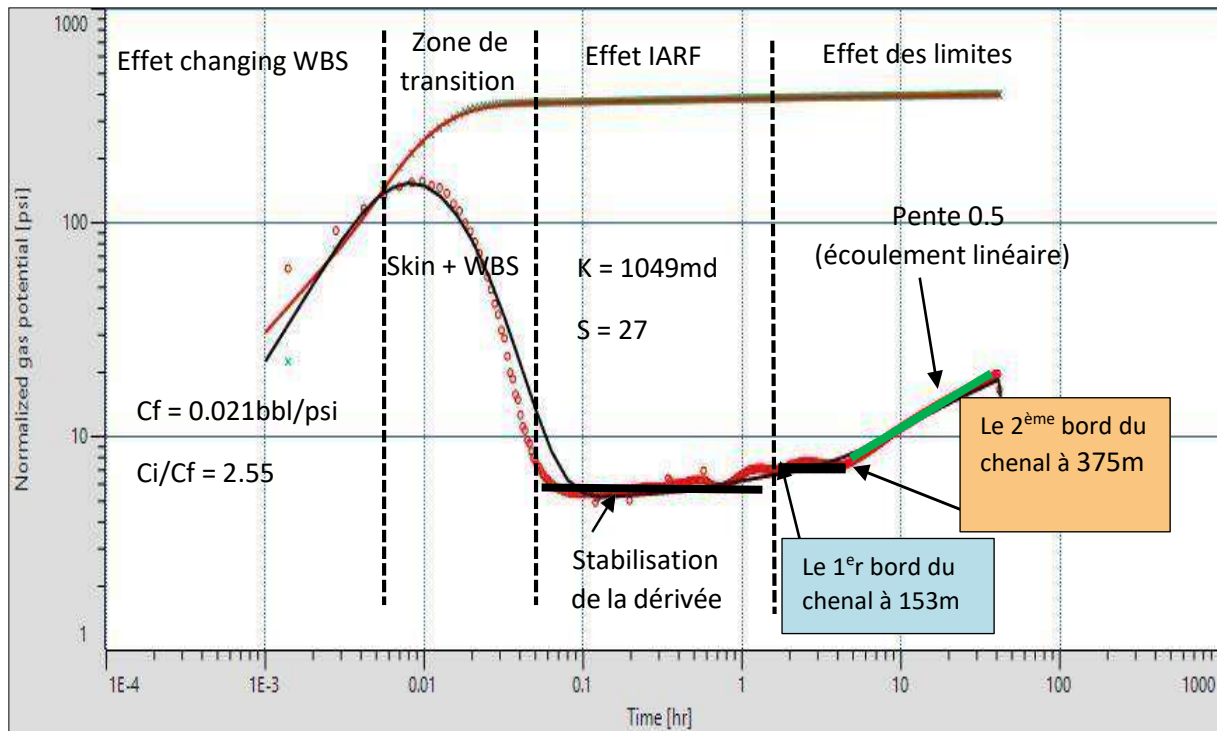


Figure IV.9 : Identification des régimes d'écoulement

Le puits DIBW001bis a produit un débit de gaz de $580.099 \text{ Msm}^3/\text{j}$ et un débit de condensât de $61.38 \text{ sm}^3/\text{j}$ sur une duse de 60/64. Le modèle analytique le plus proche qui représente ce puits est le vertical avec changing wellbore storage, réservoir homogène limité par un chenal. L'interprétation du test de remontée de pression a donné une pression vierge de 2307.53 psi et une très bonne perméabilité de 1049 md. En conséquence, le potentiel du puits paraît être intéressant du point de vue caractéristiques réservoir, pression et production.

5. Recommandations

Pour bien identifier le comportement de puits et atteindre les limites du réservoir, il est préférable de faire des tests Build Up de longue durée, afin d'investiguer au loin. En outre, l'installation d'un enregistreur de pression en tête (enregistrement de pression tête et pression annulaire) pendant la mesure BU est nécessaire pour détecter toute éventuelle fuite qui pourra influencer l'interprétation.

6. Deuxième test PDRP

Suite aux recommandations, après les résultats du test BU réalisé en Décembre 2021, et pour bien identifier le comportement de puits et atteindre les limites du réservoir, un autre test BU de longue durée a été réalisé en Février 2022 après une opération de tube clean. Ce dernier test est l'objet de cette interprétation.

6.1. Interprétation du test de remontée de pression

6.1.1. Données de base

- ❖ Date de test : du 18 Février au 03 Mars 2022
- ❖ Type de test : PDRP
- ❖ Société de service : ENSP
- ❖ Formation testée : Trias argilo-gréseux (niveau C)
- ❖ Intervalle perforé : 2196m – 2199m
- ❖ Côte gauge : 2153m

6.1.2. Déroulement du test PDRP

Le test réalisé en travaux PDRP, avec séparateur vertical ENSP-HP1830 psi, et Amérada ancré à 2153m, en mode isochronal test. Il a été déroulé avec cinq périodes de débits ayant la même durée (6 heures) et alternés par des courts BU de 18 heures de fermeture. Le test se termine par une remontée de pression de longue durée (BU de 142 heures), qui est l'objet de cette interprétation.

6.1.3. Résultats du test-séparateur

Tableau IV.7 : Résultats du 2^{ème} test sur séparateur.

Paramètres / Duses (in)	52/64	60/64	68/64	44/64	76/64
Date du test	21/02/2022	22/02/2022	23/02/2022	24/02/2022	25/02/2022
Pression de tête (psi)	1696	1599	1485	1733	1380
Pression de ligne (psi)	972	966	985	910	1010
Température de tête (°F)	107	108	109	106	105
Température de ligne (°F)	104	106	106	103	103
Pression Annulaire (psi)	1580	1610	1650	1580	1600
Pression de séparation (psi)	920	910	920	900	920

CHAPITRE IV : Cas d'étude

Densité de condensat (g/cm ³)	0.727	0.734	0.734	0.732	0.738
Densité de gaz (g/cm ³)	0.67	0.67	0.67	0.67	0.67
Débit de gaz (stm ³ /j)	370 143	447 136	554 415	284 471	588 927
Débit de condensat (stm ³ /j)	48.59	61.33	76.43	36.42	83.78
G O R (m ³ /m ³)	7618	7291	7254	7811	7029
Richesse (g/m ³)	95.44	100.68	101.19	93.72	104.99
Débit d'eau Produit (m ³ /j)	0.31	2.76	3.30	0.10	1.34
W O R (m ³ /m ³)	0.01	0.05	0.04	0.00	0.02
Salinité Eau (g/l)	42	60	122	108	126
Pression de tête Statique (psi)	1867	1870	1867	1867	1867
PFS (psi)@ 2191m	2300	2300	2300	2300	2300
PFS (psi)@ 2153m	2298	2298	2298	2298	2298
PFD (psi)@ 2153m	2172	2120	2061	2207	2008
Température de fond (C°)	80.90	80.36	79.71	81.45	79.13
Couleur du condensât	Marron	Marron	Marron	Marron	Marron

6.1.4. Données nécessaires à l'interprétation

- ❖ PFS (psi) = 2300
- ❖ r_w (in) = 4.25
- ❖ C_f (psi-1) = 4.6737 E-6
- ❖ d_g = 0.676
- ❖ GOR (Sm³/Sm³) = 7029
- ❖ T_r (C°) = 81
- ❖ h_u (m) = 3
- ❖ ϕ (%) = 17
- ❖ d_o = 0.735
- ❖ P_{sep} (psi) = 920

6.1.5. Paramètres PVT

En utilisant Saphir, les paramètres PVT sont calculés avec différentes corrélations :

Tableau IV.8 : Paramètres PVT.

Paramètre	Valeur	Corrélation utilisée
Z	0.859	Dranchuk
μ_g	0.0177 cp	Lee et al.
μ_o	0.1733 cp	Beggs Robinson
B _g	0.00669 m ³ /stm ³	Internal
B _o	1.68 m ³ /stm ³	Glaso
C _t	4.39428E-4 psi-1	

6.2. Résultats d'interprétation avec Saphir

Cette interprétation a été faite par le logiciel Saphir en utilisant la méthode de semi log et la méthode de la dérivée.

6.2.1. Résultats de l'historique de pression

L'historique des débits et des pressions du test sont représentés ci-dessous :

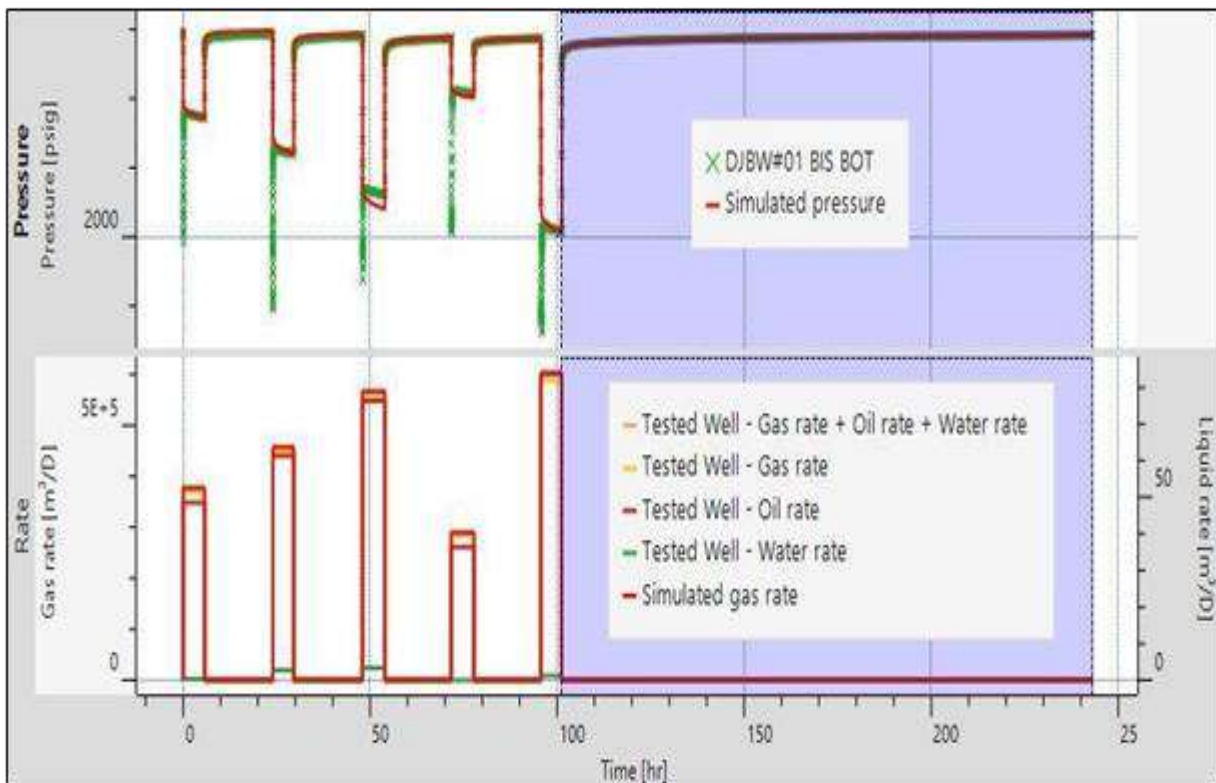


Figure IV.10 : Historique pression et débits (2^{ème} test).

CHAPITRE IV : Cas d'étude

6.2.2. Résultats des plots semi log et log log

Les figures Figure 2 et 3 sont respectivement le semi log plot et le log log plot de la pression et de sa dérivée en fonction du temps.

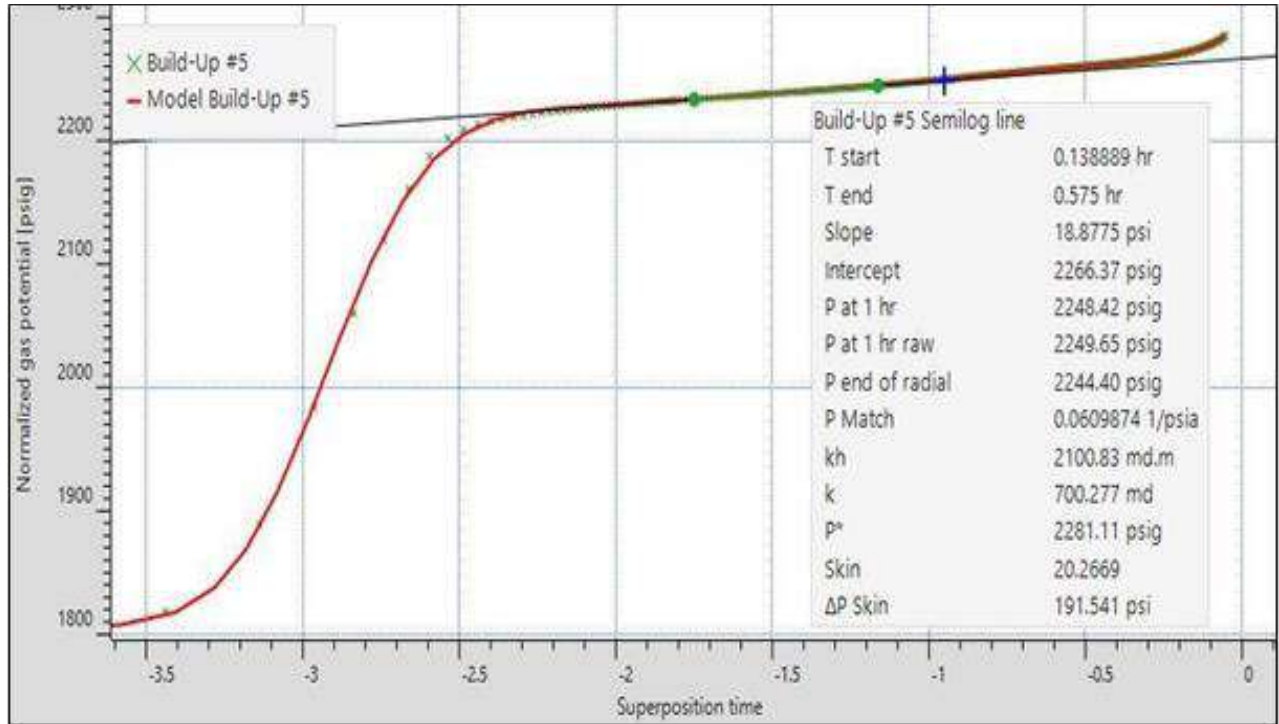


Figure IV.11 : Plot semi log de la pression BU (2^{ème} test).

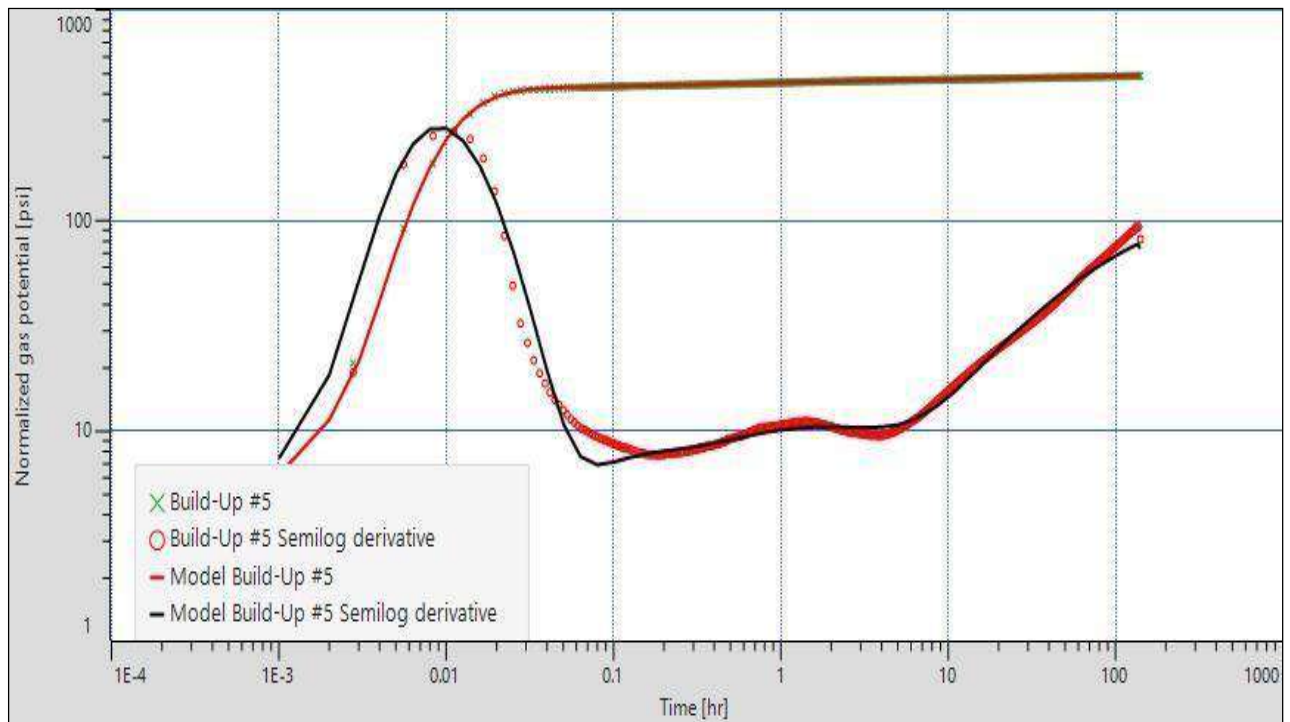


Figure IV.12 : Plot log log de la pression BU et de sa dérivée (2^{ème} test).

CHAPITRE IV : Cas d'étude

6.2.3. Résultats du modèle retenu

Tableau IV.9 : Résultats du plot log log (2^{ème} test).

Well & wellbore			
Wellbore model	Changing hegeman		
C[Final]	0.00715983		bbl/psi
Ci/Cf	37.9473		
Delta_t	0.0345626		hr
Well	Vertical		
Skin	1.29921		
dS/dQ	0.0319075		1/Mm ³ /D
Total skin	20.5037		
Total skin pressure drop	187.148		psi
Turbulence skin pressure drop	175.289		psi
Turbulence skin	19.2045		
Reservoir & boundary			
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	Rectangle		
Pi	2302.68		psig
k_eq.h	2113.90		md.m
k_eq	704.635		md
h	3.00000		m
φ	0.17		
S	No flow	101.725	m
E	No flow	4051.04	m
N	No flow	431.231	m
W	No flow	308.178	m

6.2.4. Diagnostic des data

La figure fig.4 montre que la PPD (Primary Pressure Derivative dP/dt) est toujours décroissante, ce qui indique que la pression n'est pas affectée par les phénomènes de wellbore.

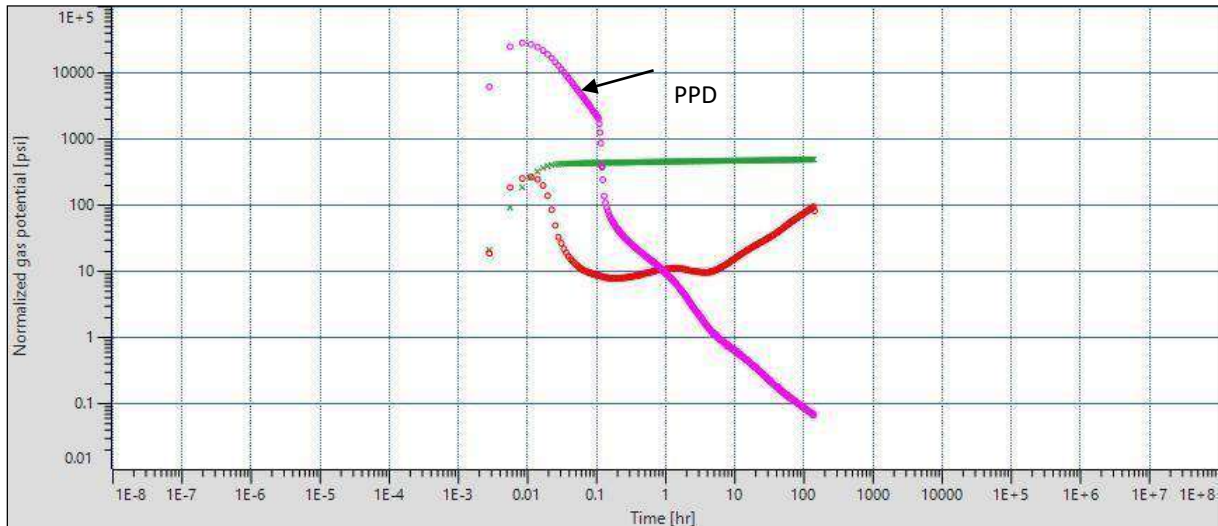


Figure IV.13 : La PPD avec le plot log log.

The PPD se présente comme un outil de diagnostic très simple pour mettre en évidence les effets hors réservoir, afin d'éviter les pièges d'interprétation.

6.2.5. Analyse du plot log log

Un raisonnable match a été obtenu dans le plot de l'historique, le plot semi log et le plot log log. Ils sont représentés sur les figures figure 1, 2 et 3 respectivement. Les résultats obtenus à partir de la droite de semi log (voir Figure 2) sont très proches à ceux obtenus à partir de la dérivée de pression (voir Tableau.8).

Le model de puits d'après l'interprétation de la dérivée de pression est caractérisé par :

➤ Effet de wellbore

Un changing wellbore storage (decreasing) qui est due à la redistribution des phases au fond du puits.

➤ Une zone de transition (hump)

Cette zone sépare entre l'effet de wellbore storage et l'effet de IARF, cette zone combine l'effet de wellbore storage et le skin.

Le grand écart entre la courbe de pression et la stabilisation de sa dérivée montre l'existence d'un skin positive (skin totale = 20). Ce skin total est la somme de deux skins, le skin mécanique et le skin de turbulence. Le skin mécanique ($S_m = 1.3$) a été diminué par rapport au test du Avril 2021, suite à l'opération Tube Clean Acide. Le skin de turbulence ($S_t = 19$) est dû à l'écoulement turbulent du gaz aux abords des perforations et probablement à l'accumulation et le blocage du condensât aux abords du puits (Condensate Banking).

➤ Effet de réservoir :

Le model réservoir du puits est le model homogène.

➤ Effet des limites :

Le model des limites le plus proche du réservoir qui match bien les résultats est le rectangle (système fermé). L'effet de rectangle est caractérisé par une droite de pente 1 (late time Pseudo Steady State regime). D'après les distances entre le puits et les quatre barrières de perméabilité (S=102m, E=4051m, N=431m et W=308m), le puits DJBW001bis est situé au coin d'un quadrilatère, près de l'une des limites du système. En basant sur l'aspect géologique, les deux barrières Sud et Ouest sont probablement un biseutage (disparition du niveau C). Alors que, les deux autres barrières sont probablement des failles ou un changement de faciès.

7. Conclusion

En conclusion, le puits DIBW001bis a produit un débit de gaz de 588.927 Msm³/j et un débit de condensât de 83.78 sm³/j sur une duse de 76/64. Le modèle analytique le plus proche qui représente ce puits est le vertical avec changing wellbore storage, réservoir homogène avec des limites fermées (rectangle). L'interprétation du test de remontée de pression a donné une pression vierge de 2302.68 psi et une bonne perméabilité de 705 md. En conséquence, le potentiel du puits DJBW001bis paraît être intéressant du point de vue caractéristiques réservoir, pression et production.

CONCLUSION GÉNÉRALE

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.

Le cœur des travaux présentés dans cette modeste étude concerne l'application des méthodes d'interprétation des essais de puits sur un puits à gaz pour l'objectif de pouvoir estimer les caractéristiques de réservoir et de puits

Ce travail que nous avons mené nous a permis de revoir, de rappeler, dans les détails, et d'appliquer des essais de puits.

Les principales conclusions de notre étude théorique sont :

- ✚ L'analyse des essais de puits à gaz nécessite de remplacer les termes de pression par la pseudo-pression ;
- ✚ L'approche semi-logarithmique de l'interprétation des tests de puits est basée sur l'identification de cette portion de ligne droite des données de D-D ou BU, à partir de laquelle le produit perméabilité-épaisseur, kh , et les Skins sont obtenus ;
- ✚ Le Plot log-log remplace le plot semi-log dans l'industrie, car en combinant le tracé log-log de D_p vs D_t avec la dérivée de pression, il est possible de faire toute l'analyse avec un seul tracé. Du modèle homogène et infini le plus simple au modèle hétérogène borné le plus complexe, le tracé log-log fournit à la fois une image qualitative du type de puits et de réservoir et une évaluation quantitative des paramètres ;
- ✚ Le Plot log-log ne révèle que peu ou pas d'informations pertinentes sur les régimes d'écoulements, la dérivée permet d'identifier des régimes d'écoulements variant au cours de l'essai. Cette méthode est maintenant de plus en plus utilisée afin d'identifier les modèles d'écoulements dans le réservoir.

L'application de ces méthodes d'interprétation dans notre cas d'étude nous permet d'obtenir des informations importantes sur la réponse dynamique de réservoir.

A partir de cette analyse et en comparant les résultats des deux tests réalisés, on peut conclure les points suivants :

CONCLUSION GÉNÉRALE

- ❖ Le puits DIBW001bis a produit avec un débit intéressant (du gaz et du condensant) dans les deux tests.
- ❖ Le réservoir du champ DJB présente des bonnes caractéristiques (pression, perméabilité et porosité).
- ❖ La diminution de Skin mécanique dans le deuxième test due à la réalisation d'une opération de tube Clean Acid
- ❖ Les résultats des deux tests confirment que le modèle analytique le plus proche qui représente le puits DIBW001bis est le vertical avec changing wellbore storage.
- ❖ La durée de fermeture durant le deuxième test été suffisante pour atteindre les limites de drainage du réservoir.

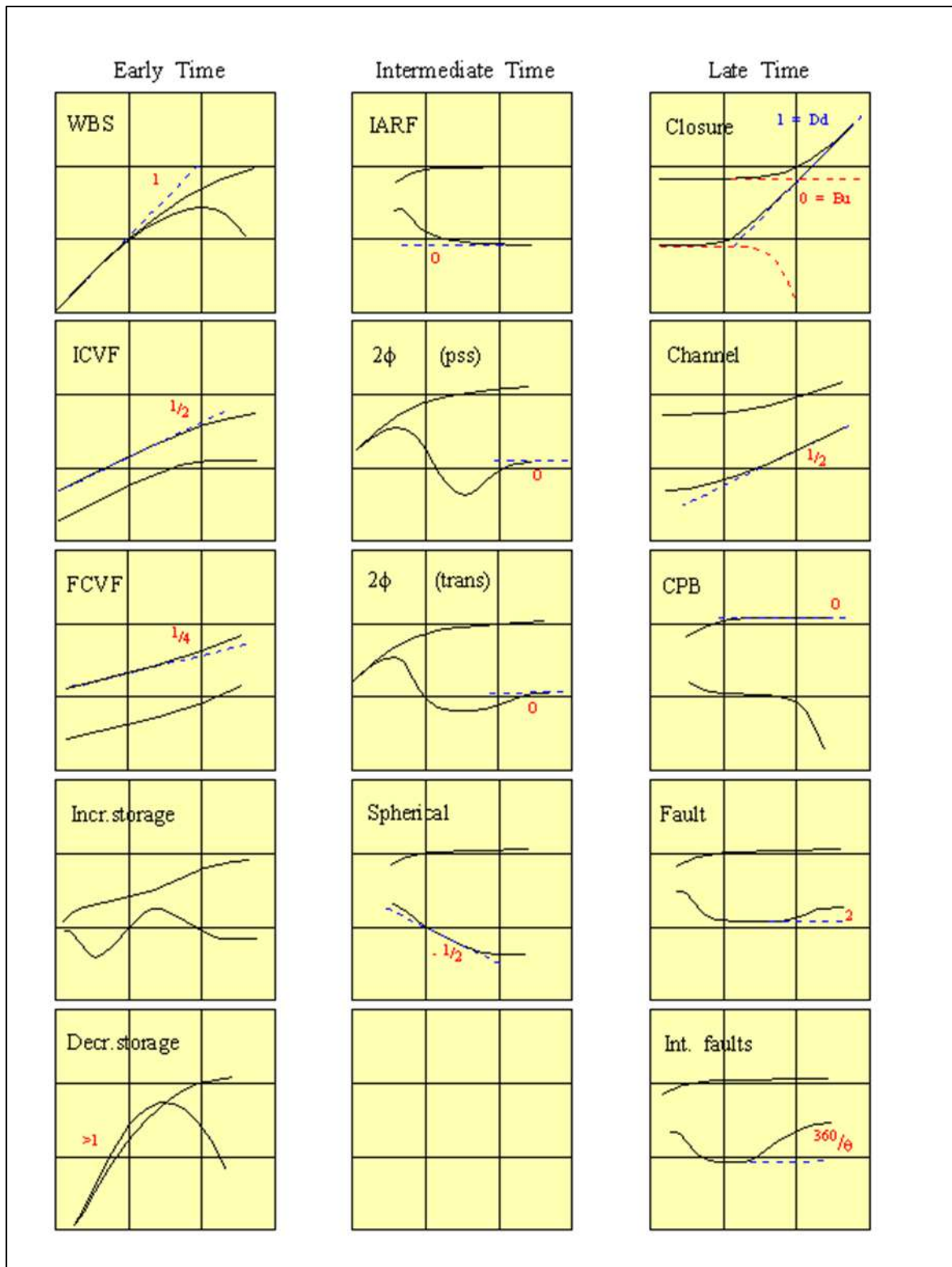
Après avoir estimé les paramètres caractéristiques de réservoir et afin d'optimiser les scénarios de la mise en exploitation du champ de DJB et assurer la rentabilité économique du projet de développement il est recommandé de planifier des études complémentaires pour avoir la possibilité d'implantation de nouveaux puits.

Une étude sismique supplémentaire est nécessaire pour bien comprendre le système de structuration complexe ainsi que son extension dans l'espace et identifier l'aspect géologique des limites de réservoir.

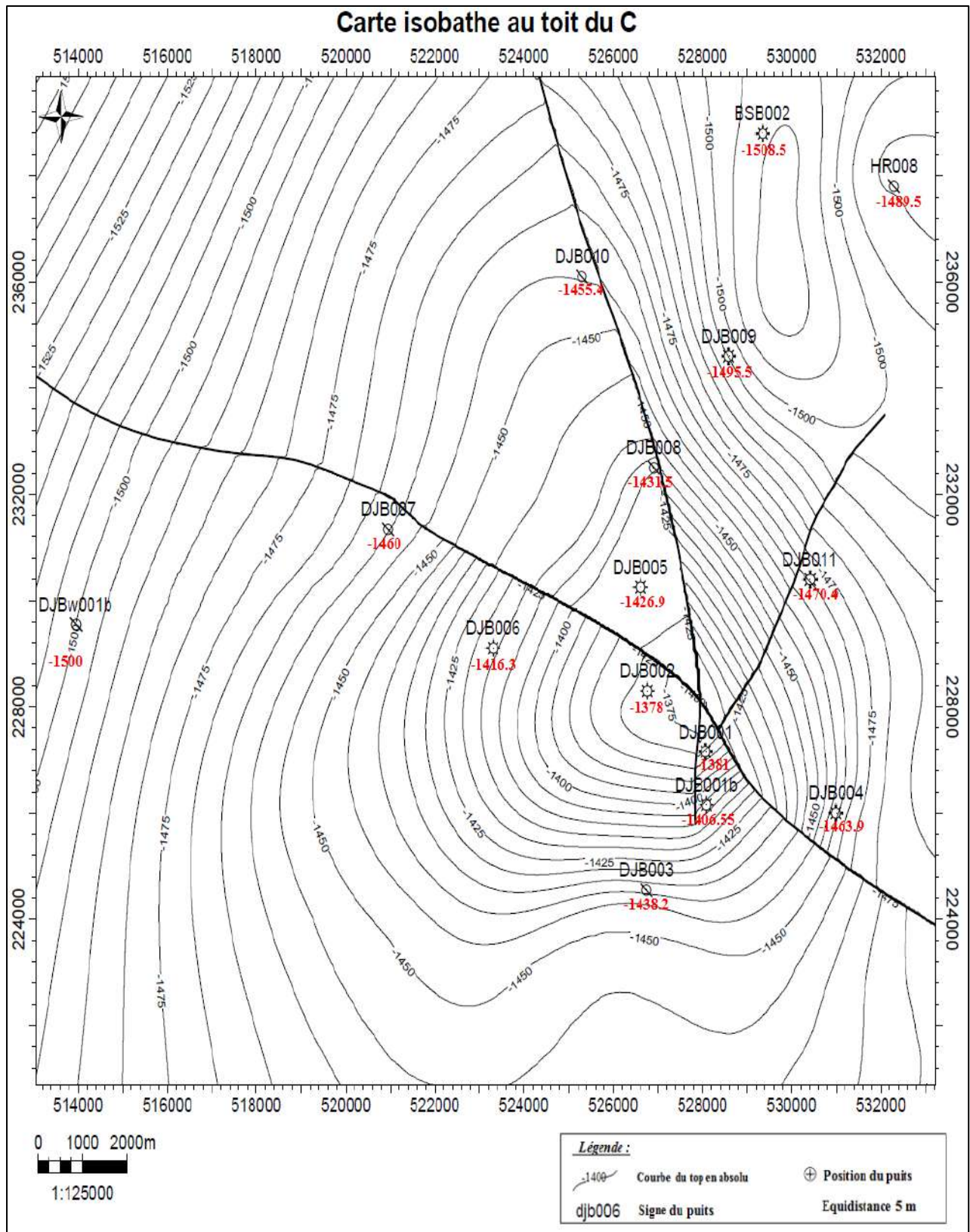
RÉFÉRENCES

- [1] D. Bourdet, *well test analysis for fractured reservoir evaluation*, developments in Petroleum Science, 27.
- [2] Al-Hussainy, R. and Ramey, *Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting*, May 1966.
- [3] G. Bourdarot, *Well Testing : Interpretation Methods*, Institut français du pétrole publications, 1996.
- [4] D. Bourdet, *Well Test analysis: The use of advanced interpretation models*, ELSEVIER science B.V.2002.
- [5] Bassam el ghouli, *Well Test Interpretation Schlumberger-2002*
- [6] David Rossitto, *Reservoir engineering, Drilling& completion for reservoir studies*, IFP training-2015.
- [7] Amanat U. Chaudhry, *Gas Well Testing Handbook*, Elsevier Science-2003.
- [8] Manuel des essais de puits, Chambre Syndicale de la Recherche et de la Production du Pétrole et du Gaz Naturel-1972.
- [9] R. COSSE (1988), *Techniques d'exploitation de gisement*, Institut français du pétrole publications 1988.
- [10] Pratap Thimaiah, *Introduction to Hydrocarbon Exploitation, Development Phase*, September – October 2005.
- [11] Tarek Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, Joe Hayton -5th edition,
- [12] *Introduction to Well Testing Schlumberger*, bath, England, March 1998.
- [13] F. Daviau, *Interprétation des essais de puits : les méthodes nouvelles*, Institut français du pétrole, 1986
- [14] G. Da Prat, *Well test analysis for fractured reservoir evaluation*, Developments in Petroleum Science, 27, novembre 19, 1990.
- [15] *Reservoir Geoscience and Engineering* — IFP School, 2015.
- [16] DenIs PERRIN, *LES ESSAIS DE PUIITS : Objectifs, matériel de base et déroulement général*, ENSPM Formation Industrie — IFP Training2006.

ANNEXES



Annexe n°01 : Réponses des log-log

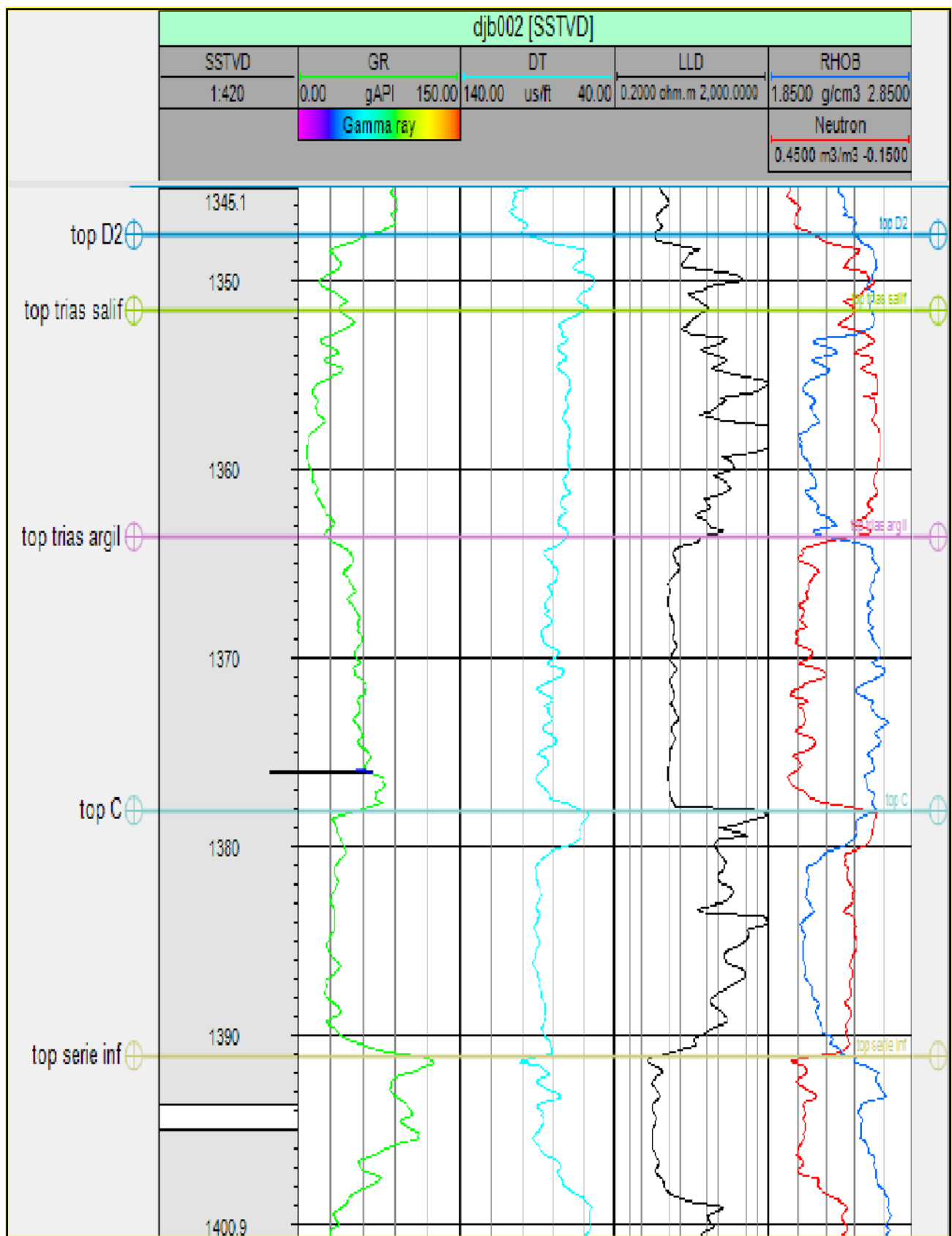


Annexe n° 02 : Carte en isobathes au toi de réservoir « C » de gisement Djebel Bissa

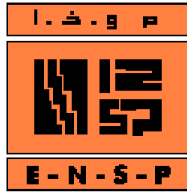
ANNEXES

	EP moy	ETAGES	STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine		Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	SENONIEN		Calcaire à silex	
	40	TURONIEN		Dolomie vacuolaire	
	100	CENOMANIEN		Calcaire et argile	
	460	ALBIEN		Grès fins, friables, à passées d'argile	
		APTIEN		Marnes et grès	
		BAPREMIEN		Grès fins à grossiers, à ciment carbonaté	
		NEOCOMIEN		Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite	
	600	MALM		Carbonates grès et argile	
	220	DOGGER	ARGILEUX	Calcaire dolomitique et argile.	
			LAGUNAIRE	Calcaire dolomitique et argile.	
	510	LIAS	MARNEUX	Marnes et calcaire.	
			CARBONATE	Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
			80	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive à passées d'argile.
			150	SALIFERE I	Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
			150	SALIFERE II & III	Sel à passées d'argile.
			15	ARGILEUX SUPERIEUR	Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"
	50	TRIAS	ARGILEUX INFERIEUR	Sel massif et Argile brun-chocolat	
	200		ARGILO-GRESEUX	A	Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B	
		C			
	30	SERIE INFERIEURE Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.	
	22	DEVONIEN		Argile à passées de grès	
	100	SILURIEN		Argile noire à graphites	
	250	CAMBRO-ORDOVIEN		Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blanchâtre à lits d'argile	
				Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques	
				* Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferromagnésites.	

Annexe n° 03: Colonne stratigraphique de Hassi R'mel



Annexe n° 04: Le découpage du trias par les signatures diagraphiques « Djb002 ».

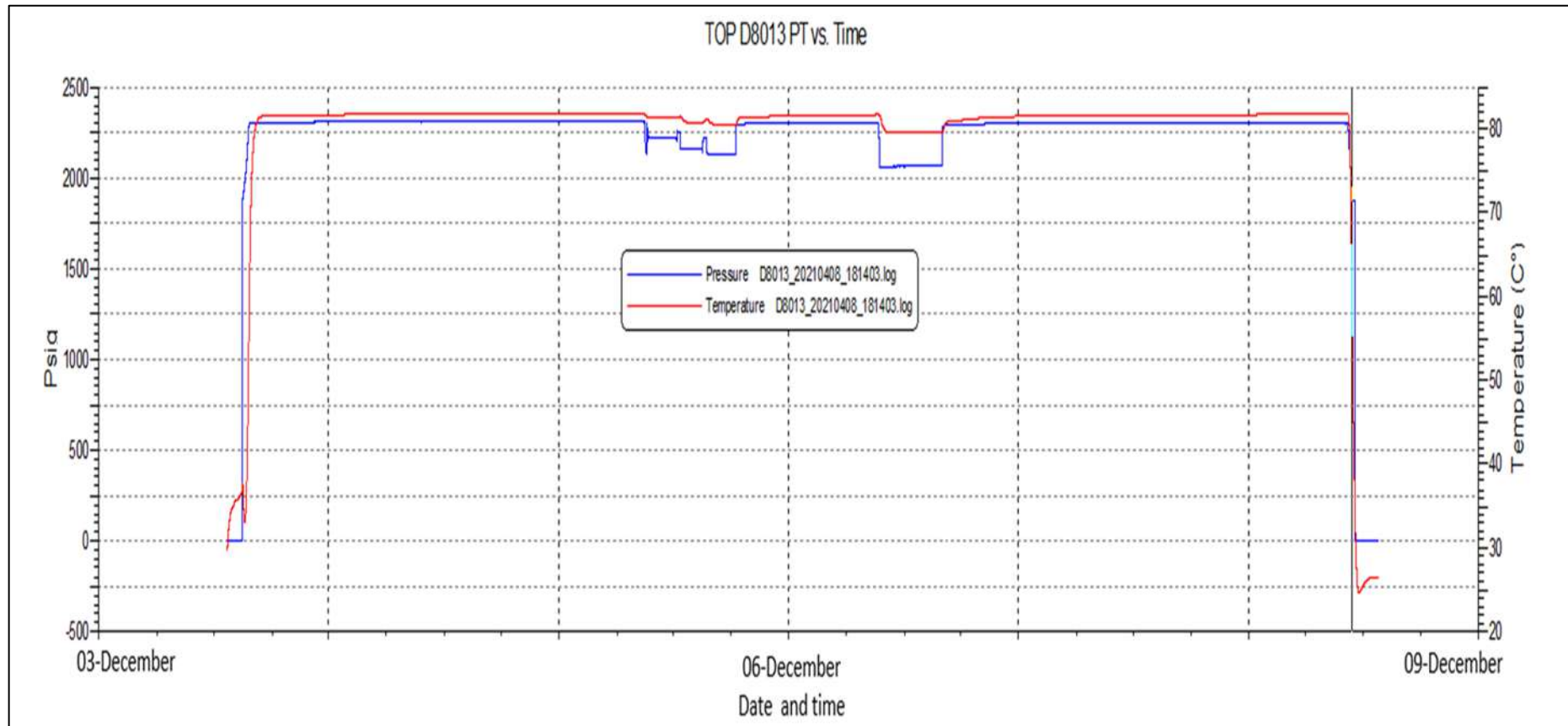


MESURE BHP : PDRP

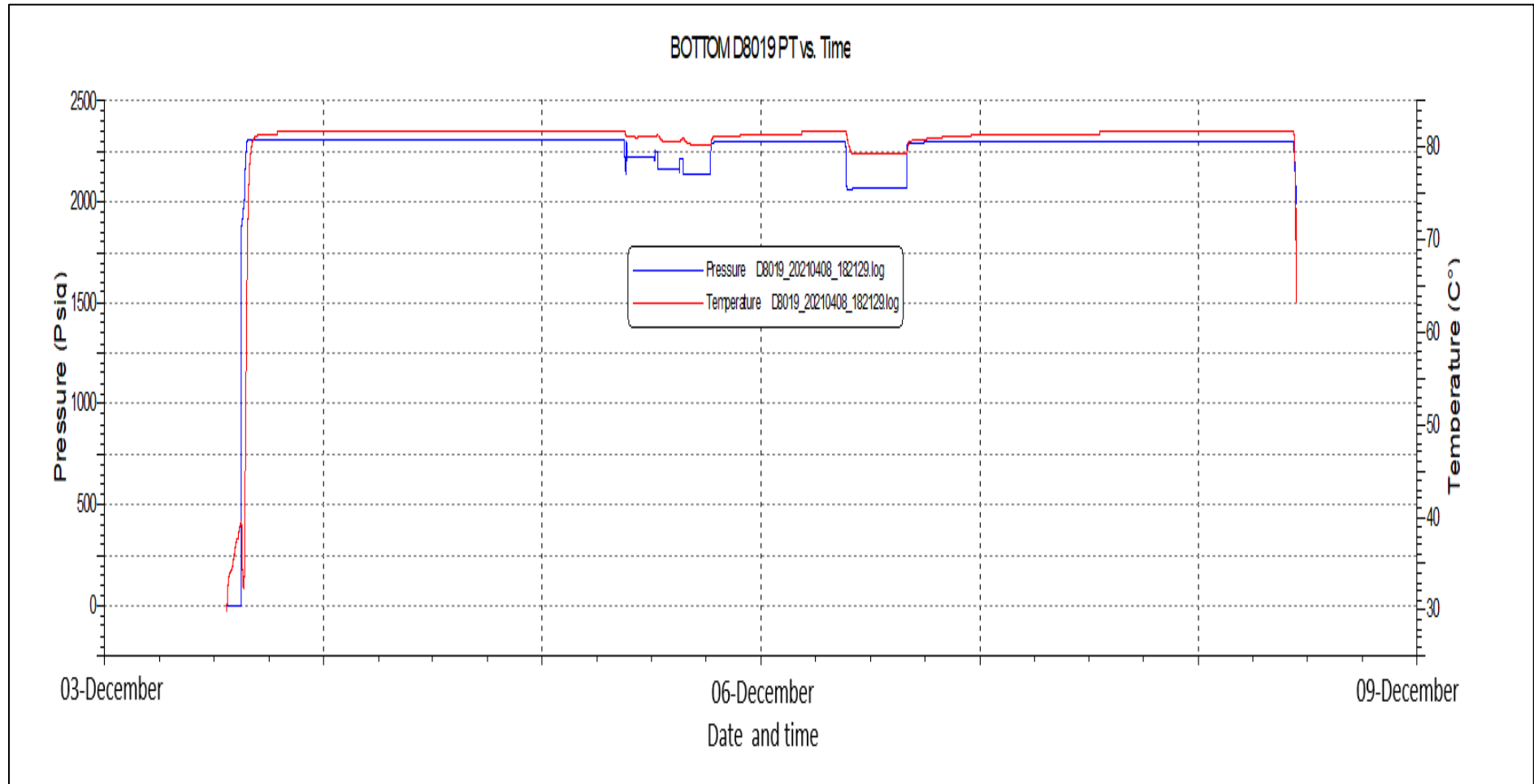
Région : SH-DP Hassi R'mel

Champ : Hassi R'mel

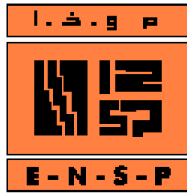
Date du 1^{er} test : 03/12 au 08/12/2021



Annexe n° 05 : Graph Top - pression et température en fonction de temps



Annexe n° 06 : Graph Bottom-pression et température en fonction de temps

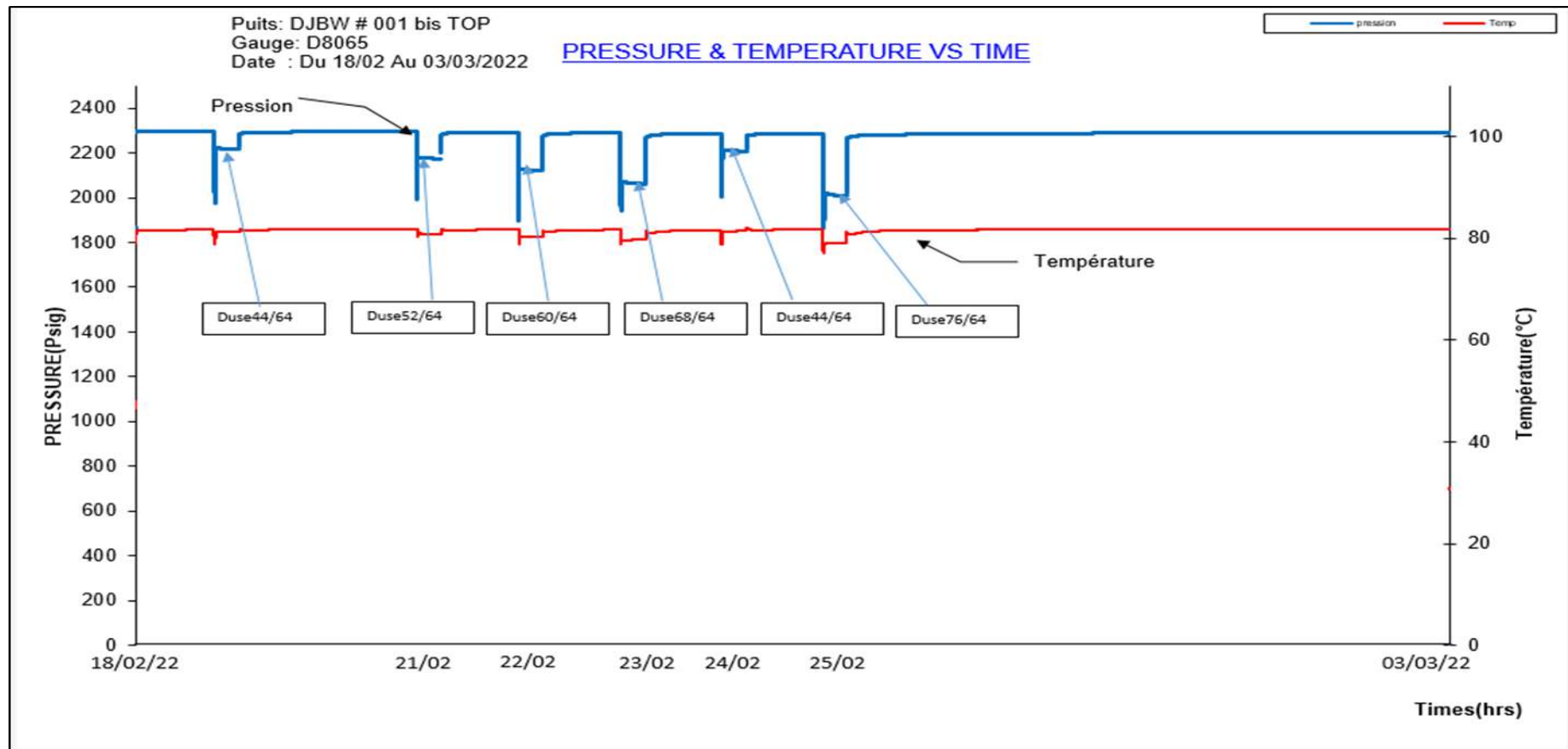


MESURE BHP : PDRP

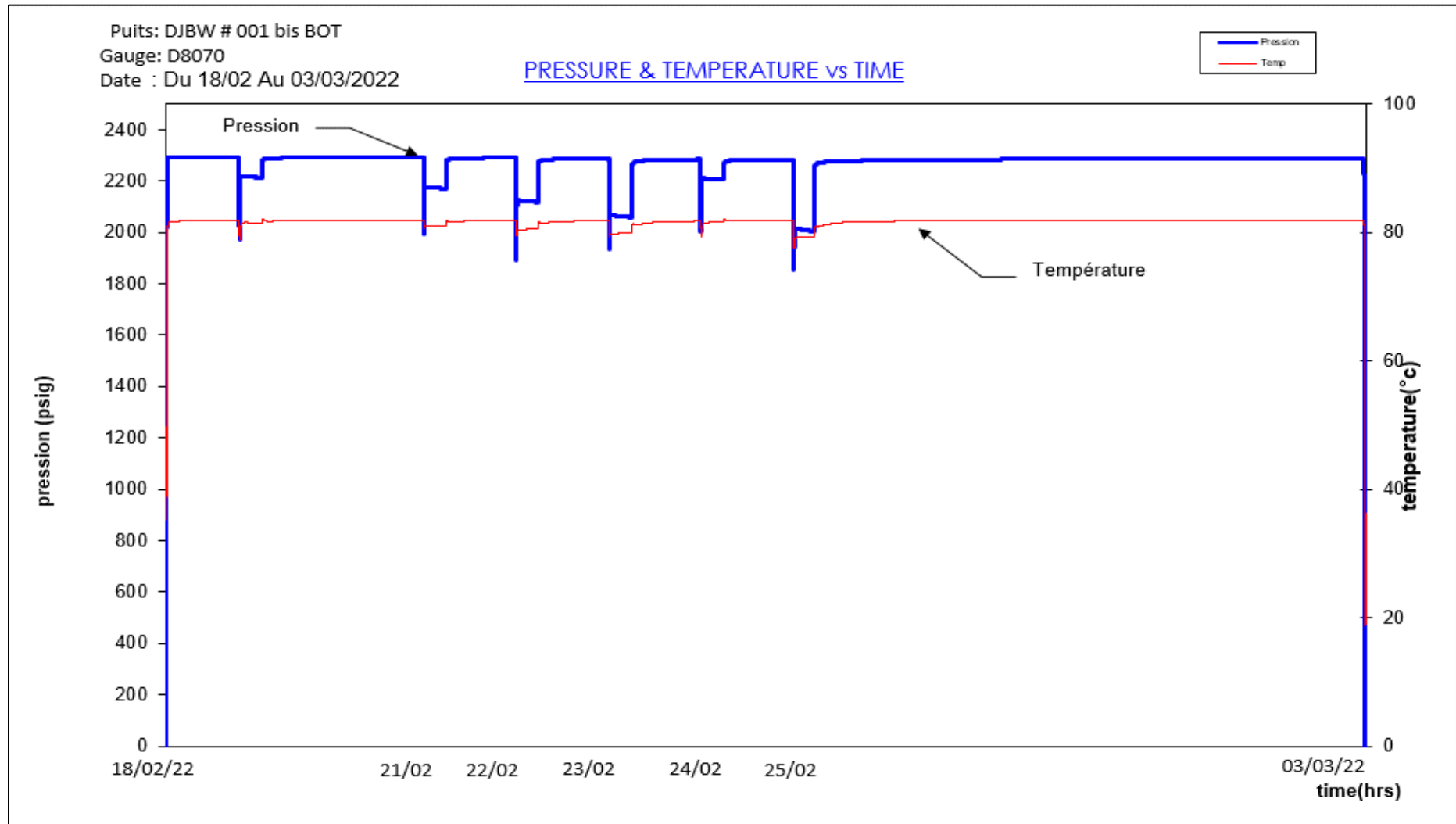
Région : SH-DP Hassi R'mel

Champ : Hassi R'mel

Date de 2^{ème} test : 18/02 au 03/03/2022



Annexe n° 07 : Graph Top- pression et température en fonction de temps



Annexe n° 08 : Graph Bottom- pression et température en fonction de temps.