

Université de Kasdi Merbah –Ouargla



*Faculté des Hydrocarbures et Des Energies Renouvelables et Des Sciences de la Terre et
l'Univers*

Département de Production

Option : PRODUCTION PROFFISIONNELLE

MÉMOIRE

Pour Obtenir le Diplôme de MASTER

Présenté par :

ACHEZGAG SARRA et GASMI TAREK

-THEME-

APPLICATION DE MODE DE RAISONNEMENT ANALYSE DES DONNEES DYANMIQUES (DDA) SUR LE CHAMP MENZEL LADJMET EAST

Soutenu le : 28 / 05/ 2017

Jury :

Président : **Mr. GHARIB TOUFIK**

MAA

Univ. Ouargla

Encadreur : **Dr. BOUCHIREB ABDELOUHAB**

MCB

Univ. Ouargla

Examineur: **Dr. HADJ SEYD ABDELKADER**

MCA

Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2016 - 2017

RESUME

Résumé :

Le « *champ intelligent* » est le but de tous les ingénieurs dans le domaine pétrolier. Il facilite la poursuite de leur travail et de prendre des décisions rapides en tant que remèdes.

L'Analyse des Données dynamiques représente le nouveau mode d'interprétation des données, c'est un patchwork des techniques principalement le PTA et le PA, qui sont considérés comme des méthodes de diagnostic et d'interprétation.

L'application de mode DDA se fait en deux catégories de puits (puits d'huile et puits du gaz) dans le champ Menzel Ladjmet East.

Les résultats sont à travers l'introduction des différentes données de puits dans les logiciels, sous la forme de History Matching. L'interprétation de ces résultats est la bonne conduite pour obtenir un modèle analytique et raisonnable du volume de drainage de chaque puits.

Les mots clés : Réservoir Engineering, Analyse, Interprétation, Modélisation, Diagnostique, Estimation, Données dynamiques, Prévision.

Abstract:

The « *intelligent field* » is the goal of all petroleum engineers. It facilitates the continuation of their work and their decisions will be taken so quickly.

Dynamic Data Analysis represent the new mode of data's interpretation, a patchwork of techniques mainly PTA and PA, which are considered the methods of diagnostic and interpretation.

The application of DDA's mode is done in two categories of well (oil well and gas well) in the Menzel Ladjmet East Field.

The History Matching is the collected results through the introduction of well's data into software. The interpretation of these results is the good behavior to obtain an analytical and reasonable model of the drainage volume of each well.

Keywords: Reservoir Engineering, Analysis, Interpretation, Modelization, Diagnostic, Estimate, Dynamic Datas, Forecast,

ملخص:

يعتبر الحقل الذكي هدف كل مهندسي البترول، لأنه يسهل استمرار عملهم وكذلك السرعة في اتخاذ القرارات. إن تحليل المعطيات الديناميكية يمثل النمط الجديد لتفسير المعطيات، نقطة اجتماع كل التقنيات خصوصا تحليل الضغط الانتقالي PTA وتحليل الإنتاج PA كطرق التشخيص والتفسير.

يكون تطبيق أسلوب ال DDA على فئتين من الآبار (بئر بترولي وبئر غازي) في حقل "منزل لاجمنت إيست".

إن التطابق التاريخي يمثل مجموعة النتائج المتحصل عليها عبر ادخال معطيات البئر في البرنامج المراد. وعليه يكون تفسير هذه النتائج الوسيلة الوحيدة للحصول على النموذج التحليلي المنطقي لحجم الحيز المحيط لكل بئر.

الكلمات المفتاحية: هندسة المكامن، التحليل، التفسير، التصميم: التشخيص، التقدير، المعطيات الديناميكية،

التوقع.

REMERCIEMENT

REMERCIEMENT

Je remercie Dieu, le tout puissant d'avoir illuminé mon parcours et guidé mes pas vers le chemin de la connaissance et les sources inépuisables du Savoir.

Je tiens, tout d'abord, à adresser mes remerciements à mon encadreur de recherche Mr. BOUCHIREB pour son aide, sa présence et son temps.

Je tiens aussi à exprimer toute ma gratitude et tout mon respect à mon enseignant Mr. CHATTI Djamel Eddine pour sa bienveillance, son soutien, ses conseils avisés et ses encouragements.

Mes plus vifs remerciements à Mes Parents pour leur aide, et leur soutien moral durant l'élaboration de ce travail et jusqu'aux dernières minutes.

Mes remerciements vont aussi à tous ceux et celles qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration du présent travail.

Enfin, je remercie ma sœur Khadidja et tous mes amis notamment MERABTI Abdellah, MAOUCHE Saoussane, Ahlem, Amina, Nedjoua et ZARGOUNE Soraya sans oublier mon binôme Tarek pour leurs soutiens moral tout au long de la préparation de ce mémoire.

♣ ACHEZEGAG Sarra ♣

Tout d'abords je tiens à remercier Allah, le clément et le miséricordieux de m'avoir donné la force et la patience de mener bien ce modeste travail.

Je voudrais exprimer mes remerciements à mon promoteur : Mr dhiaa pour sa disponibilité, Hamoutti Rabah et Mr Bouchireb

Je remercie chaleureusement à tous mes professeurs à la faculté des hydrocarbures, spécialement : Attlili m^d elhadi, chebout ... qui ont contribué ma formation.

En définitive, je remercie toute personne qui a participé de près ou de loin, de façon directe ou indirecte, à la réussite de ce travail.

DEDICACE

DEDICACE

Je dédie ce modeste travail :

A mes parents, pour leur amour, affection et encouragements, qu'ils trouvent dans cet ouvrage le témoignage de ma profonde et éternelle gratitude.

A ma sœur Khadîdja pour son soutien moral, son aide et ses précieux conseils.

A mes frères et sœurs ;

A toute ma famille ;

A mes amis notamment : Abdallah et Saoussane.

A tous ceux que j'aime, et ceux qui m'ont soutenue, assistée et aidée.

♣ ACHEZEGAG Sarra ♣

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

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

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

À Mes frères : ZAKI et AMMAR

À mes chères Sœurs HADILE et IMANE

À ma femme

À tout ce qu'ils portent le nom : GASMI

*À tous mes amis et surtout : NIZAR, OUSSAMA, HAROUN,
MANSOUR et HAITHEM*

À tous ceux que j'aime et je respect

SOMMAIRE

RESUME

REMERCIEMENT

DEDICACE

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE..... 01

CHAPITRE 01 : ANALYSE DES DONNEES DYNAMIQUES

1.1 Introduction 05

1.2 Analyse des données dynamiques (Les notions de base)..... 05

1.2.1 Dynamic Flow..... 05

1.2.2 Dynamic DATA..... 05

1.2.3 Dynamic DATA Analysis..... 05

1.3 Les équations de Diffusion..... 07

1.4 Kappa ENGINNERING..... 08

1.5 Conclusion..... 09

CHAPITRE 02 : GENERALITE SUR LE CHAMP MLE

2.1 Introduction 11

2.2 Situation géographique 11

2.3 Les principaux réservoirs du champ MLE et du champ CAFC et leur
structure géologique..... 12

2.4 Historique du champ Menzel Ladjmet 14

2.5 Développement du projet 405b..... 15

2.6 Conclusion..... 15

CHAPITRE 03 : LA BASE DE PTA

3.1 Introduction..... 17

3.2 Procédure d'interprétation..... 17

3.3 L'interprétation du Well-Test..... 18

3.3.1 Les méthodes CONVENTIONNELLES..... 18

3.3.2 Les méthodes MODERNES..... 19

3.4 Conclusion..... 22

CHAPITRE IV : ANALYSE DES DONNEES DE PRODUCTION

4.1	Introduction.....	24
4.2	Les étapes de travail.....	24
4.3	Résultats Et Discussion.....	34
4.3.1	LES-10 (puits d'huile).....	34
4.3.2	MZLS-03 (Puits de riche gaz en condensat).....	38
	CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	44
	BIBLIOGRAPHIE	
	ANNEX	

LISTE DES FIGURES

CHAPITRE 1 : ANALYSE DES DONNEES DYNAMIQUES

FIGURE 1-1	SCHEMAS SUR LES PLANS X-Y ET X-Z	6
FIGURE 1-2	LE MODE DE RAISONNEMENT DDA	9

CHAPITRE 2 : LE CHAMP MENZEL LADJMET

FIGURE 2-1	SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP MLE	11
FIGURE 2-2	LE BLOC 405b	12
FIGURE 2-3	LES PRINCIPAUX RESERVOIRS DU MLE ET CAFC	13
FIGURE 2-4	SITUATION GEOLOGIQUE DU CAFC ET MLE	13

CHAPITRE 3 : LA BASE DE PTA

FIGURE 3-1	LES DATAS ENREGISTREES POUR L'ANALYSE	17
FIGURE 3-2	CALAGE DES COURBES TYPES AVEC LA DERIVATIVE (HABIBI, 2011)	21
FIGURE 3-3	LA COURBE DE LA PRESSION ET SA DERIVATIVE (HABIBI, 2011)	22

CHAPITRE 4 : ANALYSE DES DONNEES DE PRODUCTION

FIGURE 4-1	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES DE DEVIATION (PIPESIM)	24
FIGURE 4-2	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES GEOMETRIQUES (PIPESIM)...	25
FIGURE 4-3	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES DU TUBING (PIPESIM)	25
FIGURE 4-4	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES POUR LIFT-CURVE (PIPESIM) ...	26
FIGURE 4-5	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES DE PVT (PIPESIM).....	27
FIGURE 4-6	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES PALIERS DYNAMIQUES (PIPESIM)	28
FIGURE 4-7	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES CORRELATIONS A ESSAYER (PIPESIM).....	28
FIGURE 4-8	LE TYPE DES DONNEES UTILISEES POUR LE PTA	29
FIGURE 4-9	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT UNE INTERPRETATION SUR SAPHIR (SAPHIR)	29
FIGURE 4-10	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES DU RESERVOIR (TOPAZE).....	30
FIGURE 4-11	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LES DONNEES DE PVT (TOPAZE).....	30
FIGURE 4-12	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT LE CHARGEMENT DU LIFT-CURVE (TOPAZE)...	31
FIGURE 4-13	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT L'EXTRACTION DE LA PERIODE A ANALYSER...	31
FIGURE 4-14	CAPTURE D'ECRAN MONTRANT UNE ANALYSE TOPAZE (TOPAZE).....	32
FIGURE 4-15	LES RESULTATS DES DIFFERENTES CORRELATIONS UTILISEES SUR LE PUIITS.....	34
FIGURE 4-16	RESULTATS DU DATA MATCHING POUR LE PUIITS LES-10.....	35
FIGURE 4-17	LE BUILD-UP DU PUIITS LES-10 MESUREE EN 2016	35

FIGURE 4-18	LE RESULTAT MATCHING D'UNE PERIODE DE PRODUCTION ET LES COURBES DE BLASINGAME (MODELE ET LA COURBE REELE) GENEREES POUR LE PUIT LES-10.....	37
FIGURE 4-19	SCHEMA SUR LA FORME DE LA COUCHE PRODUCTRICE.....	37
FIGURE 4-20	LES RESULTATS DES DIFFERENTES CORRELATION UTILISEES POUR LE PUIT MZLS-03.....	39
FIGURE 4-21	VISUALISATION DU MATCHING POUR LE PUIT MZLS-03.....	40
FIGURE 4-22	RESULTATS DU DATA MATCHING POUR LE PUIT MZLS-03.....	40
FIGURE 4-23	LE BUILD-UP DU PUIT MZLS-03 MESUREE EN 2015.....	41
FIGURE 4-24	LE RESULTAT MATCHING D'UNE PERIODE DE PRODUCTION ET LES COURBES DE BLASINGAME (MODELE ET LA COURBE REELE) GENEREES POUR LE PUIT MZLS-03.....	42

Liste des Tableaux

TABEAU 2.1	DEVELOPPEMENT DU BLOC 405b	15
------------	----------------------------------	----

Liste Des Abréviations

Bo : Facteur de volume d'huile de fond (*B/STB*)

Bscf : Volume de Gaz (Billions of standard cubic feet of gas)

C_D : La compressibilité adimensionnelle.

C_t : la compressibilité totale (*Psi⁻¹*)

Δ : Différence

ΔP : la chute de Pression

Δt : la différence de Temps

GOR : Gas Oil Ratio (*Bbl/day psi*)

h : la hauteur utile de réservoir (*m*)

IP : Indice de Productivité

IPR : Inflow Performance Relationship

K : Perméabilité (*md*)

Kh : Perméabilité utile (*md.m*)

LPT : Long Production Test

m : La pente

M : rapport de mobilité

Mbbl: Mille baril (Thousand Barrel)

MBOE: Million Barrels of Oil Equivalent

Ø : Porosité

P : Pression (*Psi*)

P* : Pi Pression initiale du réservoir (*Psi*)

P_D : La Pression adimensionnelle

P_{ws} : Pression de réservoir (*Psi*)

Q : Débit de production (*Bbl/day*)

QA/QC : Qualité d'assurance / Qualité de contrôle

r_e : Rayon externe de réservoir (*ft*)

RMS : Facteur de correction

r_{wa} : Rayon apparent de puits (ft)

S : Skin : Facteur d'endommagement

T_p : le temps de Production

t_D : Temps adimensionnel

μ_0 : Viscosité (Cp)

V_p : Volume de la production cumulée

LISTE DES ANNEXES

- ANNEXE 01** **Les Sections MLE et CAFC du Bloc 405b**
- ANNEXE 02** **Tableau De l'Estimation Des Hydrocarbures en place de champs
MLE (Méthode Volumétrique)**
- ANNEXE 03** **FICHES TECHNIQUES DES PUIITS**
- ANNEXE 04** **LA BASE DE LA PA**

INTRODUCTION GENERALE

« Tout doit être aussi simple que possible, mais pas plus simple ».-

Albert Einstein

Réservoir engineering intègre beaucoup de procédures permettant l'identification le modèle du réservoir et la quantification de leur paramètres dans le réservoir, bien souvent être contradictoire les uns des autres, afin de voir et de prédire le raisonnable comportement du réservoir. Dans ce cas certains éléments de prévue doivent être rejetés, ignorés ou explicables.

Celui qui analyse a la responsabilité d'intégrer toutes ces perspectives du réservoir afin d'arriver à la meilleure interprétation possible des données dynamiques obtenues à partir d'une seule source : le **Well-Test**.

D'une autre façon, la procédure d'interprétation passe par plusieurs changements mais plutôt de développements sur l'échelle de temps. En commençant par «**Well Test Intreptation**» qui était la procédure d'interprétation à l'époque. Ensuite, elle a été reformulée sous le terme «**Pressure Transist Analysis**» PTA à travers l'application des mêmes outils de WTI sur d'autres opérations. Enfin, nous terminons par ce que nous appelons aujourd'hui «**Rate Transist Analysis**» (RTA) ou bien «**Production Analysis**» (PA). En Ajoutant que les outils empiriques sur l'analyse de déclin étaient mieux enrichis.

En prenant en considération que le développement des « **Permanent Downhole Gauges** » (PDG) a ramené une mine inespérée de données pour la PA et la PTA, les données étaient massives, et elles n'ont été utilisées qu'après le développement des filtres intelligents et des applications (Client-server) dédiées.

La notion des « **champs intelligents** » qui vient après ne veut nullement pas dire que ces champs sont intelligents, mais ils pourraient l'être à travers une combinaison subtile de mesures permanentes, de modèles et d'une interface améliorée. Ces champs donneront aussi un automatisme à la majeure partie du travail de base au moment où ces ingénieurs peuvent poursuivre leurs travaux sur les données/ cas/ puits qui pourraient avoir des décisions rapides afin de leurs trouver des remèdes.

INTRODUCTION GENERALE

Même la simulation a terminé dans le domaine de la (DDA). Des modèles numériques dédiés pouvaient faire un « **History Matching**¹ » (HM) aux données de production et de (PDG). Et dans la mesure d'être raisonnablement rapides, ceci ne devrait pas être fait par de grands simulateurs, mais avec des modèles numériques intermédiaires entre le « **Bilan Matière** » et les modèles très complexes.

Tout ce qui précède renvoie au but d'avoir une bonne interprétation des données transitoires, « **L'Analyse Nodale** » présente une partie de la jonction entre les périodes (transitoire, steady state et pseudo steady state). Bien que celle-là utilise généralement les modèles steady state qui sont appliqués dans l'analyse transitoire afin de corriger les réponses des données.

Il partage l'IPR avec le PTA et utilise les mêmes modèles de puits et les corrélations d'écoulement en tant que le PL.

D'autres méthodes ont été intégrées à ce mode de raisonnement :

Production logging (PL) : elle est utilisée afin d'examiner les problèmes inattendus au cours la production du puits ;

Well Performance Analysis (WPA) : est la jonction entre le régime transitoire et le régime permanent. Même si elle utilise généralement les modèles (Steady state), elle peut être appliquée au (PTA) pour corriger les réponses à un plan de référence.

¹ L'acte d'ajustement d'un modèle d'un réservoir jusqu'à ce qu'il reproduit fidèlement le comportement passé d'un réservoir. Sa précision dépend de la qualité du modèle de réservoir et la qualité et la quantité de pression et les données de production

CHAPITRE 01 :
ANALYSE DES DONNEES
DYNAMIQUES

1.1 Introduction :

Pendant la production ou bien l'injection de fluide dans le réservoir, la diffusion devra créer un changement au niveau de la pression et de la température. Ces derniers qui peuvent être consignés dans des divers points. Ces données sont combinées avec le taux de production et /ou avec le taux d'injection ; ceux sont les données dynamiques (DD)².

Pour prendre des décisions et des prévisions convenables, il faut bien comprendre la dynamique du réservoir et la performance des puits et qui se fait par l'analyse et la modélisation de ces données dynamiques.

1.2 Analyse Des Données Dynamiques (Les notions de base)³ :

Avant d'introduire notre travail nous allons, tout d'abord, définir quelques notions principales :

1.2.1 Dynamic Flow :

Ce concept décrit tout processus d'écoulement causé de manière volontaire ou involontaire, durant l'exploration ou la production, où la diffusion du fluide aura lieu dans le réservoir.

Dans la quasi-totalité des cas, le Dynamic Flow est le résultat d'une intervention humaine par la mise d'un ou plusieurs puits en production ou en injection.

1.2.2 Dynamic DATA :

C'est l'ensemble de mesures des propriétés physiques qui sont influencées par le Dynamic Flow.

Ces datas peuvent être présentées en fonction de la profondeur (Les log de la production ou de la température), ou bien du temps (Enregistrements de la pression, de la température ou du débit).

1.2.3 DYNAMIC DATA ANALYSIS :

² [3] [16]

³ [1] [2]

CHAPITRE 01 : Analyse Des Données Dynamiques

C'est simplement le processus de l'interprétation et de la modélisation des Dynamic Datas ; ceci inclut : Well-test (PTA), Production Analysis (PA), L'History Matching (HM), Well Performance Analysis (WPA), Production Logging (PL).

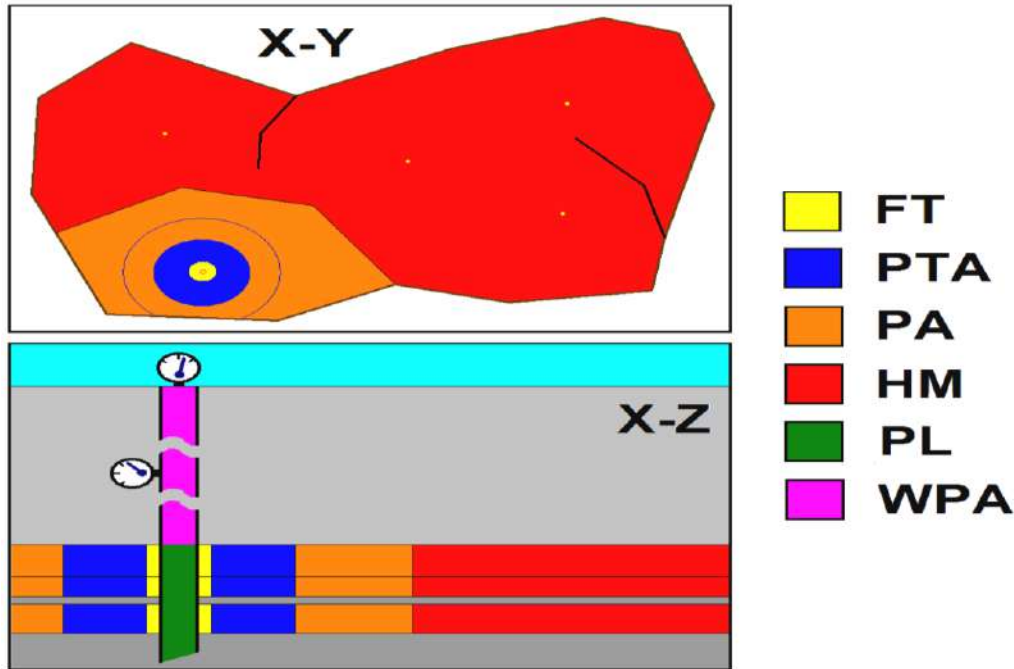


Figure 1-1 : Schémas dans les plans X-Y et X-Z

La description des schémas :

La couleur move : c'est la partie concernant l'analyse nodale, il permet la modélisation de différence de pression entre le fond de puits et n'importe quels points au niveau de puits tel que la tête de puits.

La couleur verte : c'est la partie de la production logging qui sert à identifier la phase de contribution dans les différentes zones de production.

La couleur jaune : Formation Testing couvre relativement l'air de drainage et donne une bonne résolution par rapport le Well Testing classique.

La couleur bleue : PTA permet d'améliorer la zone d'investigation d'une autre façon l'amélioration du réservoir et de puits. Cette zone peut s'augmenter en déconvention

La couleur orange : c'est la partie RTA qui sert à prédire et améliorer la productivité du puits au niveau de son air de drainage.

La couleur rouge : c'est la modélisation numérique et l'analyse de performance du réservoir qui considèrent la majorité de production du réservoir afin d'obtenir une analyse plus ou moins sophistiqué avec le History Matching.

1.3 Les équations de Diffusion⁴ :

Les équations de diffusion sont les plus utilisées dans les modèles analytiques dans la formation radiale. Le point de référence tel que la solution radiale est le puits injecteur ou le puits producteur.

Ces équations donnent la description de puits, par un autre terme, elles déterminent l'homogénéité du réservoir. Une parmi ces équations sera appliquée au niveau des sections du réservoir même si ceci est complexe.

Elle est remplacée par des formulations qui impliquent la différence de pression dans le même point et qui changent la diffusivité et la mobilité dans les différentes sections.

Dans le PTA et le PA, nous utilisons les hypothèses de diffusion dans le but de traiter les données mesurées en utilisant les modèles de puits et de réservoir et qui se fait par diviser les paramètres en deux catégories : paramètres inconnus et paramètres connus.

✓ **Les paramètres inconnus (Unkown parametres)** : sont les paramètres que nous devons chercher et déduire dans le PTA et le PA tels que :

- Wellbore Storage (WBS) ;
- Skin (Le facteur d'endommagement) ;
- Perméabilité de réservoir « k » ;
- le rayon de drainage.

⁴ [1]

- ✓ **Les paramètres connus (Known Parametres) :** sont généralement des paramètres supposés comme des données d'entrée à analyser, dans l'ordre de calculer les paramètres inconnus.

Ces paramètres sont les suivants :

- Rayon de puits r_w ;
- Porosité ;
- Compressibilité totale C_t ;
- Viscosité μ ;
- Epaisseur de drainage h .

1.4 Kappa ENGINEERING⁵ :

Kappa Engineering est créé par Dominique Bourdet et Olivier Housé qui sont deux ingénieurs de Schlumberger spécialisés dans l'interprétation des essais de puits et l'exploitation forestière de production. Leur Formation et leurs Conseils ont donné l'idée générale qui a été derrière la création du KAPPA.

Notre mémoire consiste à utiliser leur Software pendant le déroulement de notre travail.

Les principaux Softwares utilisés :

Afin d'achever ce projet de fin d'études, Nous avons utilisé les 2 modules du software du Kappa qui sont intégrés à la suite « Écrin ». Ceci inclut :

- Saphir (PTA) :** Ce modèle est développé en type numérique afin de réduire la complexité au niveau de la production des puits, la résolution des multi-phases sans oublier le cas de la géométrie complexe des couches et des puits multiples.

Les caractéristiques de Saphir :

- Industrie standard pour déterminer le PTA ;
- Modèle analytique important (dérivation de Bourdet) ;
- Modèle numérique intégré avec non-linéarité ;
- Test design, QA/QC et l'analyse de sensibilité.

⁵ [16]

a) Topaze (PA) :

Plus profond dans le réservoir, typiquement, l'analyse des données dynamiques a une résolution et une fréquence faible. Le développement des méthodes empiriques telles que la courbe déclinée, prend sa version moderne qui est similaire au PTA.

Le module d'Ecrin « Topaze » offre une analyse analytique et numérique des réservoirs en premiers, et des puits (singuliers ou multiples) en ajoutant la prévision sur la production des multi-phases (soit le cas simple, soit le cas compliqué).

Les caractéristiques de Topaze :

- La modélisation des ressources non conventionnelles ;
- La capacité des puits multiples ;
- Modèle analytique étendu et modèle numérique intégré avec la non-linéarité.

La partie (WPA) a été achevée par PIPESIM et OFM.

1.1 Conclusion :

D'après ce chapitre, le mode de raisonnement DDA est un patchwork des techniques qui est pour but d'interpréter et modéliser les données acquises pendant le Well-Test (Figure 1-2).

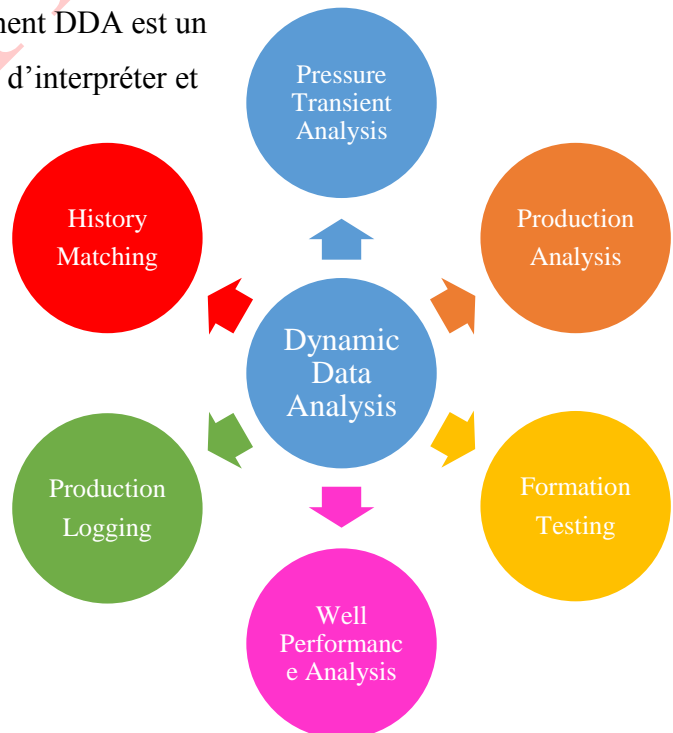


Figure 1-2 : Le mode de raisonnement DDA.

CHAPITRE 02 :
LE CHAMP MENZEL LADJMET EST

2.1.Introduction :

Menzel Ladjmet East (MLE) est le projet du gaz naturel sur le bloc 405b dans le bassin de Berkine qui se situe dans l'erg oriental, du Sahara Algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, à l'Est du champs de Hassi Messaoud, Rhourde El Baguel et Rhourde Nouss. Le champ MLE est mis en production dès 2013.

Le projet MLE, qui implique le développement du champ du gaz MLE, y a compris une capacité de production importante.

2.2.Situation géographique :

Le bloc 405b du Menzel Ladjmet est situé dans le bassin de Berkine dans le désert algérien. Il se situe à 200Km sud-est de Hassi Messaoud (Ouargla), c'est l'équivalent à 1000Km sud-est d'Alger.

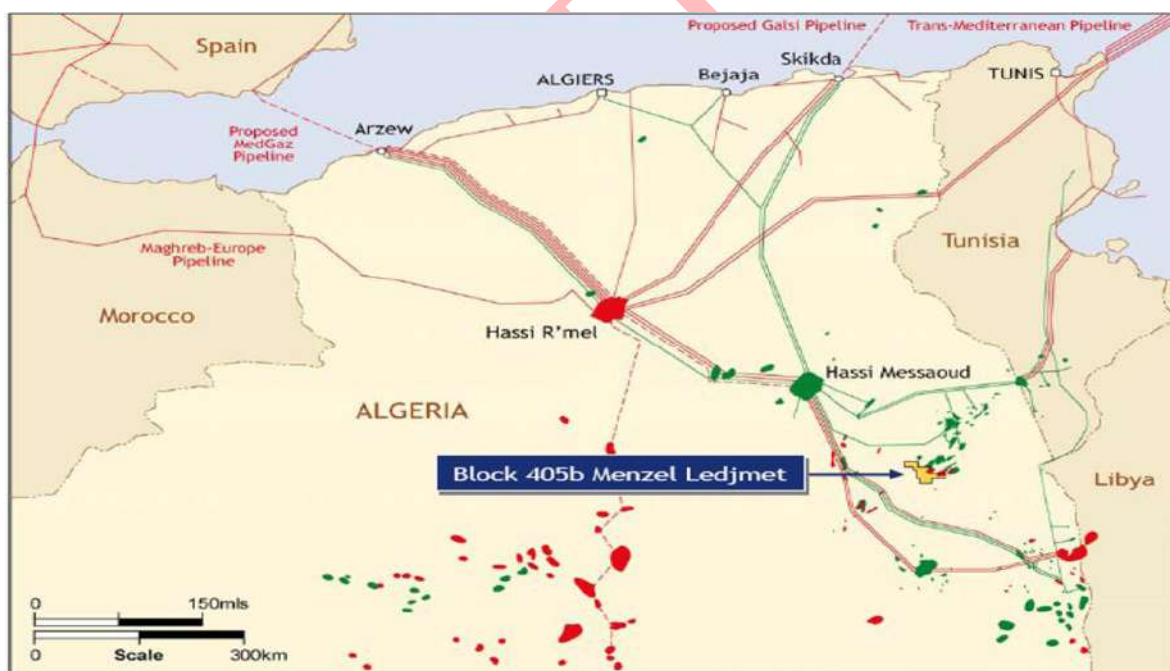


Figure 2-1 : Situation géographique du champ MLE⁶.

Son contrat d'exploitation a été signé entre SONATRACH et la société Canadienne FCP (First Calgary Petroleum en Octobre 2001), puis celle-ci est remplacée

par la société Italienne ENI.

Ce champ contient des nombreuses accumulations des hydrocarbures qui souvent être exploités pour leurs bénéfices commerciaux soit pour l'Algérie ou SONATRACH ainsi que pour ENI.

Le bloc 405b est divisé en deux parties : le champ CAFC et le champ MLE.

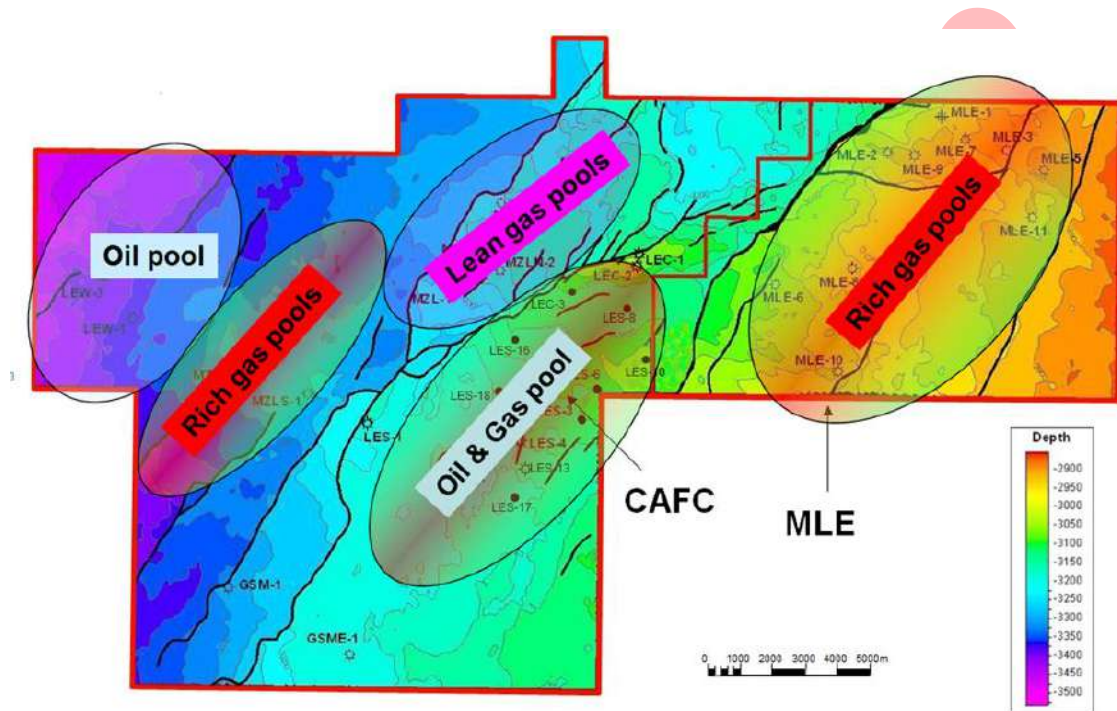


Figure 2-2 : Le bloc 405b (Les champs CAFC et MLE)⁷.

2.3. Les principaux réservoirs du champ MLE et du champ CAFC et leur structure géologique :

Dans la totalité des réservoirs dans le bloc 405b, il existe 9 formations de réservoir d'une manière assez séparée, 4 réservoirs appartiennent au champ CAFC et les 5 réservoirs restants sont faits partie du champ MLE.

⁶ [27]

⁷ [27]

CHAPITRE 02 : GENERALITE SUR LE CHAMP MLE

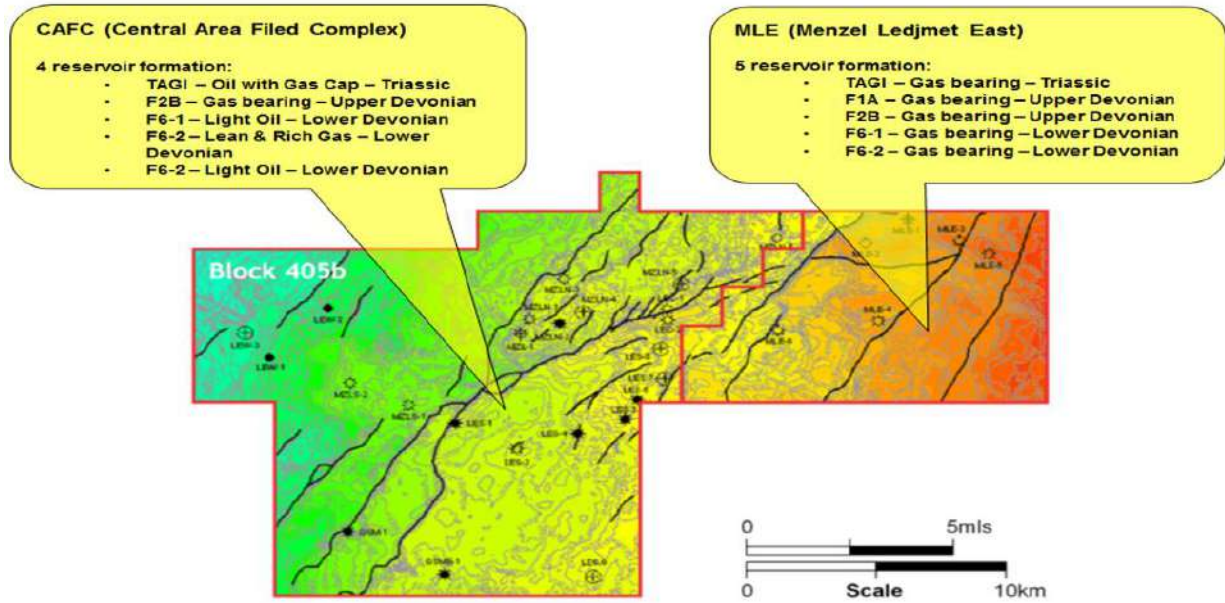


Figure 2-3 : Les principaux réservoirs du MLE et CAFC⁸.

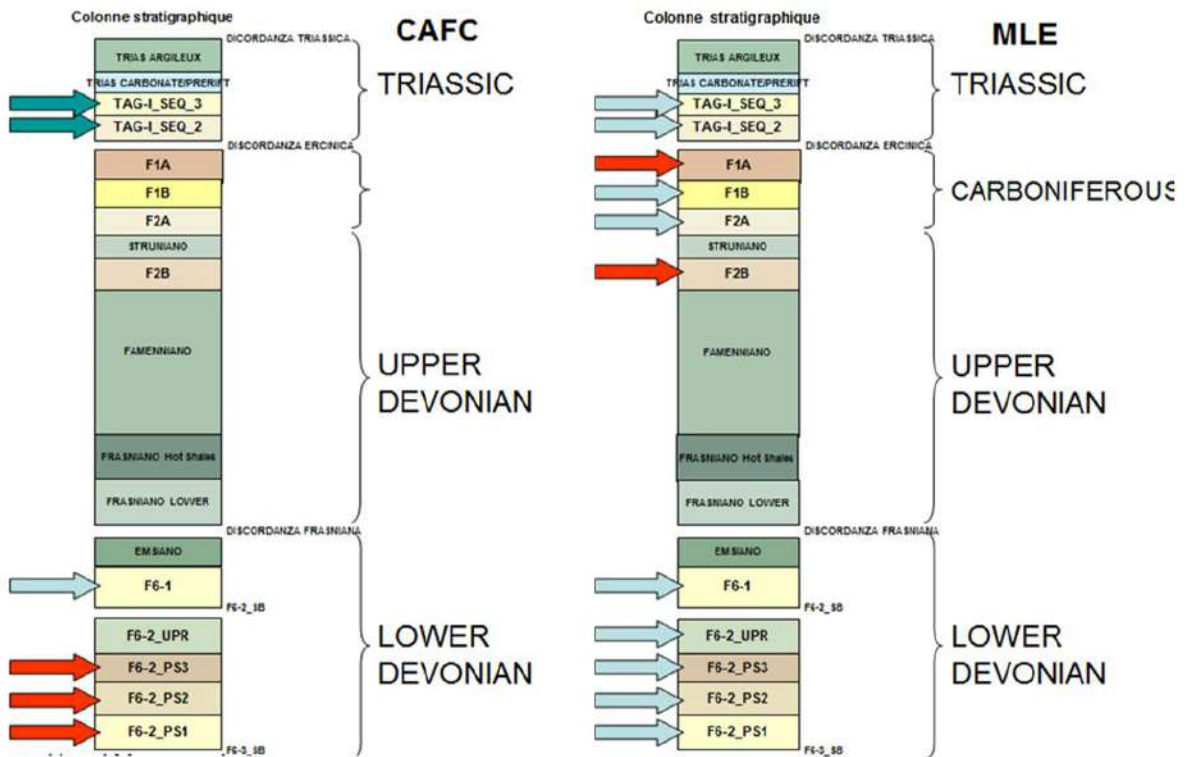


Figure 2-4 : La structure géologique du CAFC et MLE⁹.

⁸ [27]

Les données géologiques de base pour le champ MLE sont obtenues à partir des journaux pétro physiques, des rapports finaux, des découpages. En outre, plus d'informations régionales ont été déterminées à partir des puits d'exploration forés par FCP sur le bloc 405b à l'ouest du champ MLE. C'était très utile pour fournir des données pour les TAGI et F6.

a- Triassique argileux gréseux inférieur (TAGI) :

Il est marqué par des dépôts de nature fluviatile qui se développent dans tout le bassin.

Le TAGI a deux séquences principales : - Le TAGI inférieur, ou la série de remplissage ;

- Le TAGI moyen à supérieur.

b- Réservoirs carbonifères :

Les réservoirs Strunian-Carbonifères ont des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m avec d'excellentes caractéristiques pétro-physiques. Ces grès produisent du gaz condensé et de l'huile à Menzel Lejmet et de l'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

c- Dévonien inférieur :

Ces grès avec de bonnes caractéristiques pétro-physiques.

2.4.Historique du champ Menzel Ladjmet¹⁰ :

- **Octobre 2001** : la signature du contrat des recherches d'exploration.
- **2002** : L'interprétation des données 3D de la sismique qui s'étend sur une surface de 110 Km² pour y avoir la structure de MLE. Ainsi, les données des puits du gaz et du gaz à condensat qui sont forés et testés, sont interprétées (MLE-2).
- Le forage de 28 puits durant l'exploration : 5 puits dans le champ MLE et 23 puits dans le champ CAFC.
- **Octobre 2006** : La soumission de MLE FDR.
- **11 Février 2007** : AL NAFT Approbation du développement du champ MLE.

⁹ [27]

¹⁰ [27]



CHAPITRE 02 : GENERALITE SUR LE CHAMP MLE

- **10 Décembre 2008** : L'offre de MLE EPC 1° Saipem avec 1750 M\$.
- **28 Décembre 2008** : La soumission de CAFC FDR.
- **29 Janvier 2009** : Le contrat du forage est attribué à Saipem (2Rigs).
- **26 Avril 2009** : Le développement de CAFC est commencé (puits MZLN-7).

La phase de développement OC-SH-FCP (SH= 25% et FCP=75%).

2.5. Développement du projet (405b) :

MLE	CAFC
<ul style="list-style-type: none">• Forage des 18 nouveaux puits ajoutés au 6 puits déjà existés (à partir de la phase d'exploration).• Un système du gaz y a compris 23 conduites et 6 manifolds.• 1 NGA unité de traitement du gaz 350MMscf/d.• Un nouveau logement et une nouvelle base industrielle.• La production du champ MLE est depuis l'année 2013.	<ul style="list-style-type: none">• Forage de 39 nouveaux puits ajoutés aux 30 puits déjà forés ;• Les puits productifs : 7 puits (cas d'huile) et 3 puits (cas du gaz) ;• Les puits injecteurs : 3 puits (cas d'eau) et 2 puits (cas du gaz) ;• Avec des 3 nouveaux puits approvisionnements pour l'injection d'eau.

Tableau 1.1 : Développement du bloc 405b¹¹.

2.6. Conclusion :

Notre champ d'étude MLE y a compris une capacité de production importante ; par un autre terme, il contient des nombreuses accumulations des hydrocarbures, au niveau de TAGI et F6 principalement, et qui peuvent être exploités pour leurs bénéfices commerciaux.

¹¹ [27]

CHAPITRE 03 :

LA BASE DE PTA

3.1 Introduction :

Nous savons tous que le principe du Well Test est la création d'une perturbation au niveau du puits étudié qui veut dire, autrement, est de créer une variation instantanée du débit. Les essais de puits représentent l'unique source des différentes données des puits qui sont :

- ✓ Données de l'essai : débit (séquence des événements complètes avec tous les éventuels problèmes opérationnels) et la pression de fond en fonction du temps.
- ✓ Données de puits : rayon du puits, géométrie (incliné ou horizontal), profondeur (formation et capteurs de pression).
- ✓ Paramètres réservoir et fluide : épaisseur de la formation (utile), porosité, compressibilité de l'huile, de l'eau et de la formation, saturation en eau, viscosité de l'huile et le facteur de volume.
- ✓ Des données additionnelles peuvent être parfois nécessaires (diagraphie de production, mesure de gradients, pression de bulle etc...). Des informations géologiques et géophysiques sont nécessaires pour valider les résultats d'interprétation.

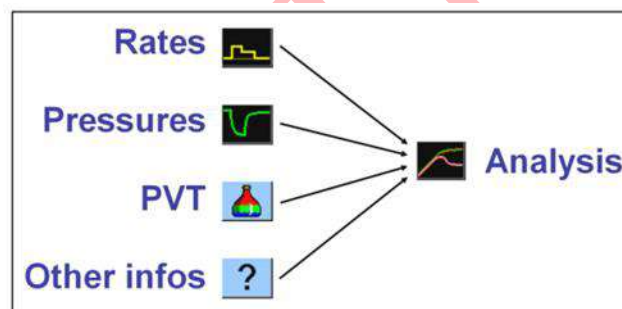


Figure 3.1: Les Datas enregistrées pour l'analyse¹².

3.2 Procédure D'interprétation :

- a) Diagnostic : c'est la comparaison des différentes périodes d'essai et la discussion de la réponse en pression.

Il sert à déterminer la succession des écoulements visibles au cours de l'essai à l'aide de la dérivée de pression. Le repérage de ces écoulements détermine la configuration réservoir-puits qui sera utilisée dans l'interprétation.

- b) L'Interprétation : c'est le choix du modèle d'interprétation et de justification.

¹² [1] [2]

C'est la quantification des paramètres de la configuration réservoir-puits. Elle est réalisée avec les courbes types, la dérivée de la pression et les méthodes conventionnelles.

c) **La Validation** : (discussion des résultats, étude de sensibilité aux hypothèses...etc.)

L'interprétation est validée en générant une courbe type simulant aux mieux les données à l'aide d'un modèle analytique adapté à la configuration réservoir-puits et à l'historique des débits. Les paramètres initiaux du modèle sont déterminés lors de la phase d'interprétation.

3.3 L'interprétation Du Well-Test¹³ :

Ces dernières années, les techniques d'interprétations des essais de puits ont suivi une évolution très rapide. En effet, à côté des méthodes d'interprétation dites conventionnelles, souvent assimilées aux analyses semi-log, sont apparues les méthodes dites modernes, qui se résument pratiquement à différentes planches de courbes types. Malgré un nombre impressionnant de publications dans le monde, ces méthodes modernes restent parfois mal connues et souvent très controversées dans l'industrie pétrolière.

Les méthodes d'interprétation des essais de puits peuvent être classées en deux grandes familles :

- Les méthodes conventionnelles.
- Les méthodes modernes : utilisant les courbes types.

3.3.1 Les méthodes CONVENTIONNELLES :

Elles ont été mises au point à partir des années 30. Elles étaient les seules disponibles jusqu'aux années 70. Elles consistent à repérer sur l'évolution de pression les différentes périodes d'écoulement caractéristiques qui se succèdent.

Au cours d'un écoulement caractéristique (radial circulaire, linéaire...etc.), l'évolution de la pression est représentée par une fonction du temps $f(t)$. Cette dernière se traduit par une droite qui permet de déterminer selon l'écoulement certaines caractéristiques du puits et du réservoir.

Les méthodes conventionnelles sont basées sur le choix d'une droite, couramment appelée droite semi-log, soit par un graphique semi-log (HORNER, MDH), soit par un graphique

¹³ [3] [5] [20]

cartésien (fonction de superposition). Le choix de cette droite, souvent très délicat, s'appuie sur des critères imprécis qui ne permettent pas toujours d'éviter des erreurs éventuellement énormes. Par ailleurs, les méthodes conventionnelles n'exploitent pas toutes les mesures enregistrées au cours d'un test ; puisqu'elles éliminent systématiquement tous les points intérieurs au droite semi-log.

❖ **INTERPRÉTATION D'UN ESSAI BUILD UP :**

La méthode d'HORNER (SEMI LOG PLOT) :

Cette méthode consiste à prendre les mesures de la remontée de pression en fonction du temps de fermeture sur un graphe semi-log, afin d'évaluer quelque grandeurs en se basant sur la partie rectiligne du graphe. La pression est représentée par l'équation suivante :

$$P_{ws} = P^* - \left(\frac{162.2 \cdot q \cdot \mu_0 \cdot B}{k \cdot h} \right) \cdot \log \left(\frac{tp + \Delta t}{\Delta t} \right) \dots \dots \dots \text{Equation (1)}$$

Où : P* est l'équivalent de la pression initiale Pi pour le réservoir

$$tp \text{ est donné par : } tp = \frac{24Vp}{q}$$

Vp : le volume de production cumulée.

- La pente m de la partie rectiligne du graphe est donnée par :

$$m = \frac{162.6 \cdot q_0 \cdot \mu_0 \cdot B_0}{k \cdot h} \dots \dots \dots \text{Equation (2)}$$

- Après l'identification de la perméabilité à partir de l'équation (2), on peut calculer le facteur de skin en utilisant la formule suivante :

$$S = 1.151 \left[\frac{P_{1hr} - P_{wf(t=0)}}{M} \log \left(\frac{K}{\phi \cdot \mu \cdot C_t \cdot r_w^2} \right) + 3.23 \right] \dots \dots \dots \text{Equation (3)}$$

3.3.2 Les méthodes MODERNES :

Les méthodes modernes englobent les planches des courbes types qui se basent sur la dérivée de la pression.

1) LES COURBES TYPES :

Il existe plusieurs courbes types utilisées pour interpréter les essais parmi lesquelles, on peut citer celles de Gringarten et Al qui sont les plus complètes et les plus utilisées dans la littérature pétrolière.

À chaque type de réservoir correspond un modèle analytique. Les résultats de la simulation peuvent être traduits par une famille de courbes. Dans cette famille, chaque courbe est associée, par son libellé, aux valeurs de certains paramètres dans des conditions bien définies.

Par exemple, pour créer la pression sans dimensions, la ΔP de chute de pression en psi est multipliée par le facteur A avec des unités de psi^{-1} , ou : $P_D = A \cdot \Delta P^{14}$

Pour trouver le facteur A, on fait appel à l'équation de Darcy :

$$Q = \left(\frac{k \cdot h}{(141.2 \cdot \mu \cdot B) \left(\ln \frac{r_e}{r_{wa}} - \frac{1}{2} \right)} \right) \Delta P \dots \dots \dots \text{Equation (4)}$$

On déduit de cela :

$$\ln \frac{r_e}{r_{wa}} - \frac{1}{2} = \left(\frac{k \cdot h}{141.2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B} \right) \Delta P \dots \dots \dots \text{Equation (5)}$$

Étant donné, le terme de gauche de l'équation est sans dimension, alors le terme de droite est aussi adimensionnel ; d'où :

$$P_D = \left(\frac{k \cdot h}{141.2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B} \right) \Delta P \dots \dots \dots \text{Equation (6)}$$

Appliquons le logarithme sur les deux termes de l'équation précédente, on obtient :

$$\log P_D = \log \Delta P + \log \left(\frac{k \cdot h}{141.2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B} \right) \dots \dots \dots \text{Equation (7)}$$

La méthode d'interprétation consiste à :

1. Porter les pressions mesurées sur un papier calque de même échelle log-log que la famille de courbes types retenue (même longueur de module).
2. Chercher la superposition de ces points de mesures, sur une courbe type, en n'autorisant que des translations (les axes respectifs restent parallèles entre eux).
3. Relever le libellé de cette courbe type sur laquelle se superposent les points de mesure : ce libellé correspond à une valeur de : CDe^{2s} .
4. Choisir arbitrairement un point de référence (match point), dont on lit les coordonnées dans chaque système d'axes (sur la calque, d'une part, et sur la blanche de courbes types,

¹⁴ [8]

d'autre part). Le facteur multiplicatif correspondant à chaque axe s'en déduit immédiatement (la littérature américaine parle de «pressure match» et «time match»).

5. À partir de ces informations obtenues, calculer les paramètres recherchés (kh , C , S , ...).

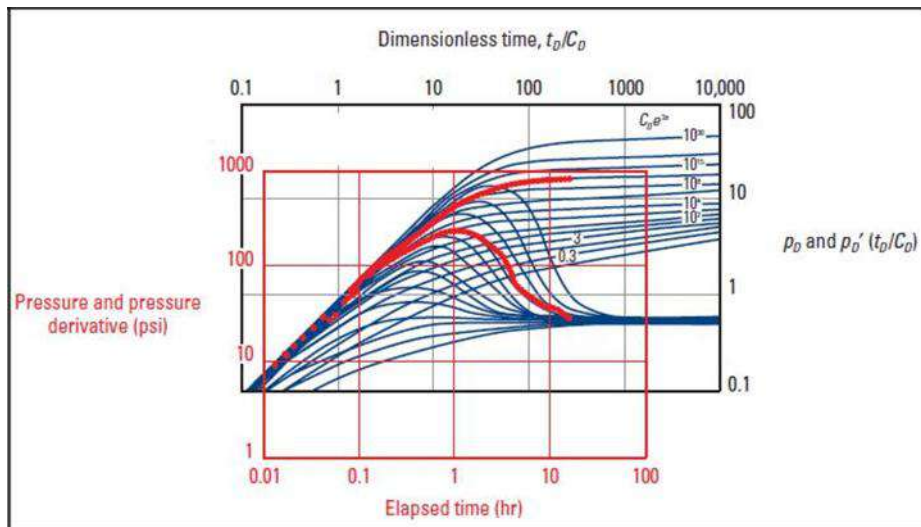


Figure 3.2 : Calage des courbes types avec la dérivative (Habibi, 2011)

Les principaux objectifs des courbes types sont :

- Situer le début du droite semi-log ;
- Prendre en compte toutes les mesures de pressions enregistrées ;
- Apporter une estimation des paramètres habituels (Kh , C , S) pour confrontation avec les résultats d'analyse semi-log ;
- Apporter des informations supplémentaires, généralement inaccessibles par les méthodes conventionnelles (Ω , λ) ;
- Faciliter le diagnostic du type de réservoir rencontré, en montrant les allures caractéristiques de courbes.

2) LA MÉTHODE DE LA DÉRIVATIVE :

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

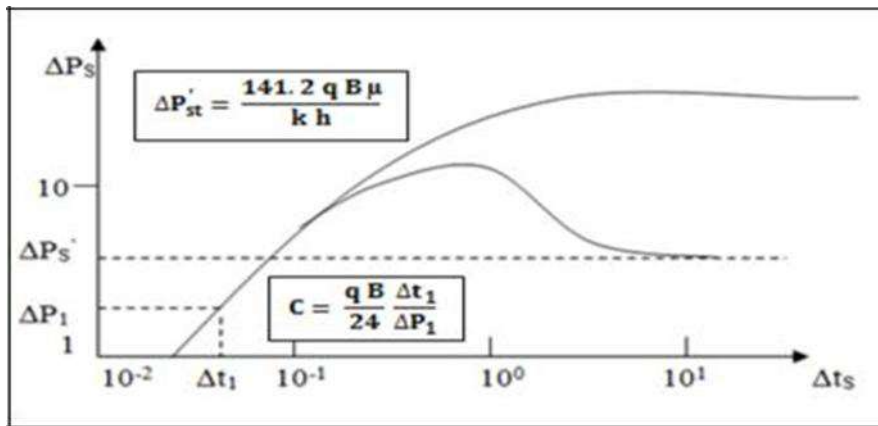


Figure 3.3 : La courbe de la pression et sa dérivée (Habibi, 2011)

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

L'interprétation s'effectue en deux étapes :

- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'écoulement radial circulaire se traduisent par une droite horizontale et se calent sur la droite horizontale d'ordonnée 0,5 en grandeur sans dimension de la planche.
- Les points de la dérivée des mesures correspondant à l'effet de capacité de puits sont sur une droite de pente 1.

Ces points se calent sur la droite de pente 1 passant par l'origine des coordonnées de la planche. Il ne reste plus qu'à lire le libellé de la courbe type exprimée par une valeur de : CDe^{2s} .

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

La perméabilité du réservoir, la capacité du puits et le skin peuvent être déterminés directement à l'aide de la courbe type et de sa dérivée pourvu que la stabilisation de la dérivée soit atteinte.

La Base De PA¹⁵ (Veuillez consulter l'annexe).

3.4 Conclusion :

Le mode de raisonnement DDA est un patchwork des techniques principalement l'analyse de la pression transitoire et l'analyse de la production, couvrant diverses gammes d'espace et du temps.

¹⁵ [15]

CHAPITRE 04 :
ANALYSE DES DONNEES DE
PRODUCTION

4.1 Introduction :

Les méthodes de PTA et PA sont les méthodes utilisées dans ce mode de raisonnement en tant que méthodes de diagnostic et d'interprétation sachant que les autres méthodes sont considérées comme des outils secondaires soit par la préparation des données, ou bien pour leur raffinement et leur validation.

L'application de ce mode concerne deux catégories de puits (d'huile et du gaz)¹⁶.

Cette application se fait séparément afin d'obtenir des résultats et des interprétations d'une manière assez particulière.

La modélisation de ce travail est de type analytique qui sert, au premier lieu, d'analyser les résultats trouvés à la fin du travail¹⁷.

4.2 Les étapes de travail :

Etape 1 : Modélisation de puits étudié

C'est l'introduction des données de déviation, les données géothermiques, les diamètres et les épaisseurs des tubings¹⁸.

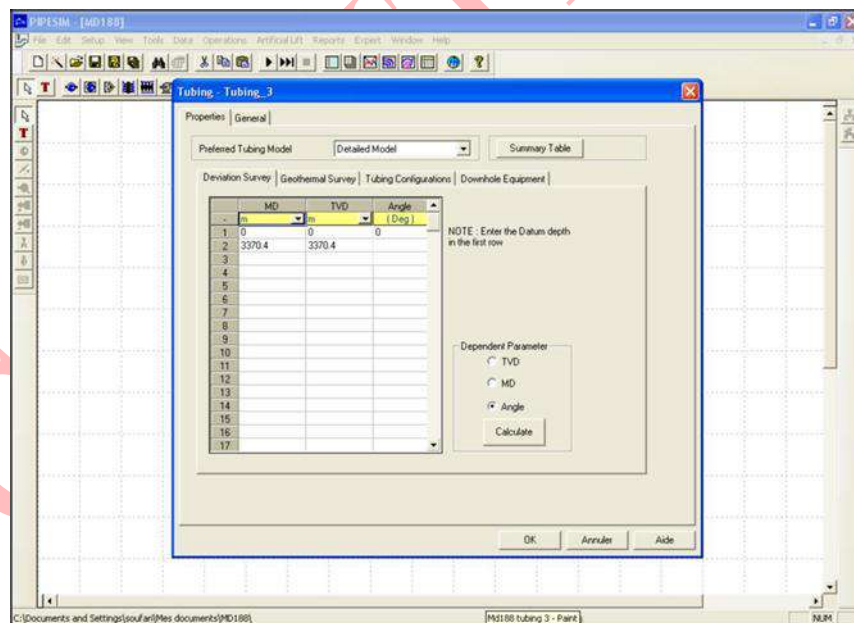


Figure 4.1 : capture d'écran montrant les données de déviation (PIPESIM).

¹⁶ Les fiches techniques des puits sont disponibles dans l'annexe.

¹⁷ Toutes les fenêtres montrées dans cette section sont des captures directes des projets sur lesquels nous travaillons.

¹⁸ Avant tout, on doit créer un (near-wellbore model) en introduisant la pression de gisement et l'IP parce qu'ils sont exigés par le PIPESIM, et ça n'a pas un effet sur ce qu'on va faire plus tard.

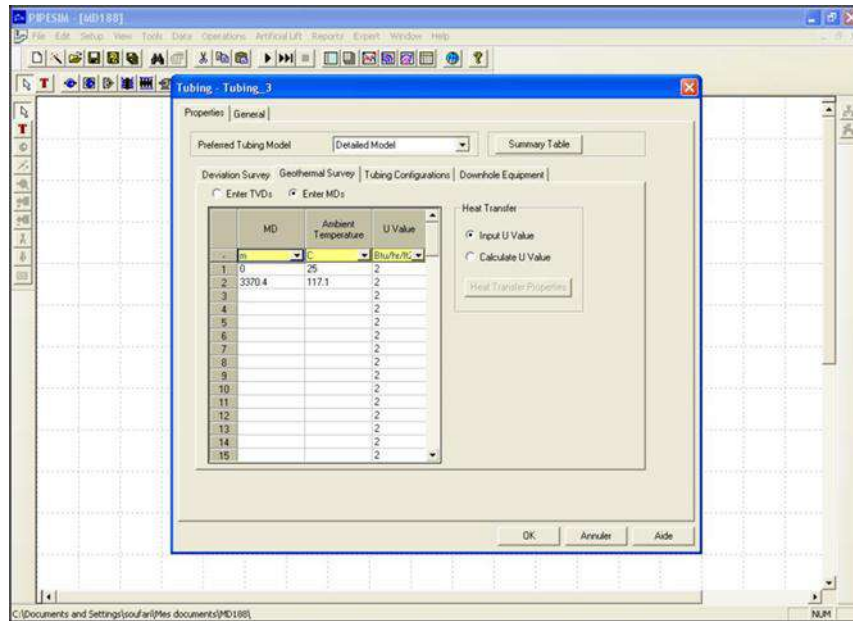


Figure 4.2 : capture d'écran montrant les données géothermiques (PIPESIM).

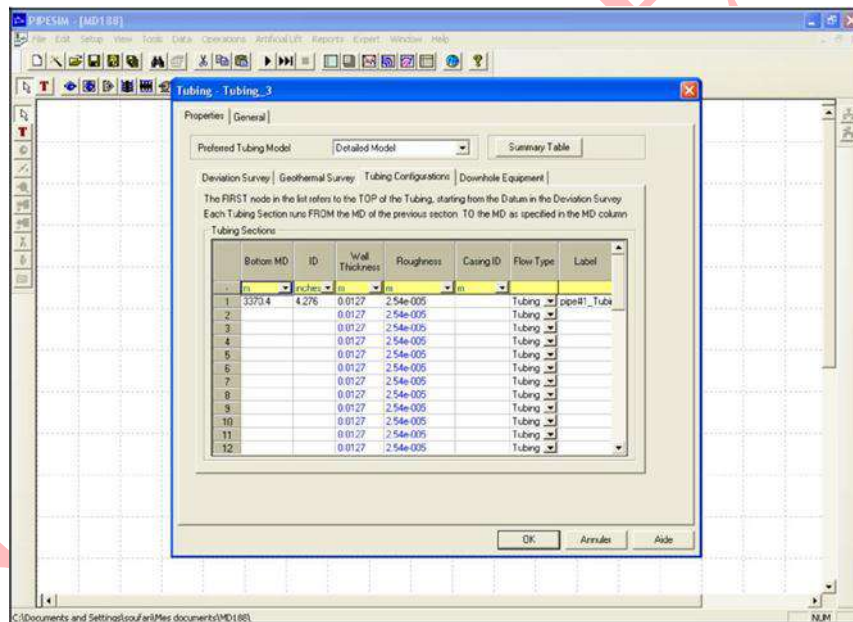


Figure 4.3 : capture d'écran montrant les données du tubing (PIPESIM).

Etape 2 : conversion tous les pressions de tête à l'aide de Lift-Curve.

Les pressions de tête journalières de chaque puits sont converties en pressions de fonds dynamiques pour les introduire dans les logiciels.

Lift-Curve : est une mesure de la performance d'un modèle aléatoire par rapport au modèle de choix prédictif, c'est-à-dire que Lift-Curve est la mesure de la pression de fond dynamique liftée à partir d'un modèle prédictif calé d'un puits donné sous certaines conditions telles que la pression de tête, GOR, débit d'huile Q_h , Water-cut.

Il est représenté sous forme d'un tableau qui va générer la pression de fond dynamique d'un puits calé et les conditions précédentes.

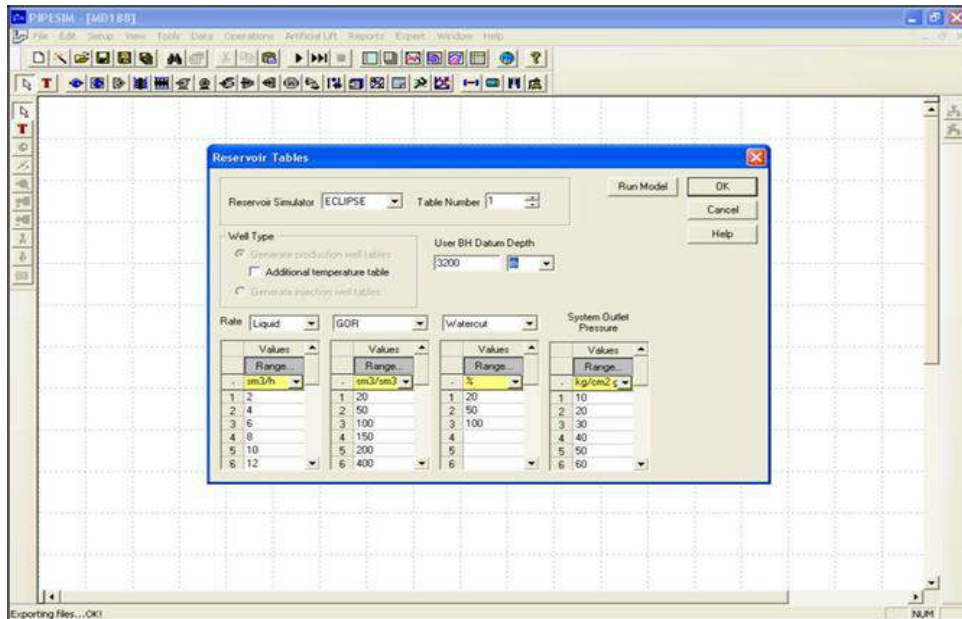


Figure 4.4 : Capture d'écran montrant les données pour lift-curve (PIPESIM).

Le choix des intervalles et des pas des variables est déjà discuté auparavant, Une information de plus ; on doit indiquer le plan (ou côte) de référence¹⁹ sur la lift-curve.

La Lift-curve doit être exportée au format de « Eclipse » comme indiqué sur Topaze, ce travail doit être refait pour les deux puits.

Ayant la lift-curve du puits, on peut commencer l'utilisation du Topaze pour le diagnostic, la modélisation et « l'*History Matching* ».

Etape 3 : Introduction des données PVT

Elle se fait essentiellement à l'aide des données de jaugeage les plus proches du Well-Test durant l'analyse.

¹⁹ La côte de référence est la cote absolue à laquelle sont apportées toutes les pressions de gisements, (ou la pression de fond dynamique pour notre cas), Pour MLE c'est 3200m.

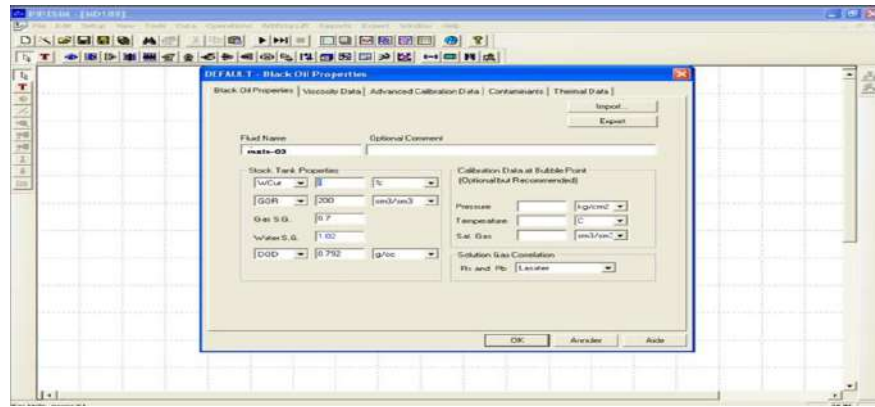


Figure 4.5 : capture d'écran montrant les données de PVT (PIPESIM).

L'interprétation du PTA et du PA dépend de la PVT, qui sert à :

- Indiquer les phases des fluides présentes
- Calculer l'équilibre de la phase de fluide et sa compressibilité pour corriger les volumes produits de la surface à « *sandface* ».
- Calculer l'équilibre de la phase de fluide et sa gravité pour corriger la pression
- Calculer la viscosité de fluide pour que la perméabilité sera déterminée à partir de la mobilité ;
- Calculer la pseudo-pression et le pseudo-temps afin de linéariser les équations pour les utiliser dans les modèles numériques ;
- Introduire les propriétés PVT dans les modèles numériques.

Donc, la connaissance de PVT²⁰ est nécessaire et importante pour la validité de diagnostics du PTA et du PA.

Etape 4 : Les Paliers Dynamiques

On introduit les paliers dynamiques de la pression et de température, qui sont mesurées généralement durant la descente²¹ de l'outil d'enregistrement dans l'opération de Well-test, et qui sont fournis dans les rapports de chantiers de Well-Test de la compagnie de service.

Ces paliers vont servir au choix et matching des corrélations de pertes de charge.

²⁰ À cause de l'absence des études PVT, ceci ne présente pas un problème pour les puits là où la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle, on peut donc considérer le GOR total comme étant le GOR de dissolution.

²¹ L'enregistrement se fait à des cotes bien déterminées, généralement standards pour une compagnie de service.

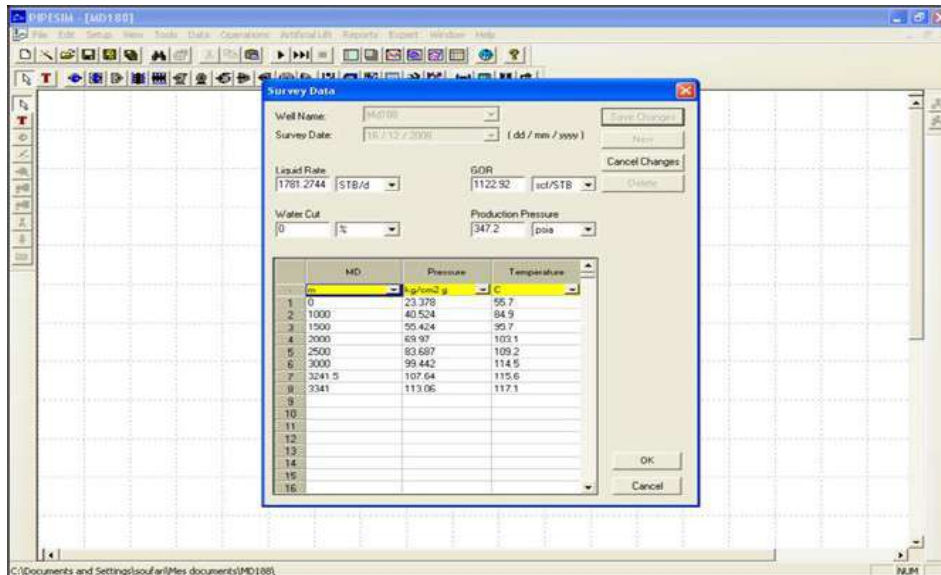


Figure 4.6 : capture d'écran montrant les paliers dynamiques (PIPESIM).

Etape 5 : Choix de corrélations

Nous devons choisir les corrélations qui s'adaptent mieux avec ce type d'écoulement pour voir celles qui sont proches pour le matching et donnent tout genre d'erreur relative par rapport aux données mesurées.

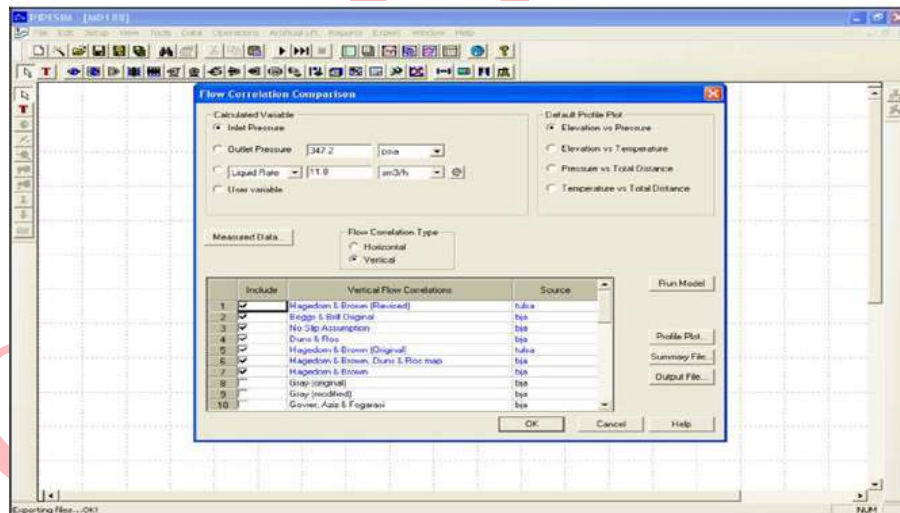


Figure 4.7 : capture d'écran montrant les corrélations à essayer (PIPESIM).

Etape 6 : PTA

Toutes les données précédentes vont s'introduire dans le logiciel **Saphir**. L'interprétation PTA se fait en essayant de trouver le meilleur modèle qui matche la réponse de pression et sa dérivative.







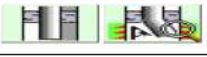


	Type of data	PTA
	Production history	Yes
	Pressure history	Yes
	PVT, correlations, tables or constraints	Yes
r_w	Wellbore radius	Yes
Φ	Porosity	Yes except interference
h	Net vertical drained thickness	Yes
	Field map with surrounding wells based on seismic interpretation	Preferably
	Production history of surrounding wells	Preferably
	Complete completion log preferably with a permeability log. Core and core analysis	Preferably
	Completion diagram and geometry, deviation, perfos, gauge depths.	Preferably
	All gauges, well test and operations reports	Yes
	Choice of flow correlations or availability of lift curves from third party software	If pressure far from sandface

Figure 4.8 : Le Type des données utilisées pour le PTA.

Le choix du modèle dépend des tests précédents, de la géologie, et des logs du puits. Après avoir identifié le modèle et ses paramètres, on exportera ce modèle vers Topaze.

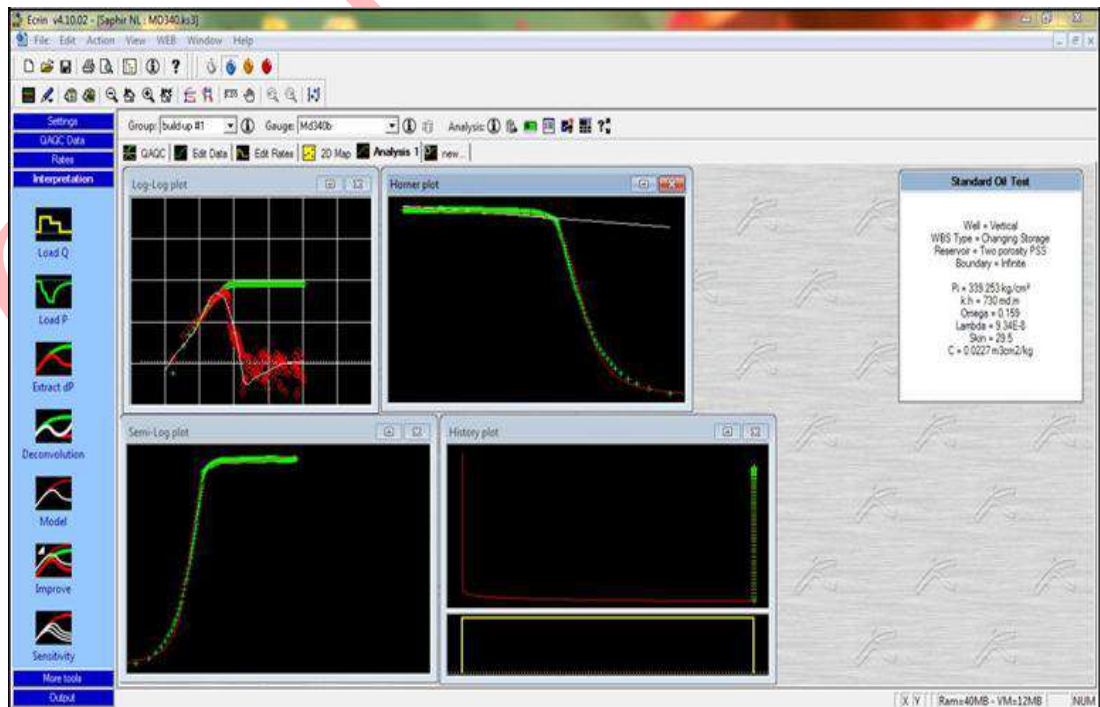


Figure 4.9 : capture d'écran montrant une interprétation sur Saphir(Saphir)

Étape 7 : PA

L'introduction des données (porosité, payzone, rayon de puits²² et la date du début de la production) sur le logiciel **Topaze** est similaire à l'étape précédente, on doit vérifier la qualité de contrôle (mauvaise, moyenne ou excellente) qui inclut la validation des gauges, l'identification des problèmes opérationnels et la distinction des effets de wellbores à partir des effets du réservoir.

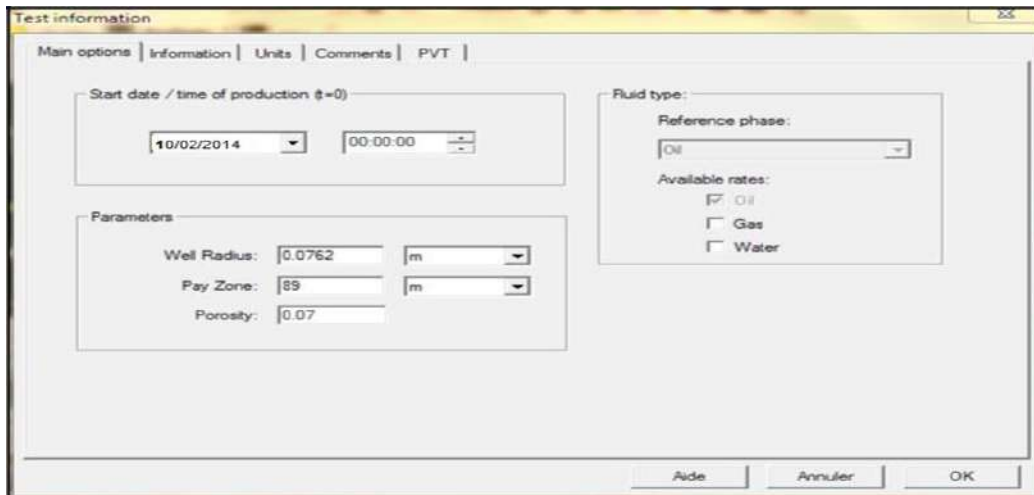


Figure 4.10 : capture d'écran montrant les données du réservoir (Topaze)²³

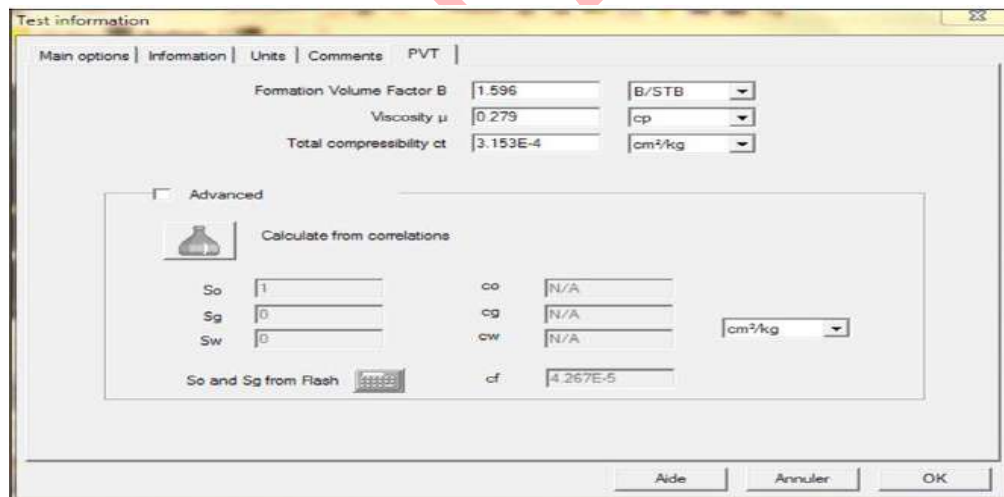


Figure 4.11 : capture d'écran montrant les données de PVT (Topaze)²⁴

²² La payzone est obtenue en multipliant la hauteur totale par le cut-off des argiles (80% dans la majorité des cas), elle est parfois prise comme étant la hauteur des perfos seulement dans le cas où la perméabilité verticale est jugée trop faible.

²³ L'historique à charger est un historique journalier de production et de pression de tête, qui sont réellement des débits calculés à partir des formules qui sont calibrées au dernier jaugeage du puits concerné, et qui sont corrigées chaque jour en multipliant par le facteur d'allocation calculé au niveau du centre avec lequel le puits est connecté.

²⁴ Dans le cas où il n'y a pas de rapport PVT pour un puits donné, les données PVT (B_o , μ ,

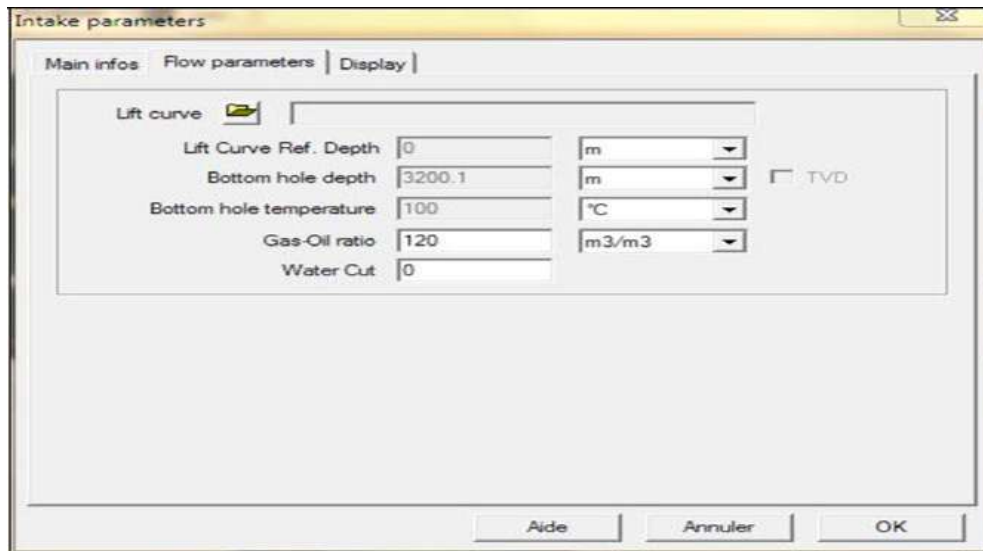


Figure 4.12 : capture d'écran montrant le chargement du lift-curve (Topaze)

Après le chargement de la pression et du débit, on doit ramener les pressions de tête au fond en utilisant les lift-curves générées par PIPESIM pour chaque puits. En les introduisant, on doit définir les GOR et water-Cut²⁵ correspondants, c'est l'étape du « Well intake ».

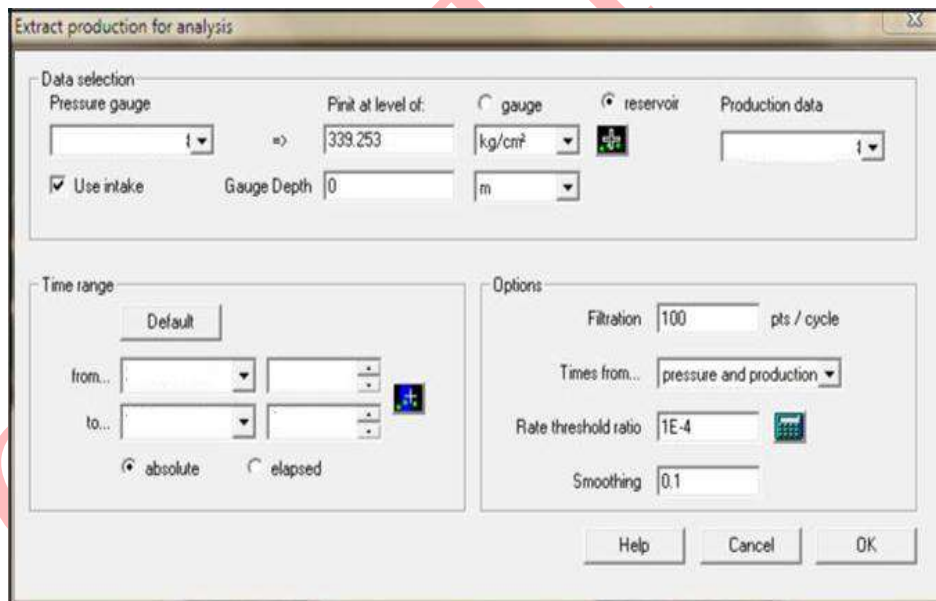


Figure 4.13 : capture d'écran montrant l'extraction de la période à analyser (Topaze)

Les données PVT sont calculées à partir des corrélations qui se basent directement sur la pression de gisement et la pression de bulle ou point de rosé pour le puits de gaz. La pression de bulle pour le fluide au niveau de la portion du réservoir environnant ce puits est déterminé à partir d'une carte (iso-pression de bulle) disponible au niveau de la structure.

²⁵ Les GOR et les Water-Cut ne changent pas amplement durant la période choisie pour l'analyse, il existe une manière de faire un Well intake variable en fonction du temps, mais ceci exige l'utilisation d'un autre module Kappa (Amethyste) ce qui va prendre énormément de temps.

Ensuite, la correction des données sera prise en compte avant de passer à l'extraction et le diagnostic qui dépend du log-log et du semi-log accompagnés avec d'autres plots spéciaux. Pour diagnostiquer et interpréter cet historique de production, il faut extraire la portion qui nous intéresse (le choix de la période d'analyse a été déjà analysé).

Remarque Importante (veuillez consulter l'Annexe).

Puis, la génération de modèle comprend l'utilisation du logiciel pour matcher les réponses de pression avec l'amélioration des paramètres du modèle à l'aide des modèles de simulation et/ou les méthodes de régression. D'autre façon, Elle permet l'estimation des paramètres du réservoir du système puits-réservoir (K, S, N) en utilisant la solution «Declin Type Curves»²⁶ afin de comparer les datas avec le modèle du réservoir.

Pour mieux comprendre et saisir ces informations, nous essayerons maintenant d'appliquer les pressions de fond dynamiques calculées sur le modèle (en utilisant la même pression de gisement déterminée par la PTA) et voir si le débit résultant du modèle analytique va matcher le Production History du même puits.

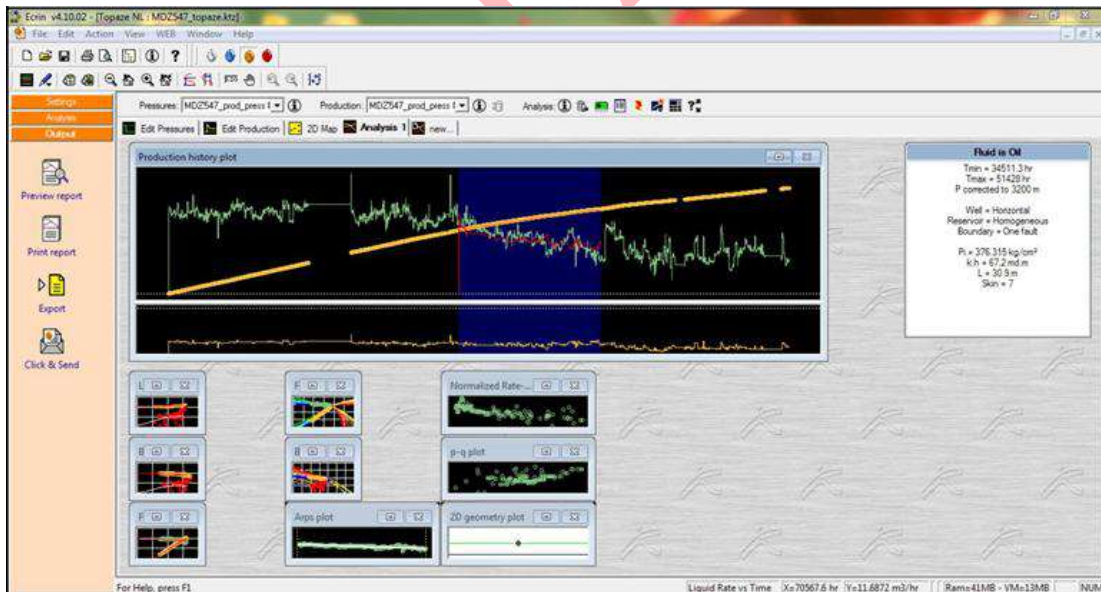


Figure 4.14 : capture d'écran montrant une analyse sur Topaze (Topaze)

²⁶ La courbe type : outil simple et efficace pour harmoniser les données et évaluer les paramètres associés au modèle de réservoir. Par une manière plus simple, « Type Curve » est une image statique sur le comportement du réservoir et sa performance.

Étape 8 : Vérification des résultats PA

Le modèle du réservoir a été identifié et les paramètres de réservoir sont déterminés. C'est l'étape de confirmation des résultats (s'ils sont accords ou non avec les performances des puits bruts) en utilisant les courbes de Blasingame, la déviation entre le modèle analytique et les données réelles.

Le «History Match final» indique la présence des fonctions des données de performance ou le sens contraire.

Étape 9 : Rapport Final

On fait le résumé sous forme d'un rapport constitué en deux parties, qui sont :

La partie mécanique : que son contenu est marqué sous forme de tableaux de résultats, les plots générés, directement ou inversement.

La deuxième partie concerne tout ce qui est reporté d'après l'ingénieur (les objectives, les opérations, l'interprétation, la confidentialité et les recommandations).

Les résultats sont présentés et interprétés en détails dans les points suivant.

4.3 RÉSULTATS ET DISCUSSION :

4.3.1 LES-10 (puits d'huile) :

a) Modélisation et choix de la corrélation :

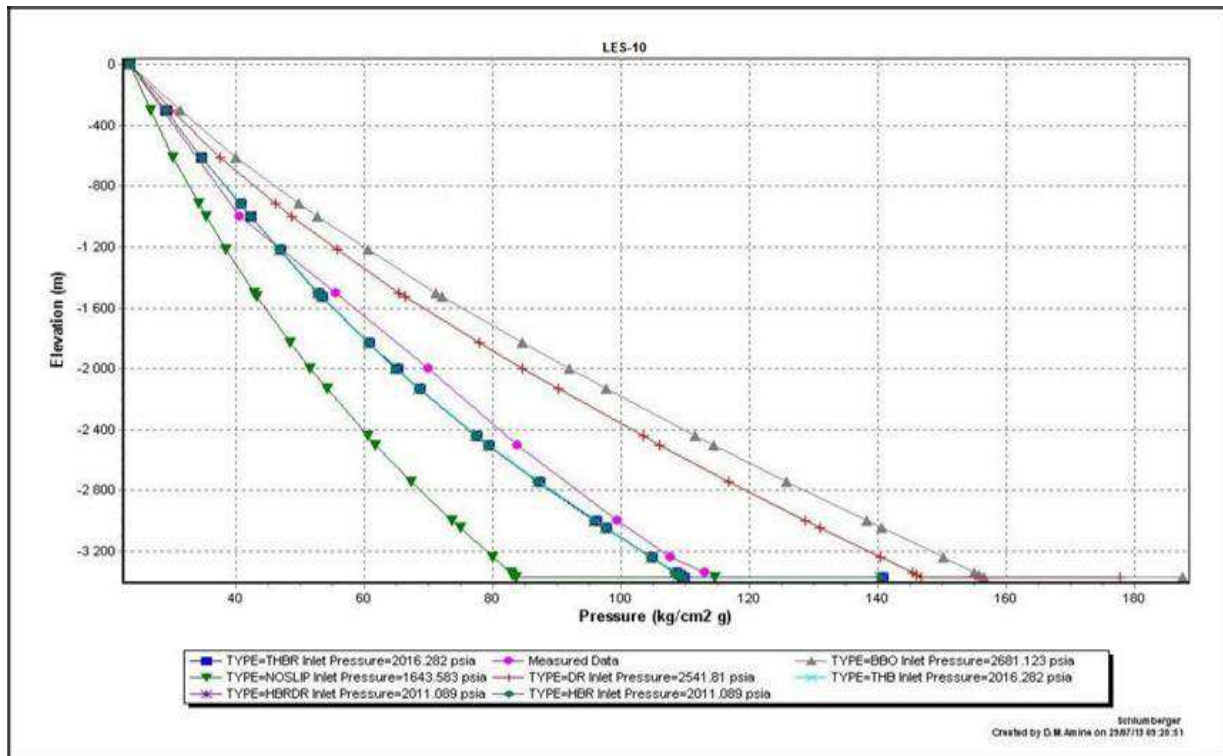


Figure 4.15 : les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits LES-10

Les corrélations les plus proches des paliers dynamiques mesurés sont : (Hagedorn Brown BJA et Hagedorn Brown Tulsa).

DATA MATCHING

- Le résultat du matching des corrélations (Hagedorn Brown BJA et Hagedorn Brown Tulsa) est le suivant : (Voir les figures (4.15))
- La corrélation Hagedorn Brown (Tulsa) a le total RMS le plus petit : 23.366.
- Elle est donc choisie comme la corrélation à utiliser (avec ces paramètres) pour Générer le Lift-curve pour le puits LES-10.

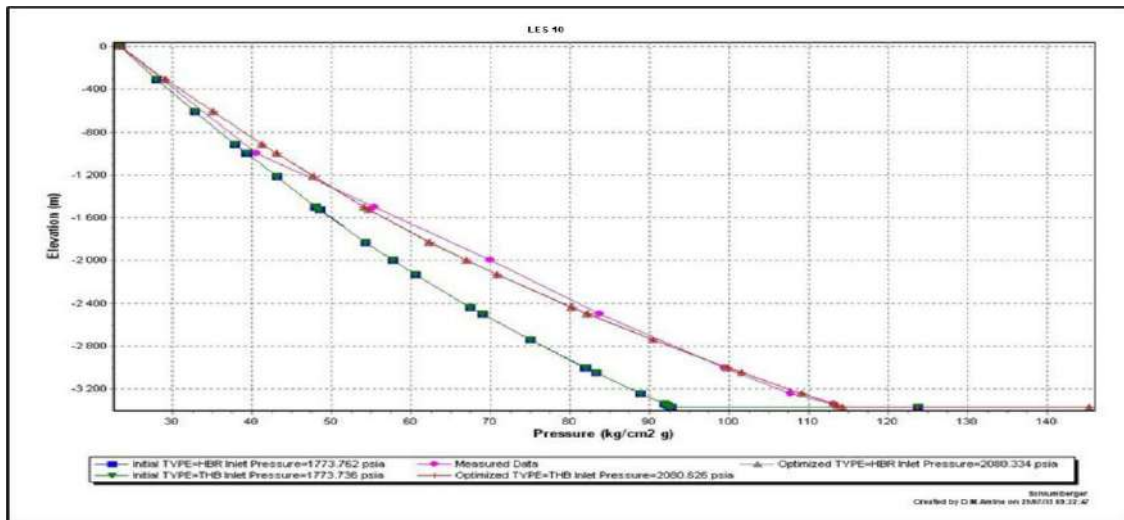


Figure 4.16 : résultat du Data-Matching pour le puits LES 10

b) INTERPRÉTATION (PTA) :

Le modèle et Les paramètres du modèle qui génèrent le meilleur matching pour la réponse « *Build-up* » mesurée en juillet 2016 (Voir la figure (4.18)), sont les suivants :

Modèle du Wellbore : Wellbore Storage constant

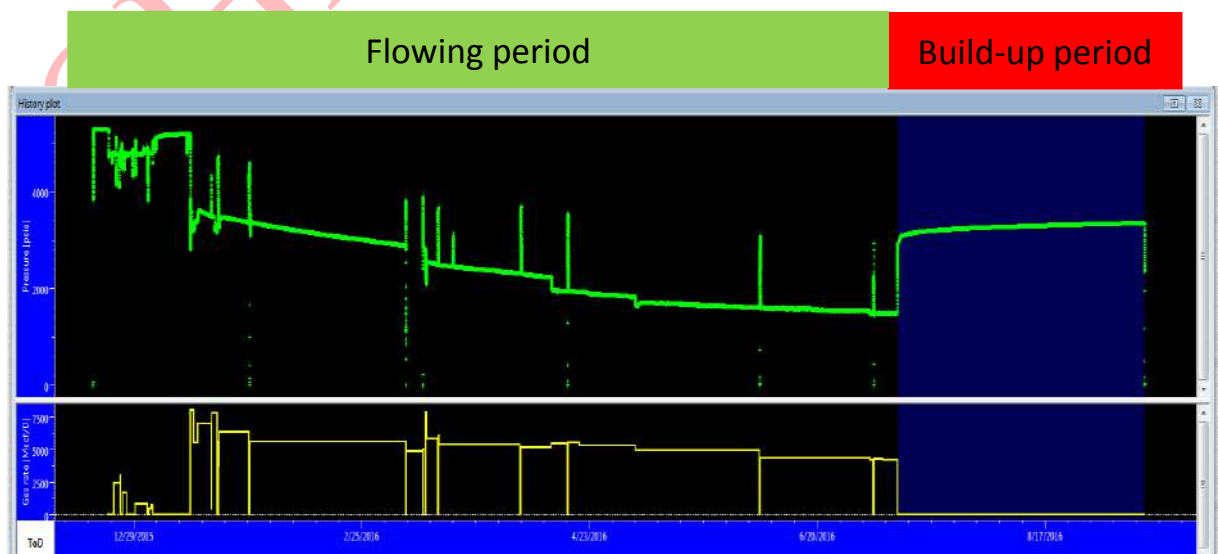
Modèle puits : Vertical ;

Modèle réservoir : Radial composite ;

Modèle de la limite : rectangle

Les paramètres :

$$Kh=96 \text{ md}\cdot\text{ft}; k=4.74\text{md}; S=3.8; P_i=4080 \text{ psi}; C=0.0253\text{m}^3\text{bbl/p}$$



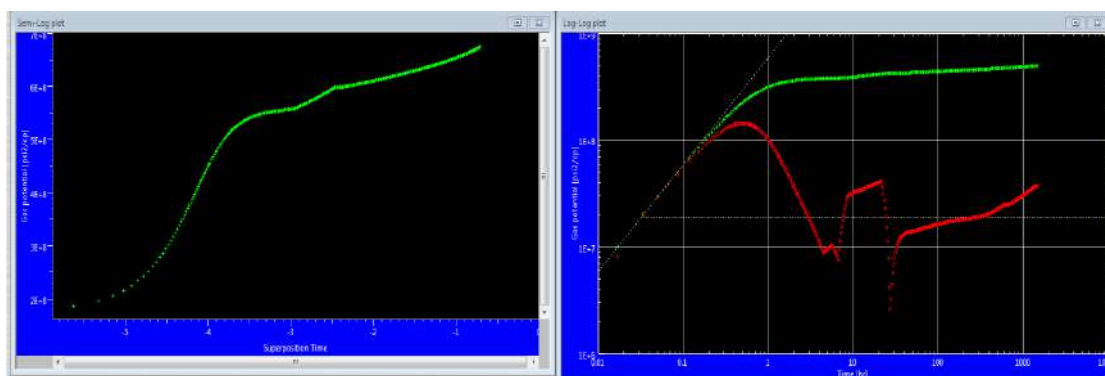


Figure 4.17 : le Build-up du puits LES-10 mesurée en 2016.

c) INTERPRÉTATION (PA) :

En appliquant le même modèle analytique obtenue par la PTA sur l'historique de production du puits LES-10, du 22/12/2015 au 10/07/2016, le meilleur History matching sur cette période de production (voir la figure (4.18)) est achevé en utilisant :

- Modèle puits : Vertical ;
- Modèle réservoir : Radial composite ;
- Modèle de la limite : Rectangle.

Le changement de mesure de pression a créé une anormale réponse dans le log-log dérivative plot pendant la période la plus importante (période de transition) ou en obtient les paramètres de réservoir (perméabilité et skin) et en (late time) ou on estime les abords de réservoir.

Pour cela on ne peut pas estimer ni les abords ni les propriétés de réservoir à partir le « *Build-up* » seulement.

L'étape suivante est d'utiliser le « TOPPAZ KAPPA SOFTWARE » en utilisant la technique d'analyse de lift curve :

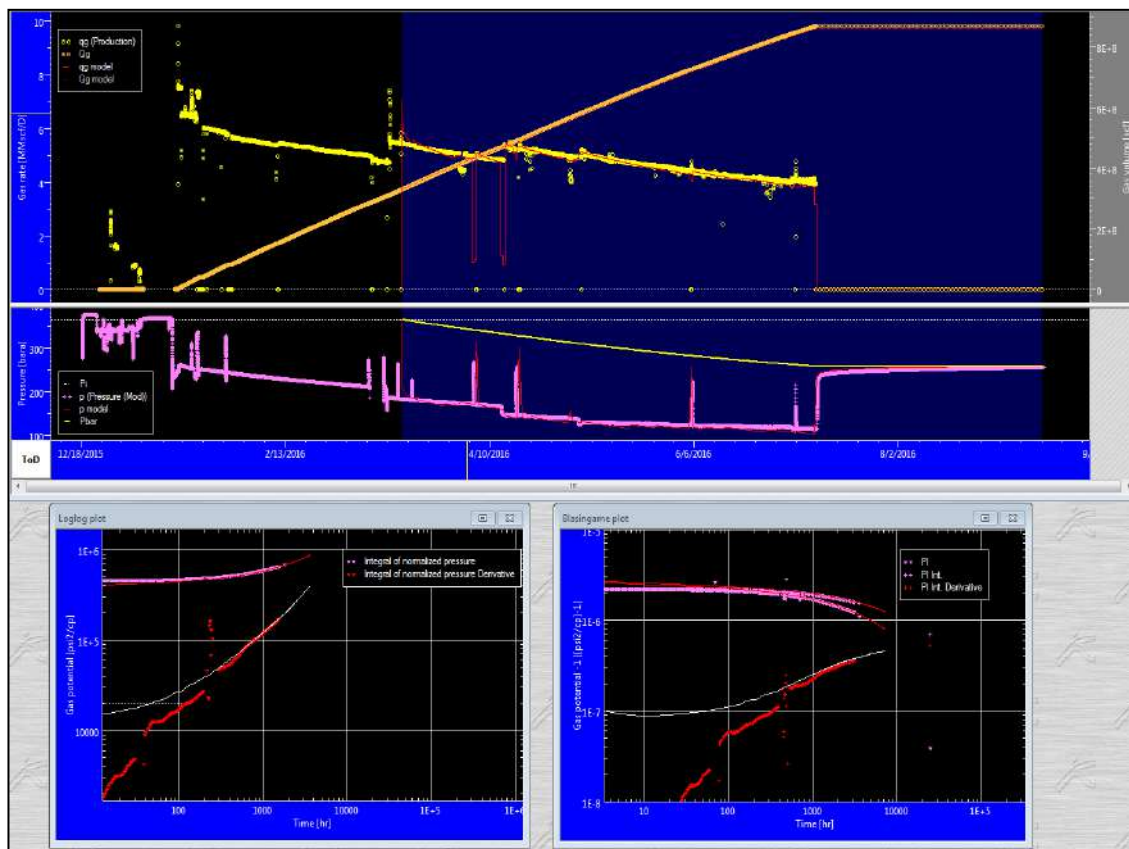


Figure 4.18 : le résultat Matching d'une période de production ET les courbes de Blasingame (Modèle et réelle) générées pour le puits LES-10

On n'a pas pu exploiter les données de la première période à cause de l'instabilité des conditions de production, la deuxième étape est plus stable et exploitable.

Pour une couche d'épaisseur de 6.5 mètre le data matching d'un radial composite model et rectangulaire boundaries d'une longueur de 1023 m et largeur de 453m, voir le schéma ci-dessous :

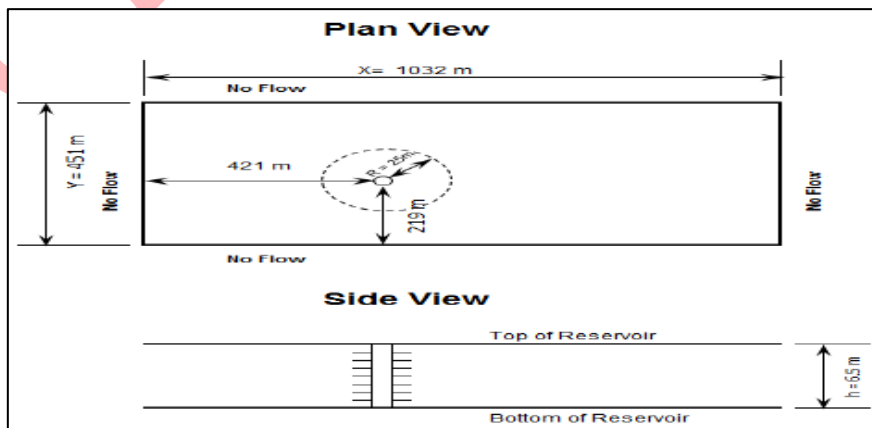


Figure 4.19 : Schéma sur la forme de la couche productrice F2B

CHAPITRE 04 : ANALYSE DES DONNEES DE PRODUCTION

Les paramètres conclus sont :

Kh=21 md.m, k=9.5 md, S=1.9, Pi=4080 psi ; C=0.0253m³bbl/psi.

Pendant la période “LPT” (long production test) on a estimé la production de gaz = **0.87 Bscf** et **60 Mbbl d’huile, total = (220 MBOE)**,

d) Conclusion :

- ✓ -La qualité des données de « *Build up* » sont **mauvais et ne sont pas interprétable.**
- ✓ l’analyse de déclin est **bien matché** avec le model de réservoir rectangulaire et nous a confirmer que les propriétés pétro-physiques sont dégradé au-delà des abords de réservoir (late time analyse).
- ✓ l’estimation des réserves de gaz et de l’huile estimés à partir de l’analyse de déclin est de :

Gaz 1.3 Bscf ;

Huile : 64 Mbbl ;

Total : 300 MBOE.

4.3.2 MZLS-03 (Puits de gaz riche en condensat) :

a) MODÉLISATION ET CHOIX DE LA CORRÉLATION :

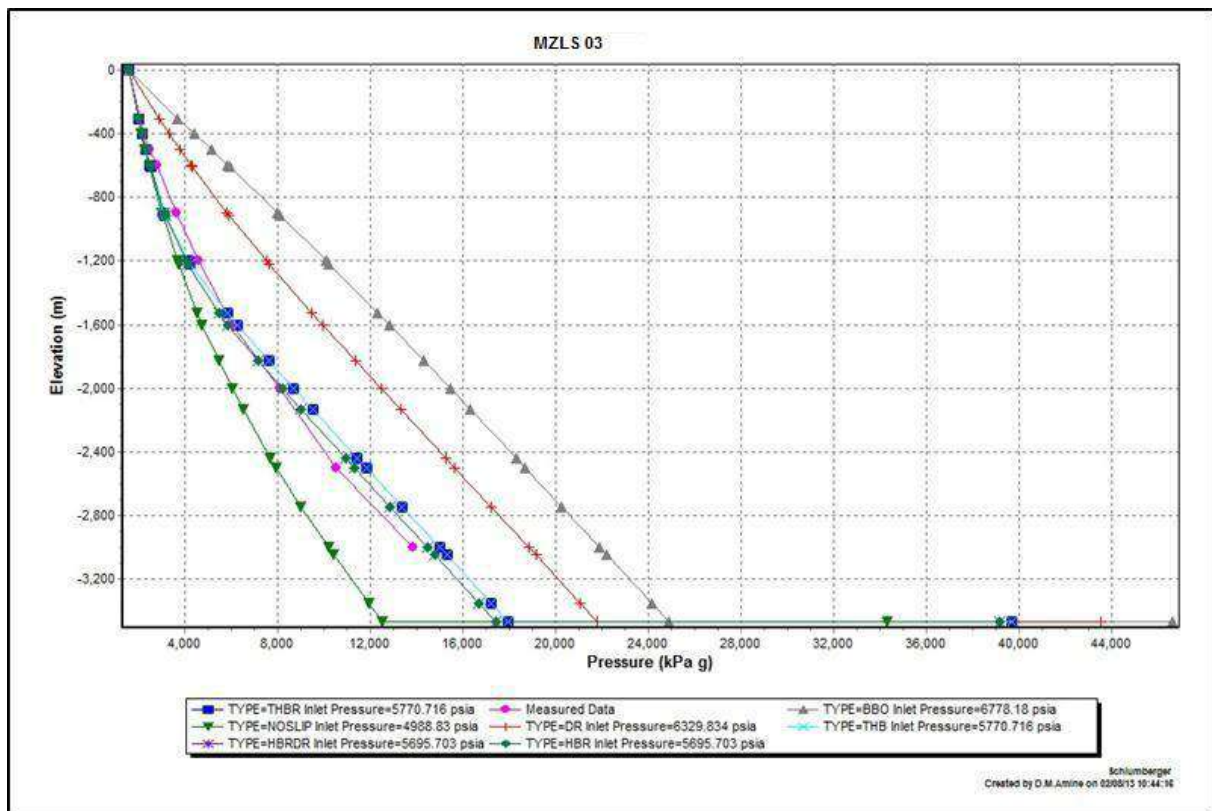


Figure 4.20 : les résultats des différentes corrélations utilisées pour le puits MZLS 03.

Les corrélations les plus proches des paliers dynamiques mesurés sont : (Hagedorn Brown BJA et Hagedorn Brown Tulsa).

DATA MATCHING

- Le résultat du matching des corrélations (Hagedorn Brown BJA et Hagedorn Brown Tulsa) est le suivant :
- La corrélation Hagedorn Brown (BJA) a le total RMS le plus petit : 54.715.
- Elle est donc choisie comme la corrélation à utiliser (avec ces paramètres) pour Générer le Lift-curve pour le puits MZLS 03.

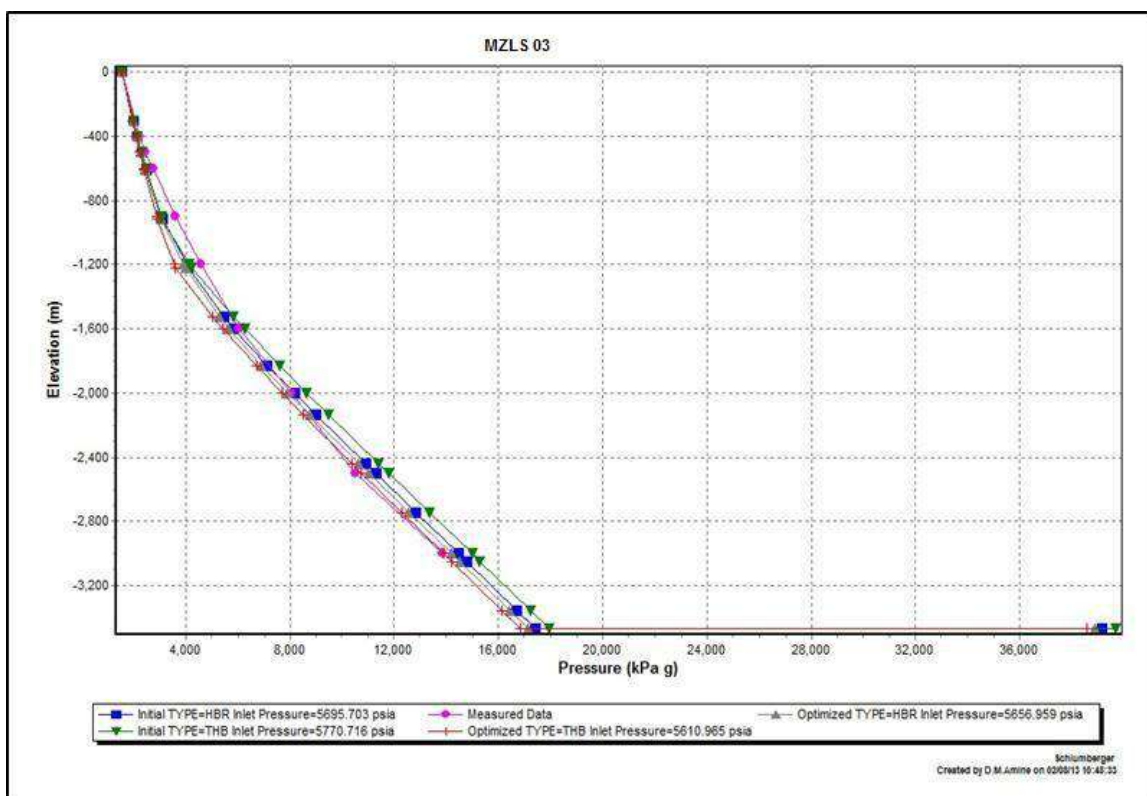


Figure 4.21 : visualisation du Matching pour le puits MZLS 03

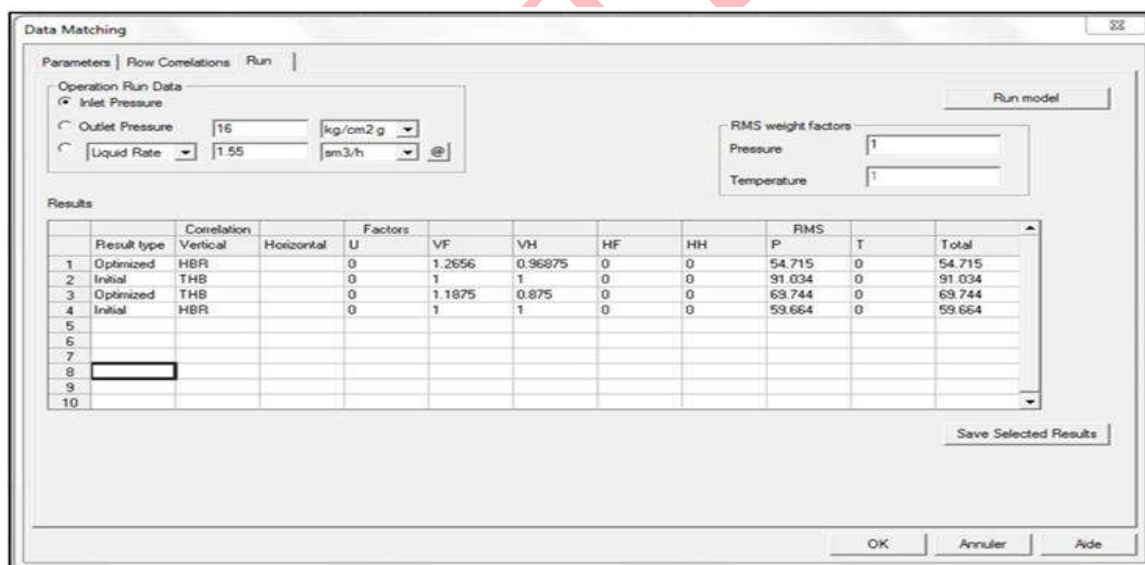


Figure 4.22 : résultats du Data-Matching pour le puits MZLS 03

b) INTERPRÉTATION (PTA) :

Le modèle et Les paramètres du modèle qui génèrent le meilleur matching pour la réponse (Build-up) mesurée en 2016, sont les suivants :

Modèle du Wellbore : Changing Storage.

Modèle puits : Vertical

CHAPITRE 04 : ANALYSE DES DONNEES DE PRODUCTION

Modèle réservoir : infini

Modèle de la limite : closed circular.

Les paramètres:

$Kh=1.11 \text{ md}\cdot\text{m}$; $S=0.3$; $K= 0.101 \text{ md}$; $P_i=462 \text{ bar}$; $C=0,0963 \text{ m}^3\text{cm}^2/\text{kg}$

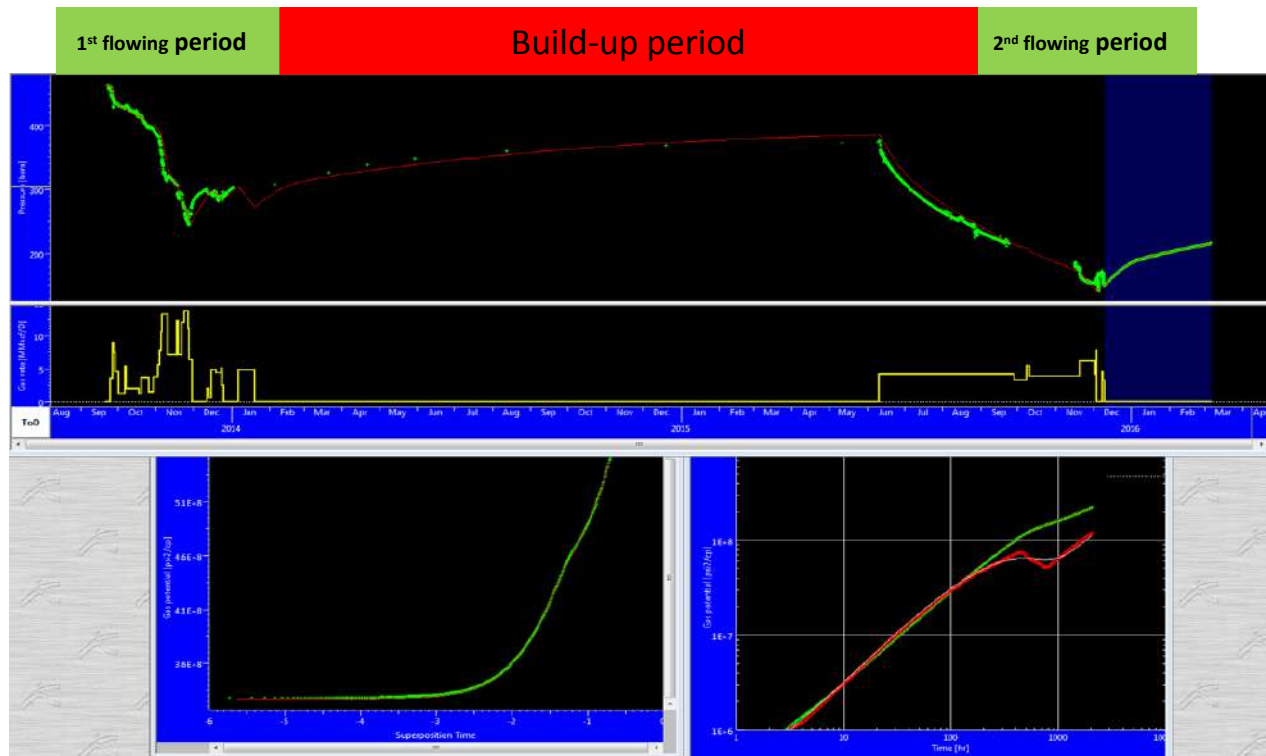


Figure 4.23 : le Build-up du puits MZLS 03 mesurée en 2015.

c) INTERPRÉTATION (PA) :

En appliquant le même modèle analytique obtenue par la PTA sur l'historique de production du puits MZLS 03, du 11/06/2015 au 10/11/2015, le meilleur History matching sur cette période de production est achevé en utilisant :

Modèle puits : Vertical

Modèle réservoir : infini

Modèle de la limite : closed circular

$Kh=1.50 \text{ md}\cdot\text{m}$; $S=0.5$; $K= 0.171 \text{ md}$; $P_i=462 \text{ bar}$

L'étape suivante est d'utiliser le «TOPPAZ KAPPA SOFTWARE» en utilisant les techniques d'analyse de lift curve :

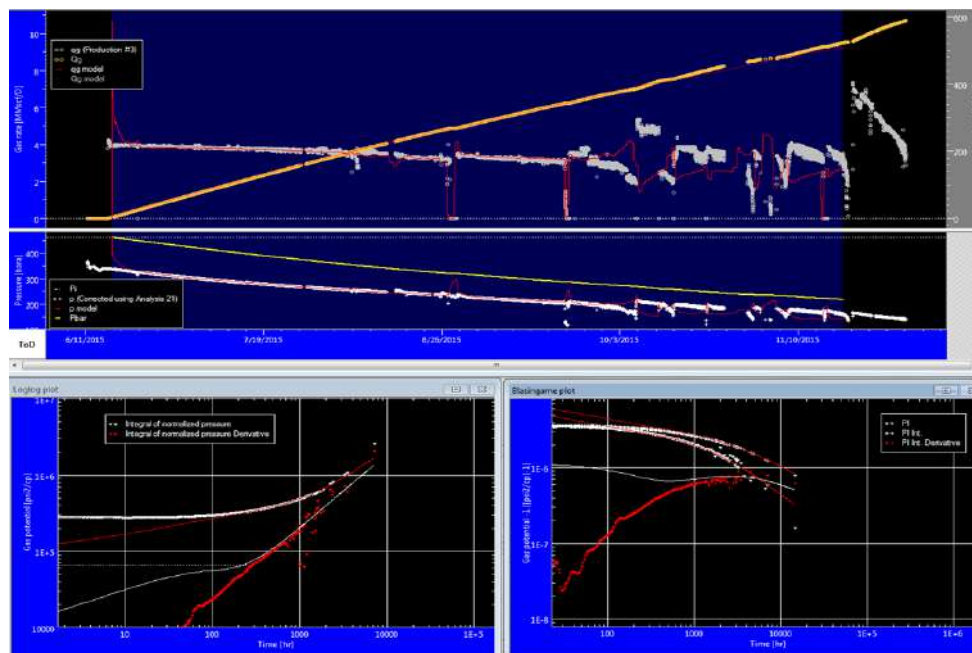


FIGURE 4.24 : le résultat Matching De la deuxième période de production et les courbes de Blasingame (Modèle et réelle) générées pour le puits MZLS 03.

On a choisi d'exploiter les données de la deuxième période parce qu'elle était plus longue et moins perturbée.

Pour une couche d'épaisseur de 7 mètre, le data matching d'un radial composite model et circulaire bouderies d'un rayon de 750 m, Les paramètres conclus sont :

Kh=7.6 md.m, k=0.7 md, s=0.46, Pi=462 bars;

Pendant la période "LPT" (long production test) on a estimé la production de gaz = **0.67 Bscf** et **1.26 Mbbl condensat, total (66 Mboe),**

d) Conclusion :

- ✓ Les propriétés pétro-physiques de F6-1 sont **très mauvaises** (perméabilité=0.1 md) ;
- ✓ A la fin de test (LPT), la pression de tête a été chutée à 79 bars ;
- ✓ Le volume des hydrocarbures est très limité ;
- ✓ L'estimation des réserves de gaz et de l'huile estimés à partir de l'analyse de déclin est de :

Gaz **0.67 Bscf** ;
 Huile : **33.5Mbbl** ;
 Total : **155 MBOE.**

**CONCLUSION
ET RECOMMANDATIONS**

5.1 CONCLUSION :

Les méthodes de PA et de PTA partagent les mêmes suppositions en termes d'utilisation de l'équation de diffusivité et des conditions aux limites. La plupart des modèles analytiques et numériques développés dans la PTA peuvent être utilisés dans la PA avec des modifications simples, tels que la capacité d'employer les pressions pour simuler la production avec la superposition. La PA et la PTA utilisent la même procédure de charger les données puis extraire les différentes courbes représentatives.

LE RÉGIME D'ÉCOULEMENT CHERCHÉ :

Le régime le plus intéressant dans la PTA est le **régime radial infini (IARF)**. Nous cherchons toujours la stabilisation de la dérivée de Bourdet. Quand l'IARF est détecté, l'analyse spécialisée donnera les valeurs de la perméabilité et du skin total. On peut tirer d'autres informations concernant les limites du réservoir à partir d'autres parties de la réponse ; cependant le point de départ reste toujours l'IARF.

Le régime principal dans la PA est le **pseudo permanent (PSS)**. On cherche une droite de pente (-1) sur les courbes de Blasingame. L'analyse spécialisée permet de déterminer l'aire de drainage du puits à partir de cette droite. L'indice de productivité, la mobilité et le facteur de forme peuvent aussi être évalués.

D'autres modèles plus complexes peuvent être utilisés, mais un manque d'informations peut empêcher la détermination des paramètres additionnels. Cependant les résultats de la période transitoire de pression peuvent être employés pour déterminer ces derniers.

NIVEAU DE DIAGNOSTIQUE :

Une des étapes principales dans la PTA est le diagnostic basé sur le comportement de la dérivée. L'ingénieur décide quel modèle serait le plus convenable, ceci est possible si les données sont propres et la production est constante (nulle), pendant le « *Build-up* ». L'historique de production peut être dispersé de telle sorte que la réponse soit pleine de transitions. Dans ce cas, l'identification du régime pseudo permanent n'est pas possible. En dépit de l'absence du régime PSS, il est possible de modéliser l'historique disponible afin d'obtenir une évaluation fiable de l'aire de drainage et d'autres paramètres. Ainsi, l'utilisation des modèles et l'optimisation est susceptible de changer la manière selon laquelle la PA est effectuée, d'une façon plus radicale que la PTA.

CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

VALIDITÉ DES HYPOTHÈSES DE LA PTA DANS L'ANALYSE DE PRODUCTION :

La PTA peut fournir un aperçu momentané sur le comportement du puits et du réservoir. Cependant la PA couvre un intervalle de temps plus important, et certaines suppositions pour un essai de puits simple ne sont pas valides pour l'analyse de production. Les différences principales sont liées à la productivité du puits, l'aire de drainage et le nombre des phases en place.

Les modèles de PTA expliquent la dépendance de skin avec le débit. Dans la PTA, les effets de frontière sont généralement des frontières matérielles, quoique l'interférence des autres puits puisse produire les mêmes effets que les frontières. Dans la PA on considère l'aire de drainage du puits ce qui permet de prendre en considération l'équilibre d'écoulement avec les puits voisins. L'aire de drainage change avec le temps où surtout lorsque de nouveaux puits sont implantés. Pour tenir compte de ces changements, un modèle analytique ou numérique, peut être exigé.

5.2 RECOMMANDATIONS :

Notre travail est essentiellement une étude de cas (case study) entre deux méthodes d'interprétation sur un champ. Et vu la complexité du champ de Menzel Ledjmet (MLE) et balancer des recommandations techniques seulement sur la base de quelques interprétations prises sur les 2 dernières années sur 2 puits/36 puits ne va refléter que notre ignorance et notre hypocrisie.

Nous recommanderons plutôt d'inclure le module de la « Production Analysis » au programme de la faculté des hydrocarbures pour la classe de « Production », ça serait vraiment bénéficiant vu que quelques pays et compagnies ont abandonné le raisonnement « Well test » classique en la faveur de la DDA²⁷.

²⁷ Par l'adoption des complétions intelligentes, munies de « permanent downhole gauges » (PDG).

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

Livres:

- [1] DDA's Book Version v5.10.
- [2] DDA's Book Version v4.30.10.
- [3] Olivier, H., Virturat, D., Fjaere, O. S., & al, e. (2012, -- --). *Dynamic Data Analysis-- The theory and practice of Pressure Transient, Production Analysis, Well Performance Analysis, Production Logging and the use of Permanent Downhole Gauge data*. Nice, France: Kappa engineering.
- [4] Tom Blasigame, Ftekovich *Method of Production Analysis*, P.E.648 –Pressur Transiest Testing, Texas A & MU.
- [5] Louis Mattar, B.Sc, M.Sc, **Well Test Interpretation**. P.Eng.
- [6] DDA guide: kappa engineering.

Thèses et Mémoires :

- [7] Bouzid, a., & nouri, d. (2013). *Application de l'analyse des courbes de Déclin pour l'évaluation des performances et l'estimation Des réserves de la zone fissure hzn de hassi Messaoud*. Boumerdes : Université M'hamed Bougara Boumerdes, Faculté des Hydrocarbures.
- [8] Habibi, R. (2011). *Caractérisation et développement de l'Upside (Partie Nord) du champ de Hassi Messaoud à partir des essais de puits*. Boumerdes: Université M'hamed Bougara Boumerdes, Faculté des Hydrocarbures.
- [9] Derouiche , A., & Benlaib, B. (2011). *Modélisation et Optimisation du Système de Production de la Série Inferieure du Gisement de Hassi Rmal*. : Université M'hamed Bougara Boumerdes, Faculté des Hydrocarbures.

BIBLIOGRAPHIE

- [10] Si Mohammed, E. (2010). *Gas Reservoir Performance Using Decline Curve Analysis*. Boumerdes: The Robert Gordon University.

Livres PDF:

- [11] Kappa Engineering. (2008). *Saphir Guided Session*. Nice, France: Kappa engineering.
- [12] Kappa Engineering. (2008). *Topaze Guided Session*. Nice: Kappa engineering.
- [13] Tarek Ahmed & Paul McKinney. (2005). *Advanced reservoir engineering*. Burlington, USA: Elsevier.
- [14] Beggs, H. D. (2003). *Production Optimization Using NODAL Analysis* (éd. 2). Tulsa, Oklahoma, USA : OGCI and Petroskills Publications.

Sitographie (en 2017):

- [15] www.feket.com
- [16] www.kappa.eng.com
- [17] www.onepetro.org.com
- [18] www.glossary.oilfield.slb.com
- [19] www.IFP.com

Articles:

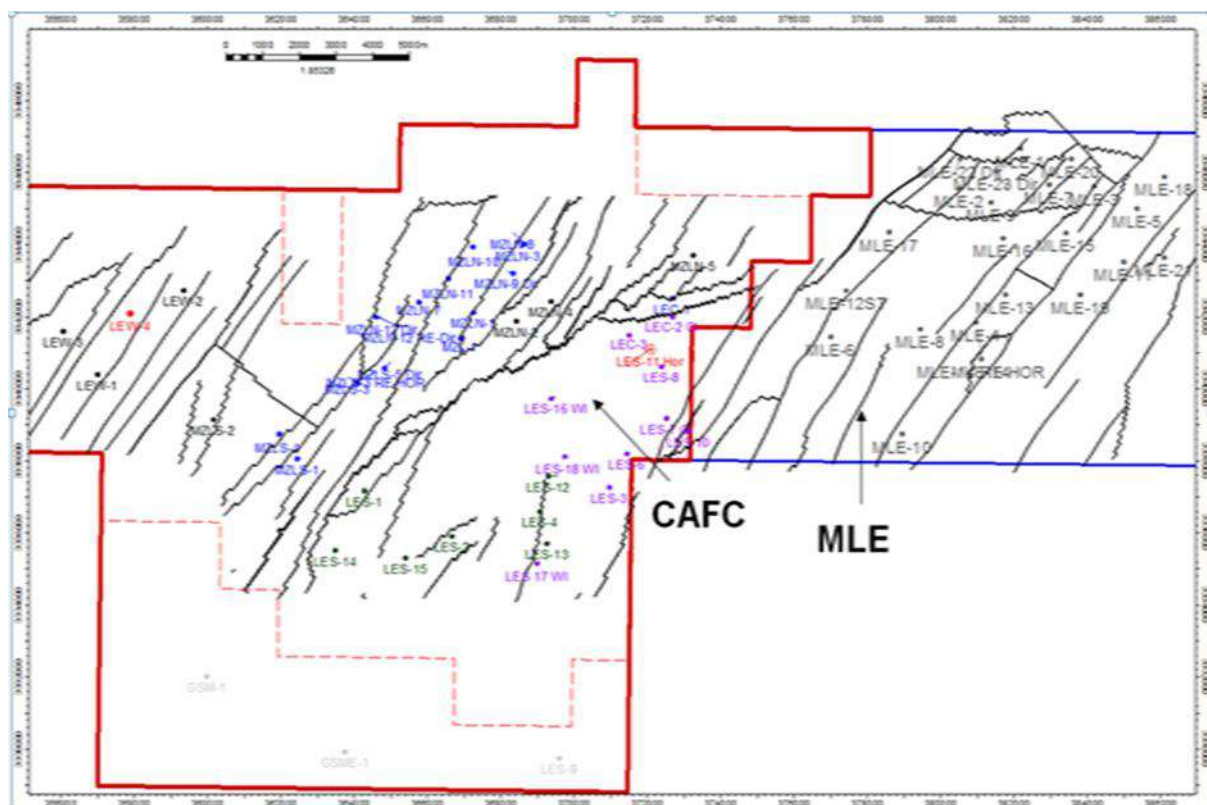
- [20] T.A. Blasingame, *Analysis and interpretation of Well test Performance at Arun field, Indonisia*. T.Marhaendrajana, Texas A & MU and N.J Kaczorowski, Mobil oil (Indonisia) and, 1999.
- [21] Kewen Li, R. N. (2003, May 19-24). *A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms*. SPE(83470), 9.

BIBLIOGRAPHIE

- [22] Mohaghegh, S.D, Gaskari.R *New Method do Production Data Analysis to identify New opportunities in mature fields: Methodology and Application*. West Virginia Univ, Society of Pétro Org, copyright 2005.
- [23] *Production Data Analysis –Future Practices for Analysis and Interpretation*, Petroluem Society, Canadian conference, 2007.
- [24] Doublet, L., Pande, P., McCollum, T., & Blasingame, T. (1994, October 19). *Decline Curve Analysis Using Type Curves--Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time: Application to Field Cases*. SPE(28688), 24.
- [25] P.Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineer Inc.
- [26] P.Spivey, J. (2006). *Introduction to applied well test interpretation*. Phoenix, USA: Phoenix reservoir engineering.
- [27] **Entreprise de Stage (association de SONATRACH, FCP et ENI)**

ANNEXE

ANNEXE 01 : Les Sections MLE et CAFC du Bloc 405b.




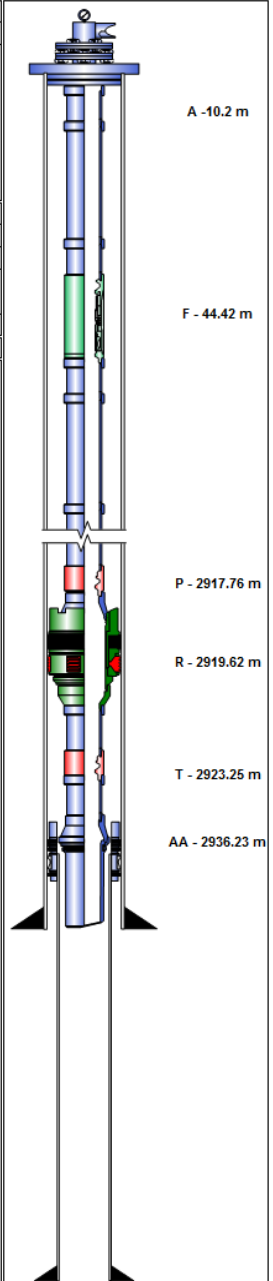
ANNEXE 02 : Tableau De l'Estimation Des Hydrocarbures en place de champs MLE (Méthode Volumétrique)


	Total	CAFC (Sector 1)	MLE Lobe (Sector 2)
Pore Volume (MMrb)	757	615	142
HCPV (MMrb)	458	346	112
OOIP (MMstb)			
Oil Rim	148	113	35
Gas Cap	42	31	11
Total	190	144	46
OGIP (Bscf, dry basis)			
Oil Rim	200	151	49
Gas Cap	287	215	72
Total	487	366	121

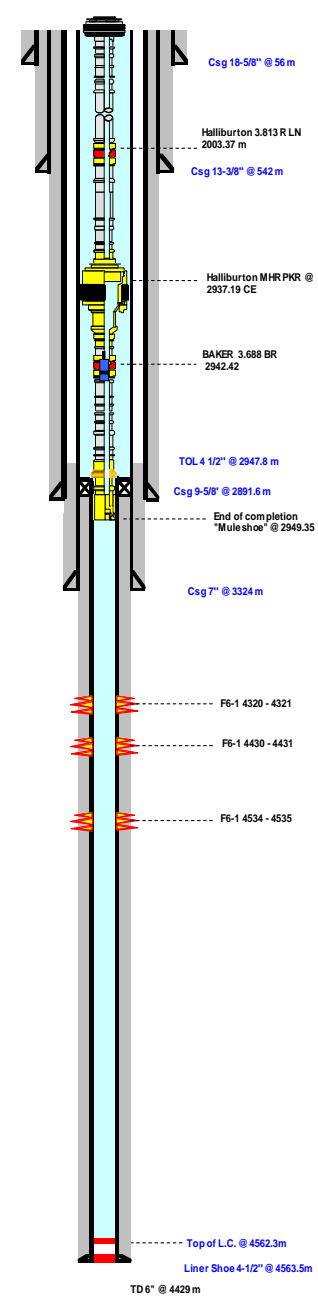
ANNEXE 03 : FICHES TECHNIQUES DES PUIITS

LES 10

COMPLETION SKETCH			FIELD NAME				
			Menzel Ledjmet Area				
			WELL NAME			LES-10	
DATE: 11 October 2015			Account				
SINGLE COMPLETION <input type="checkbox"/> VERTICAL <input checked="" type="checkbox"/> DEVIATED <input type="checkbox"/> HORIZONTAL <input type="checkbox"/> SELECTIVE <input type="checkbox"/> ESP <input type="checkbox"/>							
ICGP <input type="checkbox"/> OHGP <input type="checkbox"/> GRAVEL SIZE: <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>							
String weight up N/A [t]		Slotted Liner Casing Size: [m]		Type of packer fluid: NaCl brine			
String weight down N/A [t]		Top: [m] Bottom: [m]		Density: 1.18 [kg/l]			
Make up report Y [y/h]			Well deviation [max.]: 1.75° @ 3620 mMD-RKB				
GENERAL INFORMATION			Packer				
DRILLING PERIOD: September - October 2009			Nom. O.D.: 7				
RIG USED: National 110 UE - 5893			Manufact: Halliburton				
RT/BTM TBG HANGER			Model type: HPS				
WELL HEAD RATING: 10 k psi - WP			I.D.: 3.825				
TOTAL DEPTH: 3632 - mMDORKB			Depth: 2.354				
TOP CMT PLUG			SHEAR RELEASE VALUE:				
CMT RETAINER: N.N.			SIZE:				
ANNULUS FLUID: OBM 1.31 sg			TYPE:				
BTM CHECKED ON			COMPLETION STRING				
GEOG COORD LAT: 30° 10' 28.0566" N			Tubing				
GEOG COORD LONG: 07° 40' 55.21999" E			Nom. O.D.: 4.5				
WELL HEAD			Thread: Vam Top				
DESCRIPTION: 4-1/16" x 10k psi			Ib/ft: 12.6				
TOP CAP: 4-1/16" x 10k psi			Steel Gr.: S13Cr95				
2 WING VALVE: 4-1/16" x 10k psi			%: New				
SINGLE MASTER VALVE: 4-1/16" 10k psi			Down to: 2939.1				
TUBING SPOOL: 11" x 10k by 11" 10k psi			MAKE UP TORQUE:				
CSG HEAD SPOOL: 13 3/8" 5k * 11" 10k psi			GREASE:				
WELL HEAD: 13 3/8" 5k * 13 5/8" 5k psi			COMPLETION ASSEMBLY				
			REF	ID	OD	DEPTH	
			A	Rotary table		0.00	
			B	Tubing hanger	3.84	10.80	10.20
			C	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	10.40
			D	3 joints of tubing 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	31.47
			E	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	40.96
			F	Flow coupling Vam Top S13Cr95	3.88	4.50	42.28
			G	TRSV NE-Slimline 3.75 RPT profile	3.75	5.95	44.42
			H	Flow coupling Vam Top S13Cr95	3.88	4.50	45.94
			I	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	47.38
			J	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	48.95
			K	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	50.97
			L	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	53.95
			M	298 joints of tubing 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,906.17
			N	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,915.77
			O	Landing nipple "R" 3.688"	3.69	4.50	2,917.76
			P	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,918.14
			Q	HPS Packer 7", 29-32#, Halliburton	3.83	5.92	2,919.62
			R	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,921.88
			S	Landing nipple "R" 3.688"	3.69	4.50	2,923.25
			T	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,923.63
			U	Tubing 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,924.62
			V	Pup joint 13 SCr 95 Vam Top	3.95	4.50	2,934.23
			Z	REDC ADPTR	3.91	4.95	2,936.23
			AA	Seal assembly (without seals)	4.19	5.19	2,936.66
			AB				
PRODUCTION CASING							
Nom OD	Thd	Ib/ft	S. Grade	Top (m)	Bottom (m)		
4-1/2"	Nvam	12.6	S13Cr95	2933	3632		
7"	HSC	29	P 110	SURF	2825		
7"	TS BL	29	P 110	2826	3212		
7"	BTC	29	P 110	3212	3262.5		
CSG/LIN OD							
18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7"	4 1/2"			
TOP AT m	10.85	10.15	9.45	SURF	2933		
SHOE AT m	55	528	2881	3262.5	3632		
CMT UP m	11	11	238	2626	2933		
LINER HANGER : 7" liner hanger to 2826 m LINER HANGER : 4-1/2" liner hanger at 2933 m LINER HANGER :							
CASINGS CHARACTERISTICS							
OD NOM	TO m	STEEL	THR	Ib/ft	ID mm		
18 5/8"	57	K55	BTC	87.5	451		
13 3/8"	533	K55	BTC	68	315.3		
9 5/8"	2881	P 110	TS BLUE	47	220.5		
7"	3262.5	P 110	TS BLUE	29	157.1		
4-1/2"	3632	S13Cr95	Nvam	12.6	100.5		
Perforated Interval:							
Top (mMD)	Bottom (mMD)	Level					
3573.0	3581.5	F2B					
TYPE OF GUNS :							
TYPE OF CHARGE :							
SHOOT DENSITY :							
Isolated perforations							
Top (m)	Bottom (m)	Level					
NOTES :							
WORKOVER			JOB PURPOSE				
11/2015			Run 7" tie back, 4-1/2" liner				
Rig Supervisors Tharwat - Eissa - Silipetar - Mocanu - Shakoora Rao Superintendent Sassi - Morales - Simeone - Fiorentini							



	<h2 style="margin:0;">COMPLETION SKETCH</h2>	FIELD NAME: <u>Menzel Ledjmet Area</u> WELL NAME: <u>MZLS-3 RE/HOR</u> Account: <u>315703</u>			
DATE: <u>22 June 2008</u> ARPO 20 / C					
SINGLE COMPLETION <input type="checkbox"/> VERTICAL <input type="checkbox"/> DEVIATED <input type="checkbox"/> HORIZONTAL <input checked="" type="checkbox"/> SELECTIVE <input type="checkbox"/> ESP <input type="checkbox"/>					
ICGP <input type="checkbox"/> OHGP <input type="checkbox"/> GRAVEL SIZE: <input type="checkbox"/> <input type="checkbox"/>					
String weight up: <u>67</u> Ton [t] String weight down: <u>67</u> Ton [t] Block Weight: <u>8</u> [t] Make up report: <u>5740</u> [yjn]		Slotted Liner Casing Size: _____ [in] Top: _____ [m] Bottom: _____ [m] Type of packer fluid: _____ inhibited brine Density: <u>1.19</u> [kg/l]			
Well deviation [max.]: <u>29.28° @ 4214 mMD-RKB</u>					
GENERAL INFORMATION					
DRILLING PERIOD: <u>May - June 2011</u> RIG USED: <u>Saipem 5859 Drillmec MAS 7000</u> RT/TOP TBG HANGER: <u>10.07m</u> WELL HEAD RATING: <u>10 K</u> TOTAL DEPTH: <u>4566</u> TOP CMT PLUG: CMT RETAINER: ANNULUS FLUID: BTM CHECKED ON: <u>2011/06/17 4561.5 m</u> GEOG COORD LAT: <u>30° 11' 7.867" N</u> GEOG COORD LONG: <u>07° 35' 18.002" E</u>		Packer Nom. O.D. Manufact. Model type I.D. Depth 7" Halliburton MHR 3.864 2689.08			
COMPLETION STRING					
Tubing					
Nom. O.D. Thread lb/ft Steel Gr. % Down to 4.5 TS BLUE 12.6 P110 66 2001 4.5 HSC 13.5 P110 33 2949.3					
MAKE UP TORQUE: _____ GREASE: _____					
COMPLETION ASSEMBLY					
REF:	DESCRIPTION	ID OD DEPTH			
1	RT to tubing hanger				
2	FMC TC-1A-EN Tbg Hng	3.930 13.00 10.07			
3	4 1/2" 12.6ppf P-110 Pin AMS-28 x Pin Tenaris Blue P.J.	3.958 4.950 11.75			
4	4 1/2" 12.6ppf P-110 Tenaris Blue P.J.	3.958 4.950 15.65			
5	4 1/2" 12.6ppf P-110 Tenaris Blue P.J.	3.958 4.950 17.05			
6	157 Joints 4 1/2" 12.6ppf P-110 Tenaris Blue	3.958 4.950 2,001.61			
7	X-Over 4 1/2" 12.6ppf P-110 Tenaris Blue box x HSC pin	3.920 4.950 2,003.01			
8	Halliburton 3.813" R Landing Nipple 9CR - P-110	3.813 4.911 2,003.37			
9	1 Joint 4 1/2" 13.5ppf P-110, HSC C/W SC coupling	3.920 4.500 2,013.21			
10	90 Joints 4 1/2" 13.5ppf P-110 HSC C/w SC collars	3.920 4.500 2,932.29			
11	X-Over 4 1/2" 13.5ppf NewVam box x 12.6ppf Vam Top pin P-110	3.920 4.500 2,935.04			
12	Halliburton Anchor Seal	3.877 5.285 2,935.38			
13	Halliburton MHR Packer 7" 23-32ppf Center of Pack. El.	3.875 5.875 2,937.19			
14	Mill out Extension 5" 18ppf NewVam pin xpin	4.194 5.050 2,938.70			
15	Hall X-O Adapt. 5" 18ppf NewVam box x 4 1/2" 13.5ppf NewVam pin	3.930 5.560 2,938.90			
16	X-O 4 1/2" 12.6ppf NewVam box (Coupling L-90)T. Blue pin P-110	3.920 4.500 2,940.46			
17	4 1/2" 12.6ppf Tenaris Blue box x pin 13 Cr 80k MYS	3.920 4.500 2,941.99			
18	4 1/2" 12.6ppf Baker 3.688" BR Landing Nipple Ten. Blue	3.688 4.950 2,942.42			
19	4 1/2" 12.6ppf 13 Cr 80k MYS Tenaris Blue P.J.	3.920 4.500 2,943.95			
20	4 1/2" 12.6ppf 13 Cr 80k MYS Tenaris Blue P.J.	3.920 4.500 2,945.99			
21	Baker seal stem top to stop ring	4.280 5.750 2,946.40			
22	Baker seal stem stop ring to Muel shoe	4.280 5.751 2,949.35			
PRODUCTION CASING					
Nom OD	Thd	lbft	S. Grade	Top (m)	Bottom (m)
7"	TS BL	29	P 110	0	2882
7"	TS BL	32	P 110	2882	3324
4-1/2"	HSC	13.5	P110	2947.8	4563.5
CSGLIN OD	18 5/8"	13 3/8"	9 5/8"	7"	4 1/2"
TOP AT m	surface	surface	surface	surface	2947.8
SHOE AT m	56	542	2892	3342	4563.5
CMT UP m	surface	surface	surface	2600	3000
LINER HANGER: 41/2" liner hanger LINER HANGER: LINER HANGER:					
CASINGS CHARACTERISTICS					
OD NOM	TO m	STEEL	THRD	lb/ft	ID mm
18 5/8"	56	K55	BTC	87.5	451
13 3/8"	542	K55	BTC	68	315.3
9 5/8"	2891.6	P 110	BTC	47	220.5
7"	2882	P 110	TS BLUE	29	157.1
7"	3324	P 110	TS BLUE	32	154.8
4.5	4563.5	P-110	HSC	13.5	99.6
Perforations					
Top (mMD)	Bottom (mMD)	Level			
4320.0	4321.0	F6-1			
4430.0	4431.0	F6-1			
4534.0	4535.0	F6-1			
Isolated perforations					
Top (m)	Bottom (m)	Level			
TYPE OF GUNS: Surgi-Jet TYPE OF CHARGE: SHOOT DENSITY:					
NOTES: Pressure test of XMT was not good due to leak in BPV (no packing for repair). The pressure was taken up to 7000PSI and bled down 200 PSI/Min. When setting packer the top master and side wing were closed and the needle valve left open and had a solid test on valves.					
FMC TUBING HANGER ASSY, TC-1A-EN, 13 5/8", BOWL, 4 1/2" AMS 28 12.6 LB/FT BTM, 7.875-4SAM2-2G-RH (M) TOP, COMP PACKOFF BTM, RF-1.5, P-U, PSL 3, W/4.250" SBMS POCKET, TWO 1/4" & ONE 1/2" CONTROL LINE, BPV HALLIBURTON 3.937" RPT & S SEAL ON EN					
Halliburton MHR Permanent Production Packer Casing size: 7" weight range 23 to 32 lb/ft Material: ALLOY yield strength 125,000 psi Element Material: NITRILE Temperature rating: 40 to 325 Deg F Pressure rating: 10,000 psi Bottom Connection: 5" 18 lb/ft New Vam Box					
WORKOVER: _____ JOB PURPOSE: _____					
Completion: _____					



Rig Supervisors
 Wolt / Bruno
 Superintendent
 Dario / Lorenzo

ANNEXE 04 : LA BASE DE LA PA

1. INTRODUCTION ET HISTORIQUE :

L'analyse de déclin de production (PA) est considérée comme un complément de l'analyse transitoire de pression (PTA). Elle est plus applicable dans le cas où l'historique de pression et de production sont disponibles. C'est le cas des jauges permanentes de mesure au fond de puits qui contiennent des données utilisables par les deux techniques d'analyse. L'analyse de déclin de production est commencée en 1920 sur une base purement empirique, et comme un outil financier. Il n'y avait aucun fond technique à ces relations, l'objectif était de trouver la bonne fonction de déclin qui est adaptable avec l'historique de production et pourraient évaluer le revenu économique à l'avenir.

Dans les années 40, la formulation du déclin exponentiel, hyperbolique et harmonique, en supposant une pression constante le long de l'historique, a été publiée (Arps, 1945).

C'était toujours partiellement empirique, mais quelques paramètres pourraient être mesurés en utilisant des analyses spécifiques. Dans les années 60 est venue la première série des courbes-type en supposant toujours que la pression est constante. Les courbes-type de Fetkovich ont combiné deux familles des courbes : une pour la période transitoire et une autre pour l'effet aux limites.

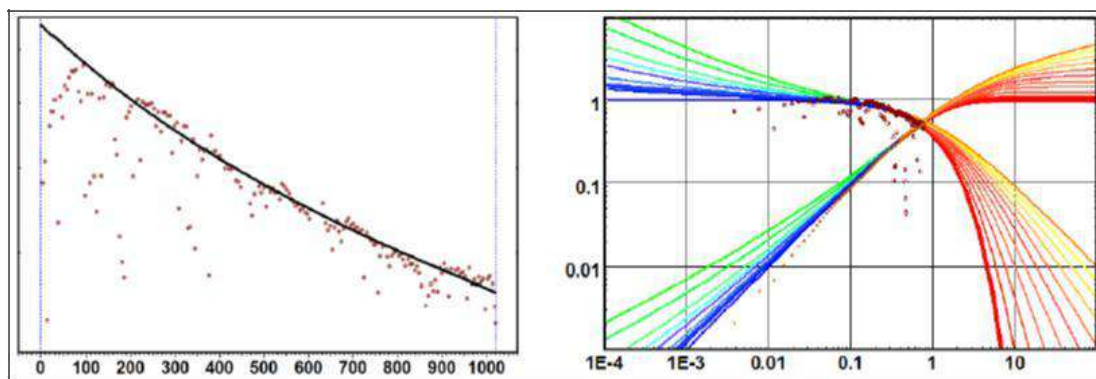


Figure 1 : Analyse traditionnelle de déclin

Dix ans après, Carter a généralisé cette méthode pour le cas du gaz. D'autres courbes-type ont été publiées plus tard pour tenir compte encore d'autres configurations complexes comprenant les réservoirs stratifiés et fracturés. Ceci a été fait en parallèle au travail théorique effectué dans PTA. À ce stade la méthodologie était équivalente au procédé standard dans la PTA vers la fin des années 70.

Le développement de la PA était très rapide par rapport à la PTA, où la plupart de travail était effectué en utilisant les méthodes d'Arps et de Fetkovich, généralement en tant qu'applications liées aux bases de données de production. Par contre à la PTA, la méthodologie classique dans la PA n'a pas été éliminée. Dans beaucoup de réservoirs, les mesures données par les jauges permanentes ne peuvent pas être justifiées économiquement, et la méthode de PA restait toujours comme le début, parce qu'il n'y a généralement aucune donnée pour justification plus sophistiquée.

Blasingame et autres ont publiés des courbes-type en fonction de la pression et du débit sous forme d'une représentation log-log de l'indice de productivité en fonction du temps d'équilibre complété par la dérivée équivalente de Bourdet. Une version adaptée de la représentation log-log, où le débit normalisé a remplacé l'indice de productivité, a été également publiée. Des solutions supplémentaires ont expliqué d'autres configurations complexes de puits et de réservoir. Ainsi les outils modernes étaient disponibles dans la théorie avant la fin des années 80, mais ils ont été mis en application tout récemment dans des applications commerciales de PA, telles que Topaze.

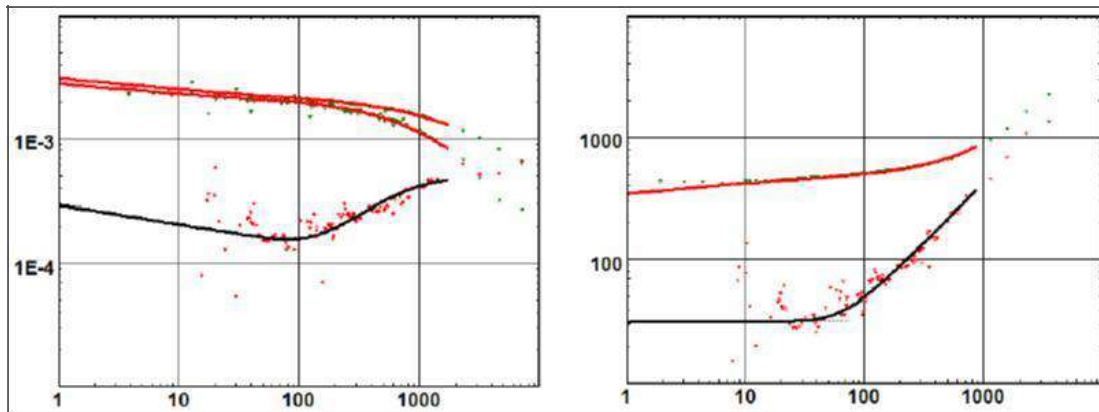


Figure 2 : Analyse moderne de déclin

Les développements dans la PA ont commencé à progresser vers la fin des années 90 avec la création des jauges permanentes de pression. Quand les ingénieurs ont commencé à recevoir des données continues à long terme de pression, la première réaction était de charger ceci dans un programme de PTA et traiter le problème comme un essai de puits traditionnel.

Cependant la méthodologie de PTA n'était pas conçue pour ce type de données, et les ingénieurs ont effectués parfois des interprétations incorrectes en utilisant des suppositions non valides.

2. MÉTHODES D'ANALYSE « MÉTHODE VOLUMÉTRIQUE » :

L'analyse volumétrique est une technique qui utilise les observations et les informations géologiques pour estimer la quantité du fluide en place. Elle est désignée souvent sous le nom d'une méthode statique puisqu'elle utilise les données d'échantillonnage, des diagraphies et des cartes géologiques.

3. ANALYSE TRADITIONNELLE DE DÉCLIN :

a) DÉFINITION DE L'ANALYSE DE DÉCLIN :

L'analyse de déclin est une technique empirique en réservoir engineering qui extrapole des tendances pour les données de production des puits de pétrole et du gaz. Le but d'une analyse de déclin est la prévision de futurs débits de production et de déterminer les réserves (EUR) récupérables prévues

J.J. Arps est le géologue américain qui a publié une relation mathématique suivant laquelle la production de pétrole d'un puits simple diminue avec le temps (1945). Sa publication a fait plusieurs références aux méthodes et à la théorie existante de l'analyse de déclin. Les références ont inclus Arnold et Anderson (1908), W.W. Cutler (1924), H.n. Marsh (1928), et R. E. Allen (1931).

Beaucoup de publications ont été faites dans le but d'étudier ou modifier le déclin d'Arps basé sur des dérivations théoriques. Cependant, après 70 ans, la méthode originale reste toujours largement utilisée.

b) PRINCIPE DE L'ANALYSE DE DÉCLIN :

La production peut être caractérisée par deux (02) périodes successives d'écoulement : une première période d'écoulement transitoire et une deuxième période d'écoulement aux limites du réservoir. Pendant la période transitoire la pression aux limites du réservoir est supposée constante. Cette partie de l'écoulement vers le puits est caractérisée par des taux de déclin très élevés. Lorsque l'écoulement atteint une limite réelle du réservoir, ou rencontre les limites d'écoulement des autres puits, la pression de réservoir commence à diminuer et le puits entre la période d'écoulement selon les conditions dominantes des frontières. C'est dans cette période que les méthodes traditionnelles de déclin (c.-à-d. Arps) peuvent être employées.

La période d'écoulement transitoire peut durer des années, en fonction de la perméabilité et de l'aire de drainage du réservoir. Pour la plupart des cas conventionnels, la période d'écoulement transitoire se termine après quelques jours. Des réservoirs plus compacts qui ont une perméabilité dans la gamme de 0,5 à 1,0 md peuvent avoir des périodes transitoires qui durent plusieurs mois. Pour les réservoirs naturellement fracturé cette période transitoire peut durer des années.

Une fois l'écoulement atteint les limites du réservoir, une autre considération importante est la pression au fond du puits. Pour la période de la production incluse dans l'analyse de déclin, la Pwf doit être relativement constante avant qu'un ensemble fiable de paramètres de déclin puisse être extrait. Les facteurs qui affectent cette pression sont les perturbations qui affectent le débit, la pression en tête ou la configuration du puits.

c) THÉORIE DE DÉCLIN D'ARPS

La théorie de l'analyse des courbes de déclin commence par la définition du taux nominal de déclin (a) qui est défini comme le changement partiel de production par unité de temps. Une autre manière de représenter le taux de déclin est basée sur le débit (q) et l'exposant constant de déclin b :

$$a = k \cdot q^b$$

Lorsque le débit de production est tracé en fonction du temps, le taux nominal de déclin est égal à la pente de la tangente à un point divisée par le débit à ce point.

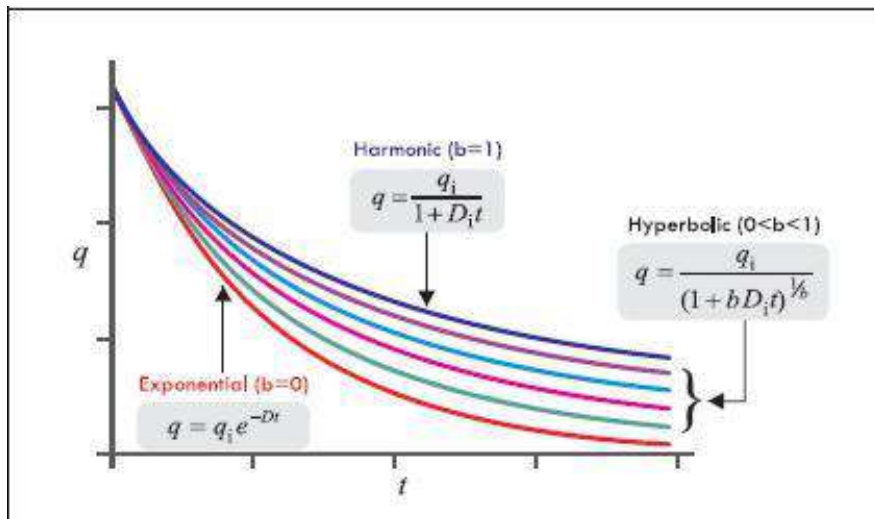


Figure 3 : courbes de déclin d'Arps

Le comportement des données de production peut être basé sur la manière suivant laquelle le taux nominal de déclin change avec le débit, donc sur la valeur de l'exposant b :

1. Exponentiel : $b=0$: $q = q_i e^{(-a \cdot t)}$
Et la production cumulée pour ce cas : $Q = \frac{q_i - q}{A}$
2. Hyperbolique : $0 < b < 1$

$$EUR = Q_f + \frac{q_i^b}{(1-b)a_i} \left(q_i^{1-b} (1 + b a_i t_f)^{\left(1 - \frac{1}{b}\right)} - q_{ab}^{1-b} \right)$$

Avec :

$$q_f = q_i (1 + ba_i t_f)^{-\frac{1}{b}}$$

$$a_f = a_i (1 + ba_i t_f)^{-1}$$

3. Harmonique : b=1

$$EUR = Q_f + \frac{q_i}{a_i} \left(\frac{q_i}{q_{ab} (1 + a_i t_f)} \right)$$

$$q_f = q_i (1 + a_i t_f)^{-1}$$

$$a_f = a_i (1 + a_i t_f)^{-1}$$

Quantité des fluides en place :

$$N = \frac{EUR}{c_i (p_i - p_{wf})} (Mbbbls)$$

Air de Drainage :

$$A = \frac{NB_o}{\phi h S_o (43560)} (Acres)$$

Perméabilité :

$$k = \left(\frac{q}{q_{Dd}} \right)_{match} \left(\frac{141.2 B \mu}{h (p_i - p_{wf})} \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match} - \frac{3}{4} \right)$$

Rayon Effectif de puits :

$$r_{wa} = \sqrt{\left(\frac{t}{t_{Dd}} \right) \frac{0.00633 kt}{\frac{1}{2} \phi \mu c_t \left(\left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match}^2 - 1 \right) \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)_{match} - \frac{3}{4} \right)}}$$

Skin:

$$S = \ln \left(\frac{r_w}{r_{wa}} \right)$$

4. THÉORIE DES COURBES TYPE DE FETKOVITCH

a) **PRISE DE VUE ;**

Fetkovich a identifié que l'analyse des courbes de déclin était seulement applicable pendant la période d'épuisement (quand l'écoulement atteint les limites du réservoir). Donc, la période transitoire de la vie du puits n'était pas ainsi analysable par les méthodes conventionnelles des courbes de déclin. Fetkovich a employé des équations analytiques d'écoulement pour évaluer des courbes type pour la période transitoire, puis il a combiné ses équations avec les équations empiriques des courbes de déclin de J.j. Arps. De cette manière, Fetkovich a présenté un nouvel

ensemble de courbes type qui ont prolongé les courbes de déclin d'Arps dans la période d'écoulement transitoire.

b) LA DÉRIVATION DES COURBES TYPE

Les courbes type de Fetkovich comprennent les deux sections suivantes qui ont été liées pour être continues et pour couvrir de ce fait la vie entière de production :

- Les courbes early-time (côté gauche)
- Les courbes late-time (côté droit)

La partie early-time est dérivée des équations d'écoulement transitoire qui viennent de l'analyse des essais de puits, tandis que la partie late-time est composée simplement des courbes type d'Arps. Le lien commun entre les deux sections est la courbe exponentielle de déclin. C'est le comportement extrémal de toutes les courbes transitoire quand l'écoulement atteint les limites du réservoir. C'est également la première courbe dans la famille des courbes hyperboliques de déclin ($b=0$) d'Arps.

a.1 LES COURBES DE LA PÉRIODE TRANSITOIRE

Le réservoir que Fetkovich a considéré en développant les équations d'écoulement transitoire était circulaire fermé avec un puits au centre, produisant à une pression de fond constant. Le modèle mathématique a les mêmes suppositions standards que celles utilisées en décrivant l'écoulement dans un réservoir dans le domaine des essais de puits :

- Réservoir homogène ;
- Épaisseur constante ;
- Fluide monophasique de compressibilité faible et constante ;
- Aucun écoulement à travers les frontières externes ;
- Pression de fond constante.

La partie transitoire, des équations de débit peut être représentée par des équations numériques d'ajustement (fit-equations, Edwardson et al, 1961)

REMARQUE

Le comportement en early-time de la solution (écoulement transitoire) est la base de l'analyse transitoire des essais de puits.

L'écoulement transitoire est, par définition indépendant de la taille de réservoir ; et ça serait clairement évident si le débit étaient tracé en tant que débit sans dimensions en fonction du temps aussi sans dimensions..

En fonction de l'accroissement de la taille du réservoir, l'écoulement transitoire dure plus longtemps, et l'effet des limites se manifeste plus tard.

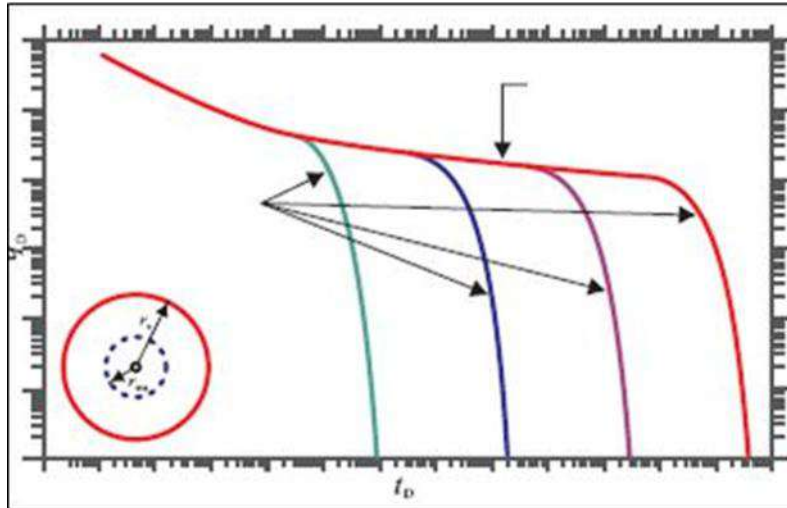


Figure 4: Early time flow (axes type1)

Si les mêmes courbes étaient tracées sur des différents axes, la forme changerait de manière significative. En principe, il est très utile de tracer le temps sans dimensions de déclin (t_{Dd}) sur l'axe des abscisses, et le débit sans dimensions de déclin (q_{Dd}) sur l'axe des ordonnées.

Ceci fusionne toutes les branches d'early-time dans une courbe simple, parce que la taille sans dimensions variable de réservoir (r_e/r_w) est maintenant incorporée aux axes. Par conséquent, les données transitoires, au lieu de former une ligne simple, deviennent maintenant une famille des lignes, avec la taille sans dimensions de réservoir comme variable (voir la figure 4) (ceci représente la partie gauche des courbes type de Fetkovich.).

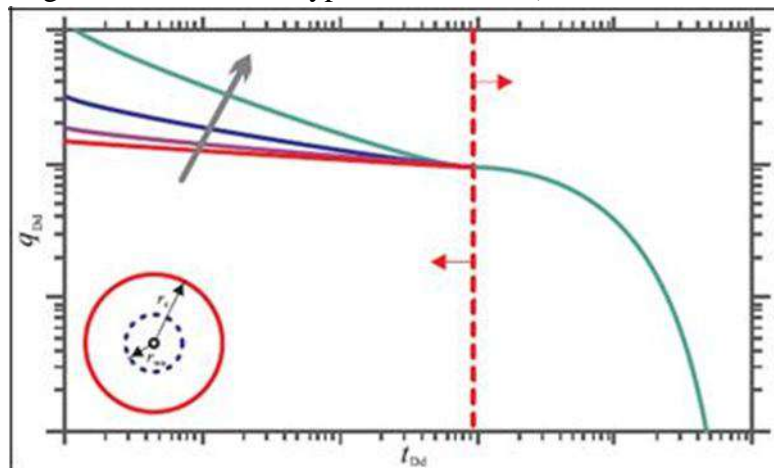


Figure 5: Early time flow (axes type2)

La figure (5) montre que pour les différentes valeurs de r_{wa} , à la fin de la période transitoire, l'écoulement aux limites du réservoir peut être représenté par un déclin exponentiel. Une raison de succès des courbes type de Fetkovich est que la plupart des puits à huile produisent à la plus basse pression constante possible. En outre, La figure (5) d'early-time montre que l'ajustement des données de production sur l'une de ces courbes type permet d'identifier la taille sans dimensions du réservoir. Par conséquent implicitement, si le rayon de

puits est connu, la taille de réservoir pourrait être déterminée. Cependant c'est une conclusion fautive qui se produit en raison des axes utilisés pour le traçage car les courbes d'early-time représentent l'écoulement transitoire, et par définition, la taille de réservoir ne peut pas être déterminée à partir de ces données seules. Si les seules données disponibles étaient dans ce régime, un calage unique ne pourrait pas être obtenu.

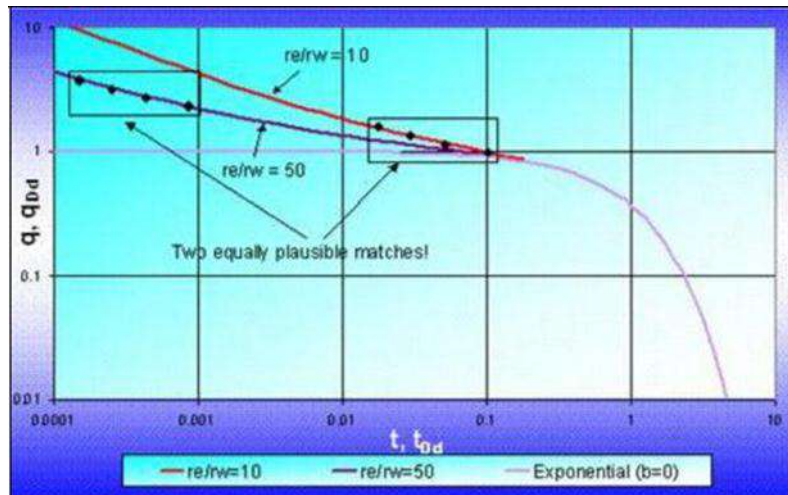


Figure 6: Calage Multiple.

a.1 LES COURBES DE «LATE TIME»

Les équations d'écoulement au niveau des frontières, qui sont employées lorsque le (tDd) excède 0,3 sont obtenues à partir des équations de déclin d'Arps. Les paramètres adimensionnels utilisés dans la courbe de déclin d'Arps sont définies différemment de ceux utilisés dans la littérature des essais de puits. Cette section reliera les deux ensembles des paramètres sans dimensions.

Actuellement, cette méthode est souvent similaire à celle du PTA mais qui n'inclue pas les données de pression et de taux.

PROCEDURE DU BLINSIGAME :

Les techniques d'Arps et du Fetkovitch d'analyse du déclin de production sont limitées car les variations de pression au niveau de bottomhole ne sont pas prises en compte dans le régime transitoire. En ajoutant, le changement de pression, de volume, et de température (propriétés de PVT) avec la pression de réservoir ne sont pas considérés dans le cas d'un puits du gaz.

Blinsigame et ces collègues développaient cette méthode en prisant en compte ces phénomènes. L'avantage de cette méthode est que les type-curves utilisés pour la correspondance sont similaires à celles utilisées pour l'analyse de déclin Fetkovich, mais sans les tiges d'épuisement empirique. Ceux-ci ne sont pas nécessaires parce que l'utilisation du temps de bilan matières force les données dominées aux limites à ne tombent que sur la tige harmonique analytique.

Le Plot de Blasingame (Decline Type Curve) :

Le plot de Blasingame et le ré-plot de Fetkovich traditionnel. Blasingame modifie et améliore le style Fetkovich et le rend plus unique à l'aide de deux courbes type supplémentaires qui sont tracés au même temps que la courbe type de taux normalisé. Ces courbes types sont : le taux intégral et le taux intégral dérivé.

- Taux normalisé : est la principale de traçage. Il est très utile pour l'analyse de la production où les pressions des fluides et les taux changent en fonction de temps

Pour le pétrole :
$$\frac{q}{\Delta p} = \frac{q}{P_i - P_{wf}}$$

Pour le gaz :
$$\frac{q}{\Delta pp} = \frac{q}{P_i - P_{pwf}}$$

- Taux intégral : est défini comme la moyenne cumulée du taux normalisé lorsqu'il est tracé par rapport au temps de bilan matière.

Le but de traçage d'une fonction intégrale est de lisser les données de taux bruyants. Ce concept est le plus facilement compris d'une manière graphique.

Pour le pétrole :

$$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i = \frac{\int_0^{tc} \frac{q}{\Delta p} dtc}{tc}$$

Pour le gaz :

$$\left(\frac{q}{\Delta pp}\right)_i = \frac{\int_0^{tca} \frac{q}{\Delta pp} dtca}{tca}$$

- Taux intégral dérivé : la dérivée intégrale de la vitesse est définie comme la dérivée semi-logarithmique de la fonction intégrale de la vitesse par rapport au temps de bilan matière.

Pour le pétrole :
$$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_{id} = - \frac{d\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i}{d \ln tc} = - \frac{d\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i}{dtc} tc$$

Pour le gaz :
$$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_{id} = - \frac{d\left(\frac{q}{\Delta pp}\right)_i}{d \ln tca} = - \frac{d\left(\frac{q}{\Delta pp}\right)_i}{dtca} tca$$

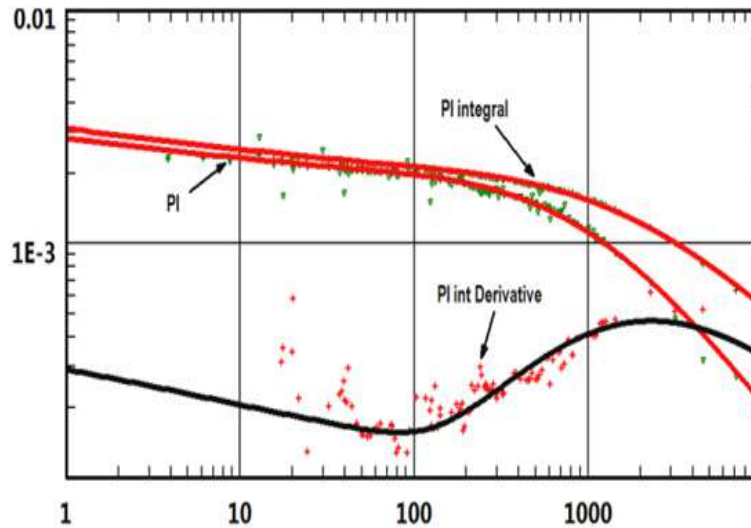


Figure 6 : Le plot de Blasingame

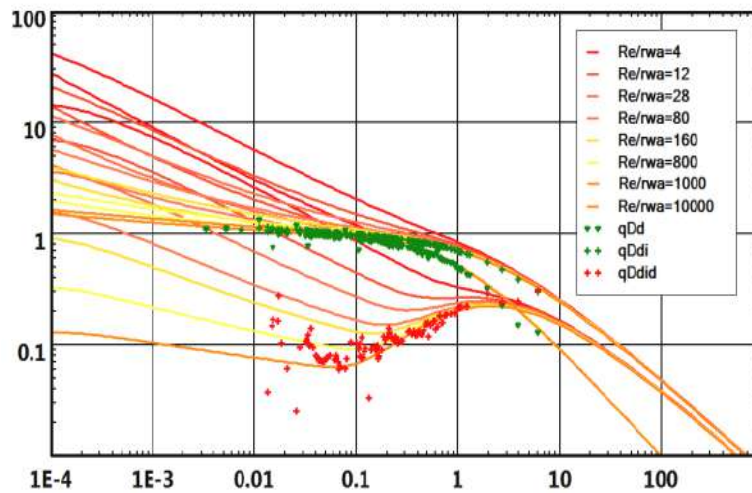


Figure 7 : La courbe type de Blasingame

Ce plot est utilisé en tant qu'un outil de diagnostic, où la comparaison est faite entre les données et la réponse de modèle quel que soit le modèle (analytique ou numérique, puits singulier ou un puits multiple...etc)

PARAMETRES CALCULÉS (Cas puits d'huile) :

En utilisant la définition du taux adimensionnel

$$q_D = \frac{141.2 \beta \mu}{k h} \frac{q}{\Delta p}$$

La perméabilité est calculée comme suit :

$$k = \frac{141.2 \beta \mu}{h} \left[\frac{\left(\frac{q}{\Delta p} \right)}{q_D} \right] \text{match}$$

De la définition du temps sans dimension par zone (t_{DA})

$$t_{DA} = \frac{0.00633 K t_c}{\phi \mu c_t A}$$

La zone est calculée comme suit :

$$A = \frac{0.00633 k}{\phi \mu c_t} \left(\frac{t_c}{t_{DA}} \right)_{match}$$

En substituant l'équation de perméabilité, on y aura :

$$A = \left(\frac{t_c}{t_{DA}} \right)_{match} \left[\frac{\left(\frac{q}{\Delta p} \right)}{q_D} \right]_{match} \frac{0.00633 * 141.2 B}{\phi c_t h} \frac{1}{43560}$$

D'autres paramètres supplémentaires sont calculés en utilisant les équations suivantes :

$$N = \left(\frac{t_c}{t_{DA}} \right)_{match} \left[\frac{(q/\Delta p)}{q_D} \right]_{match} \frac{0.00633 * 141.2}{c_t} \frac{S_{oi}}{5.615 * 10^3} \text{ (Mbbbls)}$$

$$x_f = \sqrt{\frac{2A}{\pi \sin(h)(2\zeta_0)_{match}}} = \sqrt{\frac{2}{\pi \sin(h)(2\zeta_0)_{match}} * \left(\frac{t_c}{t_{DA}} \right)_{match} \left[\frac{(q/\Delta p)}{q_D} \right]_{match} \frac{0.00633 * 141.2 B}{\phi c_t h}}$$

$$a = x_f \cos(h)(\zeta_0)_{match}$$

$$b = x_f \sin(h)(\zeta_0)_{match}$$

$$\text{Drainage Aspect Ratio} = \frac{a}{b} = \cot(h)(\zeta_0)_{match}$$

$$\text{Penetration Ratio} = \frac{x_f}{a} = \frac{1}{\cos(h)(\zeta_0)_{match}}$$

$$\text{Where } (\zeta_0)_{match} = \sin(h)^{-1} \left(\frac{b}{x_f} \right)_{match}$$

Sachant que :

N : Huile initialement en place (STB) ;

Soi : Saturation initiale de l'huile ;

Xf : Demi-largeur de la fracture ;

b : Exposant de déclin hyperbolique.