

N° Ordre/Faculté/UMBB/2016

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

HAOUES ABDELMOUNAIME

MESILTI M.SALAH EDDINE

Filière : Hydrocarbures

Option : production des hydrocarbures

Thème

Adaptation de l'approche probabiliste à l'analyse de déclin pour la quantification de la production et l'estimation des réserves en place

Devant le jury :

GARECHE Mourad	MCA	UMBB Président
SAIFI Redha	MAB	UMBB Encadreur
BENYOUNES Khaled	MCA	UMBB Examineur
HAMMOUDI Tarek	MCB	UMBB Examineur
BAHNOUS Dounya	MAB	UMBB Examinatrice

Année Universitaire : 2015/2016

Remerciement

Nous remercions, en premier lieu, Allah le tout puissant de nous avoir donné la volonté et la patience pour mener à bien ce modeste travail.

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre encadreur M^r. SAIFI Redha pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction de Production de Oued Nummer, en particulier M^r. MERRADJ Farid pour leurs aides au cours de notre stage.

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'enseignant du département gisements M^r. BELHOUCHE Houssem et au producteur MARIR Boualem pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apporté pour accomplir ce travail malgré leurs occupations.

Nous adressons aussi nos remerciements à l'ensemble des enseignants du département gisements qui ont contribué à notre formation.

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et nos amis de la FHC qui ont été nombreux à nous aider et à nous encourager.

HAOUES Abdelmounaime et MESILTI M. Salah Eddine

Dédicace

J'ai le grand honneur de dédier ce travail :

A ma chère mère, qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père pour ces conseils, son soutien, ses encouragements.

A ma chère sœur Rayhana.

A mes frères Abderrahim, Djalel Eddine, Abdellatif et Abdelhamid.

A mes anciens enseignants Laalaouna Mohamed, Hezil Abdelhamid et Menasri Abdellah.

A mes amis.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

HAOUES Abdelmounaïme

Dédicace

Nul plaisir ne peut égaler celui de partager son bonheur avec les gens que l'on aime.

Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand honneur de dédier ce modeste travail :

A ma chère mère à qui je dois ce que je suis, elle qui a été toujours là pour moi et qui n'a jamais cessé de prier pour mon bonheur.

A mon cher père, pour tous les conseils qui m'a donnés, le soutien qui m'a montré et les sacrifices qu'il a consentis pour qu'il me voie réussir.

A mes chères sœurs Abir, Lamia, Fella.

A mon cher frère Khaled

A toute ma grande famille Mesilti.

A tous mes amis.

A tous mes camarades des groupes MAPH11 et MAFP11.

A tous ceux que j'aime et qui m'aiment.

Mesilti M. Salah Eddine

Résumé

L'analyse des courbes de déclin est l'une des méthodes utilisées pour l'estimation des réserves et la quantification de la future production quand le puits a produit pendant une période suffisamment longue, car elle nécessite la disponibilité des données de production (débit/temps) pour une période donnée. Plusieurs modèles empiriques ont été faits pour accomplir cette analyse depuis 1945, dont les plus utilisés sont les modèles d'Arps (1945) (l'hyperbolique, l'exponentielle et l'harmonique).

L'utilisation de cette méthode présente généralement un inconvénient majeur qui est l'incertitude considérable lors de l'application de cette méthode. Cette incertitude peut être causé par :

- Les données du régime transitoire.
- Les données de production qui sont mal-définis à partir des ensembles multi-puits.
- Les contradictions entre les données de déclin de production et celles des performances.

Car les données de production n'ont pas une tendance bien déterminée, il y a une autre incertitude dans l'ajustement de ces données pour prédire la future production ou estimer les réserves. C'est pour ça que les valeurs déterministes des estimations des réserves sont souvent fausses et loin des valeurs réelles. De ce fait, une méthode basée sur les approches probabilistes est développée par Spivey (1996). Cette méthode utilise une application statistique appelée le bootstrap (ré-échantillonnage) et la régression non linéaire. Contrairement aux valeurs déterministes, les résultats de ces méthodes sont des valeurs associées à des intervalles de confiance dont il y a une certaine probabilité (80%) que la future production (ou les réserves) est comprise dans cet intervalle. Cette méthode a aussi un inconvénient car elle suppose que les données de production (les individus de la population) soient indépendantes, ce qui n'est pas le cas. En 2010, Cheng a amélioré cette méthode en considérant que les données de production forment une série temporelle. Il a utilisé la fonction d'autocorrélation pour 'bootstrapper' les résidus en des blocs de taille optimale contrairement à la méthode précédente qui emploie le bootstrap des individus de la population initiale des données de production.

Dans notre travail, on va appliquer ces deux méthodes sur deux puits producteurs d'huile en implantant sur le programme de calcul 'Matlab' des codes spécifiés pour chacune des méthodes. Pour la régression non linéaire, on va utiliser l'algorithme de Spivey pour l'expansion binomiale du modèle hyperbolique d'Arps.

ملخص

تحليل منحنيات الانحدار تعتبر من ضمن الطرق المستعملة لتقدير الاحتمالات عندما تكون فترة الإنتاج طويلة بما فيه الكفاية، لأنه يتطلب توفر بيانات الإنتاج (التدفق / الزمن) لفترة معينة. وقد بذلت عدة نماذج تجريبية لإنجاز هذا التحليل منذ عام 1945، حيث تعتبر نماذج اربس (1945) الأكثر استعمالاً (القطعي، الأسي ومتناسق). العيب الرئيسي في استخدام هذه الطريقة هو عدم اليقين عند تطبيقها. يمكن أن يكون سبب هذا الغموض كالاتي:

- بيانات الفترة الإنتقالية.
- بيانات الإنتاج غير المحددة من المجموعات متعددة الآبار.
- التناقضات بين بيانات انحدار وأداء الإنتاج.

لأن بيانات الإنتاج ليس لها اتجاه واضح، هناك شكوك أخرى في تعديل البيانات للتنبؤ الاحتماليات وتقدير انتاج المستقبل. هذا هو السبب في أن القيم الثابتة لتقديرات الاحتمالي غالباً ما تكون خاطئة وبعيدة عن القيم الفعلية. لذلك، هناك طريقة تقوم على نهج الاحتمالية وضعها سببي (1996)، هذه الطريقة تستخدم تطبيقاً احصائياً يسمى إعادة أخذ العينات وكذلك الانحدار غير الخطي. عكس القيم الثابتة الناتجة عن الطرق التقليدية، نتائج هذه الطريقة تكون عبارة عن قيم مرفقة بمجال الثقة حيث أن الإنتاج المستقبلي يكون محتوى في هذا المجال باحتمال 80%. هذه الطريقة بدورها لديها عيب حيث أنها تفترض أن معطيات الإنتاج تكون مستقلة (غير مرتبطة ببعضها البعض) عكس ما هي عليه في الواقع. في 2010، تشانغ قام بتحسين هذه الطريقة باعتبار أن البيانات تشكل سلسلة زمنية، هذا الأخير قام باستخدام دالة الارتباط الذاتي لكي يقسم الفروق إلى عدة أقسام. بعد ذلك يطبق عليها إعادة أخذ العينات عكس الطريقة السابقة التي تطبق ذلك على العينات الناتجة من العينة الأولى (معطيات الإنتاج).

خلال عملنا، سنطبق كلى الطريقتين على بئرین منتجين للنفط باستخدام برنامج 'مات لاب' كأداة حساب، وهذا بإنشاء أكواد مات لاب مخصصة لكل طريقة ولكل بئر. سنستعمل خوارزمية سببي في حساب الإنحدار غير الخطي في الانحدار القطعي.

Abstract

Decline curve analysis is one of the methods used to estimate reserves when the well have produced over a sufficiently long period, because it requires the availability of production data (rate / time) for a given period. Several empirical models have been made to accomplish this analysis since 1945, the most widely used of which are the Arps models (1945) (hyperbolic, exponential and harmonic). The use of this method has typically a major disadvantage which is the considerable uncertainty when applying this method. This uncertainty can be caused by:

- Data of the transient period.
- Production data that are poorly defined from the multi well groups.
- The contradictions between the decline data, and production performance.

Because production data has not a definite trend, there is another uncertainty in adjusting the data to predict future production and estimate reserves. That's why the deterministic values of reserve estimates are often wrong and far from the actual values. Therefore, a method based on probabilistic approaches developed by Spivey (1996). This method uses a statistical application called bootstrap (resampling) and nonlinear regression. Unlike deterministic values, the results of these methods are values associated with confidence intervals, there is a certain probability (80%) that future production (or reserves) is within this range. This method also has a disadvantage because it assumes that the production data (individuals of the population) are independent, which is not the case. In 2010, Cheng has improved this method by considering that the production data is a time series. He used the autocorrelation function to bootstrap the blocks of residuals after calculating optimum block size unlike the previous method which employs the bootstrap of individuals of the initial population (production data).

In our work, we will apply these two methods for two oil wells using as calculation program the software 'Matlab' by developing codes that are specified for each method. For non-linear regression, we will use the algorithm posed by Spivey for binomial expansion of the hyperbolic model.

Sommaire

Introduction	1
Chapitre I : L'analyse des courbes de déclin (DCA)	
I.1 introduction et histoire	3
I.2 l'analyse de déclin traditionnel (modèle d'Arps)	4
I.2.1 Le déclin exponentiel	4
I.2.2 le déclin hyperbolique	6
I.2.3 le déclin harmonique	7
I.3 Théorie des courbes types de Fetkovich	8
I.3.1 La dérivation des courbes types	9
I.3.2 Les courbes late-time	10
I.3.3 La combinaison entre le late-time et l'early-time	12
I.4 Théorie des courbes types de Blasingame	12
I.4.1 Quelques définitions :	14
Chapitre II : l'estimation des réserves	
Introduction :	16
II.1 Ia méthode volumétrique	16
II.1.1 Les équations de l'estimation des hydrocarbures initiaux en place	17
II.1.2 Les sources des données	18
II.1.3 l'analyse des données	19
II.1.3.1 L'analyse statistique	19
II.2 Méthode bilan matière	20
II.3 Limitations	22
II.3.1 Limitations théoriques :	22
II.3.2 Limitations pratiques	22
II.4 Méthode de l'analyse de déclin (DCA)	23
II.4.1 La limite économique	23
II.4.2 les équations de déclin	24
II.4.2.1 Déclin hyperbolique	25
II.4.2.2 Le déclin exponentiel	25
II.4.2.3 Le déclin harmonique	26
II.4.3 La méthodologie de l'estimation des réserves par DCA	26
II.4.3.1 l'analyse des courbes types	26
II.4.3.2 L'incertitude dans le DCA	28

Sommaire

Chapitre III : notions statistiques

III.1.1 Les variables aléatoires	30
III.1.2 La distribution de probabilité.....	30
III.1.3 Les simulations MONTE CARLO	32
III.2 La technique d'échantillonnage.....	33
III.2.1 Méthode d'un échantillonnage aléatoire simple.....	33
III.2.2 Intervalle de confiance.....	34
III.2.4 Méthode de l'estimation	35
III.2.4.1 Estimation par intervalle de confiance	35
III.3 Le Bootstrap	36
III.3.1 La procédure de réalisation d'une estimation par bootstrap	37
III.3.2 L'estimation de l'intervalle de confiance	38
III.4 : La théorie de la régression :	39
III.4.1 : Introduction :	39
4.2 La régression linéaire	39
III.5 Les séries temporelles	41
III.5.1 L'autocorrélation	41
Chapitre IV : les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA	
IV.1 Le bootstrap conventionnel (ordinaire)	42
IV.1.1 Méthodologie	42
IV.2 Le bootstrap modifié.....	48
IV.2.1 Méthodologie	48
Corrections de l'intervalle de confiance :	53
Chapitre V : application et calcul	
V.1 Puits n°1.....	55
V.1.1 Application de la méthode conventionnelle (le bootstrap conventionnel)	55
V.1.2 Application de la méthode modifiée (le bootstrap modifié)	63
V.1.3 Application de la méthode 'bootstrap double'	69
V.1.4 L'estimation des réserves.....	69
V.2 Puits n° :2	71
V.2.1 Application de la méthode conventionnelle.....	71
V.2.2 Application de la méthode de bootstrap modifié	72
V.3 Puits n° :3	79
V.4 Discussion des résultats.....	80
Conclusion.....	81
Recommandations	82

Liste des tableaux

Tableau I.1 : les trois modèles de déclin et de cumule	8
Tableau V.2 : les percentiles des paramètres du modèle exponentiel pour le puits (2) en utilisant tout l'historique de production	72
Tableau V.3 : les percentiles des paramètres du modèle exponentiel pour le puits (2) en utilisant tout l'historique de production	75
Tableau V.4 : table de calcul de facteur F.....	76

Liste des figures

Figure I.1 :courbe de debit tarcée dans le semi-log.....	5
Figure I.2 : courbe de debit en fonction de la production cumulée	5
Figure I.3 courbe de declin pour un taux de declin D_i variable	7
Figure I.4 les courbes de declin harmonique	7
Figure I.5 : les trois modeles de declin d'Arps.....	8
Figure I.6 regime d'ecolement dans les limites de reservoir.....	10
Figure I.7 regime d'ecoulement early time	10
Figure I.8 la planche des courbes type de Fetkovich.....	12
Figure I. 9: $qD = ftD, 1PD = ftD$ en régime transitoire	13
Figure I.10: les courbes solutions pour une pression constante	13
Figure I.11: la courbe de la dérivée de Bourdet	14
Figure I.12: les courbes type de Blasingame pour un débit constant	14
Figure III.13: histogramme d'une distribution normale de la porosité.	31
Figure III.14 : une distribution d'une variable et sa fonction cumulative de fréquence.	32
Figure III.15 : le processus général de la simulation Monte Carlo.....	32
Figure III.16 : la génération des variables aléatoires a partie d'une CFD de la loi uniforme.....	33
Figure III.17 : les intervalles de confiance.	34
Figure III.18 : le processus général de Bootstrap (le ré-échantillonnage).....	38
Figure III.19 : la courbe de tendance d'un nuage de points	39
Figure IV.20 : étapes de la méthode de bootstrap conventionnel	43
Figure IV.21 les données de la production et leur courbe de régression	44
Figure IV.22 : premier échantillon des données de production avec une courbe de tendance	44
Figure IV.23: deuxième échantillon des données de production avec une courbe de tendance ...	44
Figure IV.24 les distributions des fréquences cumulées des paramètres du modèle hyperbolique	47
Figure IV.25 : intervalle de confiance généré par la méthode conventionnelle	47
Figure IV.26: étapes de la méthode de bootstrap modifié	48
Figure IV.28 : calcul des résidus à partir des données de la régression	49

Liste des figures

Figure IV. 29 : le nuage des point(residus vs temps).....	49
Figure IV.30 l'autocorrelation des residus en fonction de pas	50
Figure IV.31 donnees de productions générées par l'addition des résidus au modèle de la régression	51
Figure IV.32 l'amélioration des intervalles de confiance.....	52
Figure IV.33 les scenarios de calcul pour la génération des intervalles de confiance plus significants	52
FigureIV.34 la distribution des fréquences cumulées des réserves estimées par (DCA)	53
Figure V.35 : l'historique de production du puits (1) séparé en deux parties (la production actuelle/la future production).....	55
Figure V.36 : la régression non linéaire du 1er échantillon.....	56
Figure V.37 : la régression non linéaire du 2ème échantillon	56
Figure V.38 : la distribution de la fréquence cumulée de l'exposent.....	57
Figure V.39: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial	57
Figure V.40: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin.....	57
Figure V.41 :génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant tout l'historique de production	58
Figure V.42 : la courbe de régression non linéaire pour les données de l'historique de production avec le modèle hyperbolique d'Arps.....	59
Figure V.43 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 25 premiers mois de l'historique de production	60
Figure V. 44: la distribution de la fréquence cumulée de l'exponent b.....	61
Figure V. 45: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial	61
FigureV. 46: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin	61
Figure V.47 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61er mois) de l'historique de production la méthode de bootstrap conventionnel	62
Figure V.48 un agrandissement de la courbe qui montre un les courbes de confiance	63

Liste des figures

Figure V.49 : la courbe de l'échantillon	64
Figure V.50 : les résidus de la régression non linéaire	64
Figure V.51 : l'autocorrélation pour le puits (1)	65
Figure V.52 : l'échantillon initial du déclin divisé en blocs avec la taille optimale de 5	65
Figure V.53 : la régression non-linéaire avec le modèle hyperbolique pour le premier échantillon génééré.....	66
Figure V.54: la distribution de la fréquence cumulée de l'exposent.....	66
Figure V.55: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial	67
Figure V.56: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin	67
Figure V.57 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61 ^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié avec une taille des blocs de 5.....	68
Figure V.58 les bondes de confiance qui couvrent la courbe des donnée de la future production	68
Figure V.59 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61 ^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié avec l'amélioration par le bootstrap double.....	69
Figure V.60 : la distribution des probabilités log-normale des réserves estimées	70
Figure V.61 : classification des réserves estimées pour le puits (1) par la méthode de Bootstrap modifié selon les critères de l'SPE et WPC	70
Figure V.62: l'historique de production du puits (2)	71
Figure V.63 : la distribution de la fréquence cumulée du débit initial de déclin exponentiel	71
Figure V.64 : la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin pour le modèle harmonique	72
Figure V.65 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81 ^{er} mois) de l'historique de production la méthode de bootstrap conventionnel	72
Figure V.66 l'échantillon étudié et ça courbe de régression	73
Figure V.67 les résidus	73

Liste des figures

Figure V.68 : l'autocorrélation pour le puits (2)	74
Figure V.69 : la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin pour le modèle exponentiel	74
Figure V.70 : la distribution de la fréquence cumulée du débit initial de déclin exponentiel	75
Figure V.71 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié	75
Figure V.72 : exemple de la distribution F pour le niveau significatif $\alpha = 5\%$	76
Figure V.73 : la distribution F pour les degrés de liberté 9 et 30	77
Figure V.74 : facteur F en fonction de la taille des blocs	77
Figure V.75 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81^{er} mois) de l'historique de production avec la taille optimale du bloc basée sur ANOVA	78
Figure V.76 : classification des réserves estimées pour le puits (2) selon les critères de l'SPE et WPC	78
Figure V.77 : la courbe de régression non linéaire pour les données de l'historique de production du puits (3) avec le modèle hyperbolique d'Arps	79
Figure V.78: la courbe de régression non linéaire pour les données de l'historique de production du puits (3) avec le modèle de Sinisha A. Jikich	79

Introduction

Introduction

En génie réservoir, selon la disponibilité des données, une étude du réservoir tout entier est souvent réalisée. Pour ce faire, un modèle du réservoir est généré en utilisant les données de la sismique et des diagraphies. D'après les échantillons, les attributs géologiques tels que la porosité et la perméabilité peuvent être calculés et intégrés dans le modèle. La pression et le débit de production obtenus à partir des tests de puits peuvent aussi être intégrés pour une simulation complète du réservoir. L'objectif de tout ça est de décrire le réservoir, caractériser le but d'intérêt et estimer les réserves. Ce processus est toujours basé en plusieurs hypothèses et incertitudes causant des différences des prédictions des résultats de la production actuelle. Vu que les chercheurs et les ingénieurs ont besoin de quantifier cette incertitude, plusieurs d'entre eux ont employé des méthodes plus directes, il s'agit de l'analyse de déclin de production DCA (Décline Curve Analysis).

Lors de la production d'un puits, après une certaine stabilisation du débit au début de la production due au draw down, avec le temps quand le déclin de la pression se stabilise ; un déclin de production est observé. Des courbes de déclin peuvent être dessinées en se basant sur l'historique des données de production et de la pression. La méthode est simple à réaliser car elle ne considère pas la géologie ou une connaissance du réservoir. Cette technique peut être appliquée sur une large variété de formations avec une précision relative dans l'estimation des réserves et de la récupération ultime.

Cependant ; la technique a des limitations vu que le modèle est empiriquement réalisé. L'absence de l'explicité de l'écoulement du fluide et de la géologie dans le modèle ne permet pas de corrélérer le déclin d'un puits à un autre dans le réservoir. Aussi les courbes de déclin sont générées à partir d'un historique des données du débit, donc il est difficile de dessiner des projections de déclin pour des puits ayant un historique de production limité. N'importe quel changement opérationnel peut affecter le déclin, et rend la modélisation en utilisant son analyse très difficile.

Plusieurs types de modèle sont développés et continuent d'être développés jusqu'à présent, qui sont valables pour les différents types de réservoir, pour les réservoirs conventionnels ; on distingue parmi ces modèles ceux développés par Arps en 1945 supposant un régime permanent avec une pression de réservoir constante, comme il y a des modèles pour bien étudier les réservoirs non conventionnels comme SEPD (Stretched Exponential Production decline) et le modèle semi analytique développé par Ogunyomi en 2015, destiné pour les réservoir à double porosité.

L'utilisation de ces modèles pour l'estimation des réserves n'élimine pas l'incertitude et l'erreur entre la prédiction et la production actuelle par ce que l'historique de production représente beaucoup d'irrégularité et de bruit qui forment un risque qui propage dans ces calculs, des modèles basés sur l'approche probabiliste sont développés comme celui de Cheng (2010). En appliquant les modèles de déclin statistiquement afin de déterminer l'intervalle de confiance dont il y a une certaine probabilité que la future production va être comprise entre les bornes de cet intervalle.

Introduction

L'objectif de notre travail est de d'appliquer la méthode proposée par Cheng sur certains puits producteurs d'huile en vérifiant que l'intervalle générées pour va inclure la future production entre ces bornes. Ensuite on peut calculer les réserves en déterminant les classes proposées par WPC et SPE. Pour réaliser ce travail on va utiliser des techniques statistiques qui sont le ré-échantillonnage et la régression non linéaire.

Dans cette optique, notre travail contient cinq chapitres, on a consacré **le premier chapitre** pour des généralités sur la théorie de l'analyse de déclin de production(DCA) et sur les différentes techniques utilisées dans cette analyse. Dans le **deuxième chapitre**, on mentionne sur l'estimation des réserves et ces différentes méthodes de calcul: la méthode volumétrique et ces analyses des données, bilan matière et ces limitations et l'analyse de déclin et ces incertitudes. **Le troisième chapitre** on cite des notions des outils statistiques les plus utilisés pour l'estimation des réserves par la méthode volumétrique et l'analyse de déclin, on explique brièvement la technique de ré-échantillonnage (Bootstrap) qu'on utilise dans notre travail pour générer les intervalles de confiance. **Le quatrième chapitre** est consacré sur les méthodes et les étapes suivies pour réaliser notre partie de calcul. **Le cinquième chapitre** contient notre partie de calcul et de l'application des différentes méthodes citées dans le chapitre précédent, on utilise dans le calcul le logiciel Matlab car il est très utile dans ce type de calcul. Trois programmes sont construits pour appliquer le bootstrap sur les trois puits choisis. On terminera notre travail avec une conclusion et des recommandations pour le travail de futur.

Chapitre I : L'analyse des courbes de déclin (DCA)

I.1 introduction et histoire

Les données journalières de la production d'un puits deviennent très intéressantes pour l'analyse du réservoir dans les étapes moyennes et avancées du développement du champ, car elles peuvent être utilisées pour prédire la production du puits dans le futur et déterminer la relation des communications entre les puits.

L'analyse de déclin de production est commencée en 1920 sur une base purement empirique, elle est utilisée comme un outil financier pour faire un plan d'exploitation du réservoir. Le but était de trouver une loi adaptable avec l'historique de production afin d'évaluer le revient économique à l'avenir.

Actuellement il y a plusieurs techniques de l'analyse de déclin de production telles que la méthode conventionnelle d'Arps (1945) qui consiste à la formulation du déclin exponentiel, harmonique et hyperbolique en supposant une pression constante le long de l'historique et un écoulement permanent (d'écoulement aux limites du réservoir). La méthode classique des courbes-type de Fetkovich (1980), ces courbes ont combiné deux familles des courbes, une pour la période transitoire (transient flow) et l'autre pour l'effet aux limites (boundary dominated flow). Modren Palacio et Blasingame (1993), 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 la PTA (l'analyse transitoire de la pression). Mais le développement du DCA était très rapide par rapport à la PTA, où la plupart du travail était effectué en utilisant les méthodes d'Arps et de Fetkovich, généralement en tant qu'applications liées aux bases de données de production.

Le plus grand avantage de la méthode d'Arps est que les paramètres de la formation ne sont pas nécessairement obtenus. D'un autre côté elle n'est pas appropriée pour l'analyse des données de l'écoulement transitoire. Après, Fetkovich a réussi à introduire la formule de l'écoulement transitoire du well test à l'analyse de déclin, donc la courbe-type d'Arps est prolongée à la période du régime transitoire et alors la courbe de déclin du régime transitoire et celle du déclin d'Arps sont combinées. L'avantage de cette méthode est de pouvoir connaître avec certitude si la production est dans le régime d'écoulement transitoire ou permanent.

Les méthodes proposées par Arps et Fetkovich suppose que la BHFP (Bottom Hole Flowing pressure) soit constante sans prendre en considération les changements de PVT du gaz (Pressure-Volume-Température) avec la pression. Palacio et Blasingame (1993) ont introduit la production normalisée pseudo-pression ($q/\Delta p_p$) et pseudo-temps de bilan matière (t_{ca}) pour développer la courbe-type qui considère la production en une BHFP variable et les PVT du gaz qui changent avec la pression de formation.

Et jusqu'à présent les chercheurs et les ingénieurs continuent à développer les modèles de DCA pour pouvoir décrire et étudier le mieux possible.

I.2 l'analyse de déclin traditionnel (modèle d'Arps)

L'analyse de déclin est une technique empirique qui utilise l'historique de production d'un puits de pétrole ou du gaz pour dessiner des projections de déclin. Cette analyse a comme objectif de prédire les futurs débits de production afin de déterminer les réserves récupérables prévues.

Comme un puits produit sur une longue durée en une BHFP (Bottom Hole Flowing pressure) constante, Arps a dériver trois types de déclin de production avec la relation débit-temps y compris le déclin exponentiel, hyperbolique et harmonique sans prendre en considération les paramètres du réservoir ou de puits, ce qui rend cette méthode très simple et peut être appliquée sur n'importe quel type de réservoir. Cependant cette méthode est limitée car, d'une part, les réserves sont estimées sous la supposition que les conditions de production ne changent pas dans le futur, d'autre part, ce qui est représenté par la courbe de déclin est la loi de déclin en régime d'écoulement aux limites des frontières du réservoir, elle n'est pas utilisable en cas d'un régime transitoire.

I.2.1 Le déclin exponentiel

On va d'abord introduire le concept du déclin de débit. Il s'agit du changement de débit par unité de temps, noté souvent **D** :

$$D = -\frac{\Delta q/q}{\Delta t} \quad (I.1)$$

- Dans le cas du déclin exponentiel la relation débit-temps s'écrit comme suit :

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (I.2)$$

q : Le débit à un temps donné t .

q_i : Le débit initial.

D : Le taux de déclin.

- La production cumulée est défini par :

$$Q = \int_0^t q dt = \int_0^t q_i e^{-Dt} dt = \frac{q_i - q}{D} \quad (I.3)$$

Dans un semi log, la fonction $\log(q) = f(t)$ est une droite ainsi que $Q = f(q)$ dans un cartésien, ce qui donne une simple relation linéaire, alors ce modèle est facile à identifier et à utiliser.

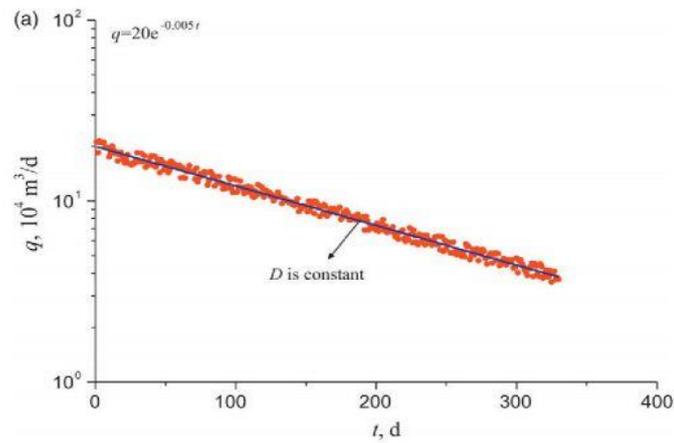


Figure 1.1 : courbe de débit tarcée dans le semi-log

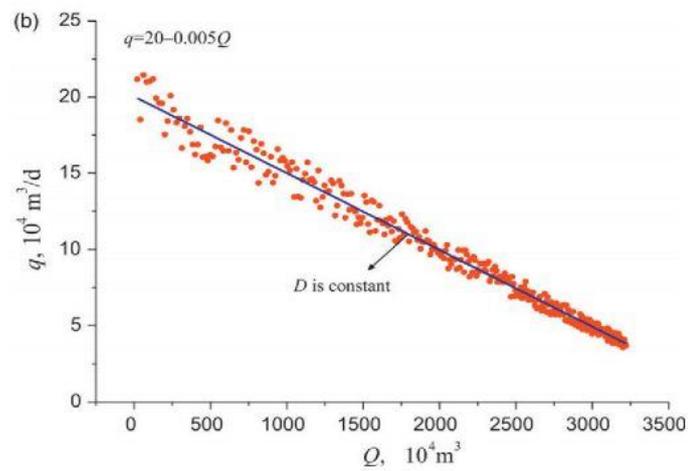


Figure 1.2 : courbe de débit en fonction de la production cumulée

- Soit le débit au temps d'abandon t_{ab} , q_{ab} , en se basant sur l'équation (II.3), la production cumulée entre t_f et t_{ab} peut être obtenue par :

$$Q_f = \frac{q_f - q_{ab}}{D} \quad (I.4)$$

q_f : Le débit initial à t_f . $q_f = q_i e^{-Dt_f}$ (I.5)

q_{ab} : Le débit d'abandon. $q_{ab} = q_i e^{-Dt_{ab}}$ (I.6)

D : Le taux de déclin.

- La récupération ultime peut être exprimée par :

$$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_f - q_{ab}}{D} \quad (I.7)$$

I.2.2 le déclin hyperbolique

Dans ce type de déclin, Arps a introduit un exposant b qui a pour but de décrire la façon du déclin, quand b est petit ; le déclin sera plus rapide. C'est-à-dire $b=0$ correspond à un déclin exponentiel et $b=1$ correspond à un déclin harmonique. Ainsi que D dans ce cas est variable.

- La relation débit-temps s'écrit comme suit :

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} ; 0 < b < 1 \quad (I.8)$$

Le cumule de production est obtenu en intégrant l'équation (II.8) :

$$Q = \int_{t_0}^t q dt = \int_{t_0}^t \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} dt \quad (I.9)$$

En intégrant cette équation (II.9) on trouve :

$$Q = \frac{q_i}{(b-1)D_i} \left[\frac{1}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}-1}} - \frac{1}{(1 + bD_i t_0)^{\frac{1}{b}-1}} \right] \quad (I.10)$$

Si on met $t_0 = 0$, on obtient :

$$Q = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[1 - \frac{1}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}-1}} \right] \quad (I.11)$$

L'équation (II.8) est introduite dans (II.11), alors :

$$Q = \frac{q_i}{(1-b)D_i} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right] \quad (I.12)$$

- Les relations des débits initial est à l'abandon sont :

$$q_f = \frac{q_i}{(1 + bD_i t_f)^{1/b}} \quad (I.13)$$

$$q_{ab} = \frac{q_i}{(1 + bD_i t_{ab})^{1/b}} \quad (I.14)$$

- On peut trouver Q_f en intégrant l'équation (II.8) entre t_f et t_{ab} :

$$Q_f = \int_{t_f}^{t_{ab}} \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}} dt = \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_f^{1-b} - q_{ab}^{1-b}) \quad (I.15)$$

- La récupération ultime pour ce modèle s'écrit :

$$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_i^b}{(1-b)D_i} (q_f^{1-b} - q_{ab}^{1-b}) \quad (I.16)$$

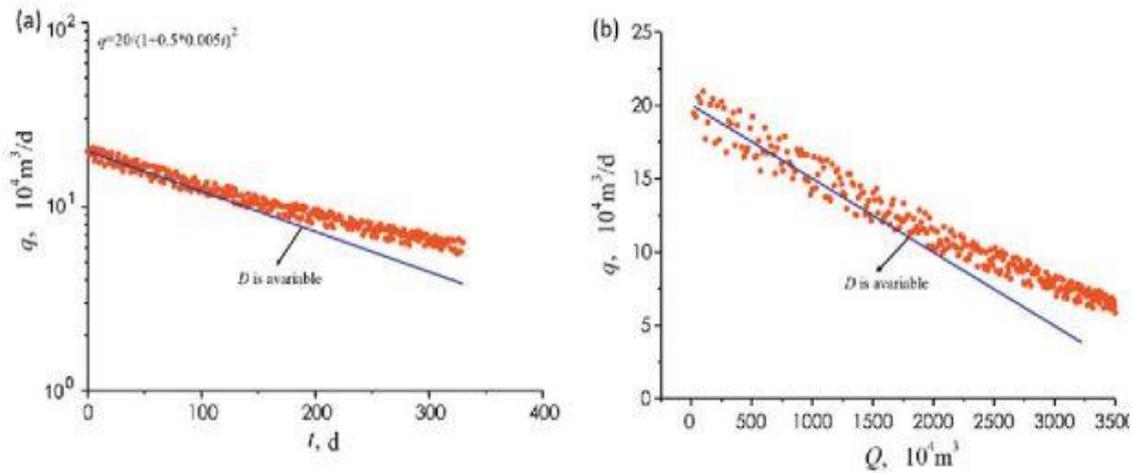


Figure 1.3 courbe de déclin pour un taux de déclin D_i variable

II.2.3 le déclin harmonique

Le déclin harmonique est un cas exceptionnel du cas hyperbolique, quand $b = 1$

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)} \quad (I.17)$$

Le cumul de la production est défini par intégration :

$$Q = \int_{t_0}^t q dt = \int_{t_0}^t \frac{q_i}{(1 + D_i t)} dt = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q} \quad (I.18)$$

On remarque d'après les deux équations (II. 17) et (II. 18) que le graph de ces deux fonctions ($1/q = f(t)$) et ($Q = f(q)$) est sous forme linéaire. Les deux sont tracés et illustrés dans la figure I. 4:

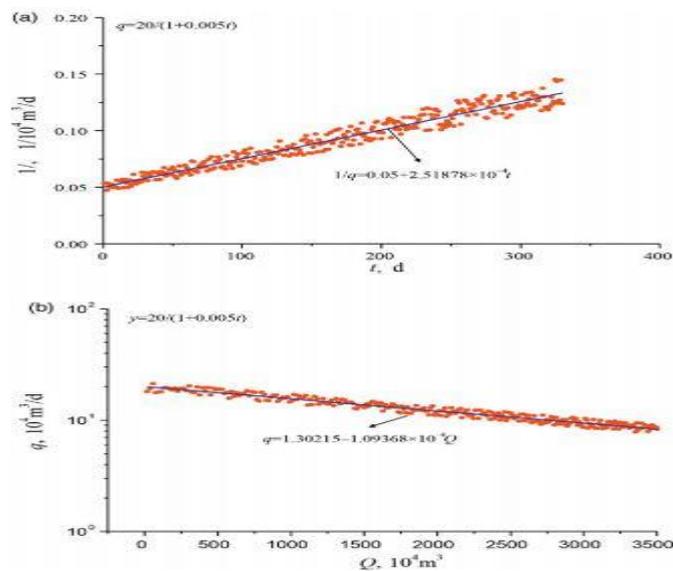


Figure 1.4 les courbes de déclin harmonique

I-L'analyse des courbes de déclin

- La récupération ultime est défini par :

$$EUR = N_P + Q_f = N_P + \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_f}{q_{ab}} \quad (I.19)$$

- Comparaison des trois types

D'après la figure I.5, il est observé que le déclin exponentiel est le plus rapide mais la prédiction du cumul de production est le plus bas, l'harmonique est le plus lent ayant une prédiction plus haut et l'hyperbolique se situe entre les deux.

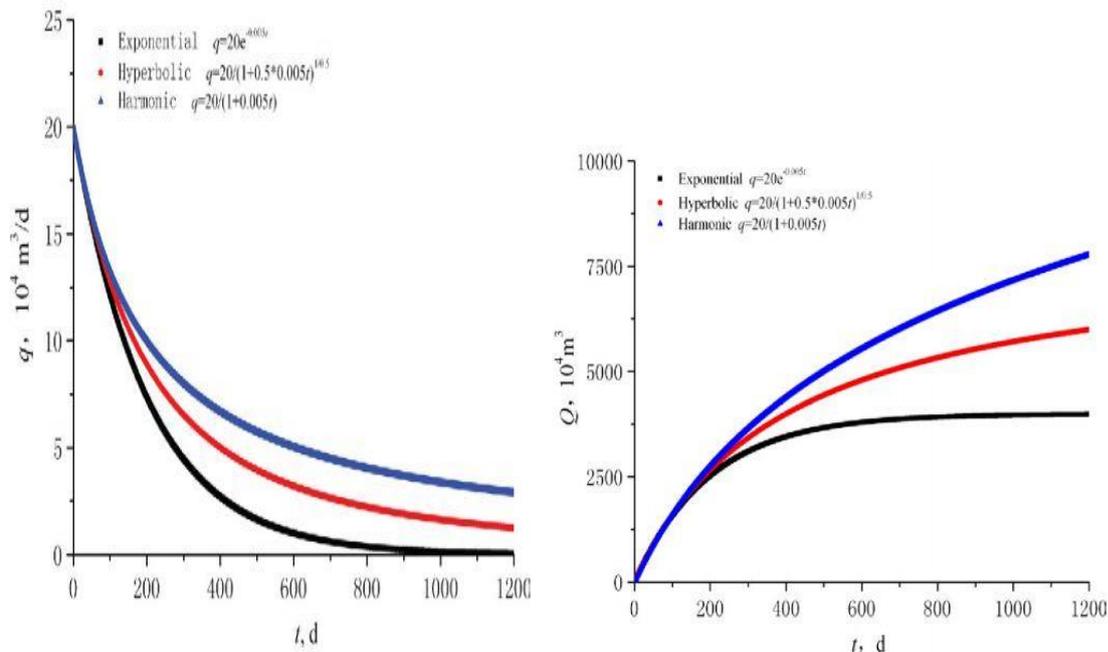


Figure I.5 : les trois modeles de declin d'Arps

Le tableau suivant résume les paramètres des trois modèles :

Tableau I.1 : les trois modèles de déclin et de cumule

Type du déclin	L'exposant (b)	Le débit	Le cumule
exponentiel	$b = 0$	$q_i e^{-Dt}$	$\frac{q_i - q}{D}$
hyperbolique	$0 < b < 1$	$\frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{1/b}}$	$\frac{q_i}{(1 - b)D_i} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i} \right)^{1-b} \right]$
harmonique	$b = 1$	$\frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$\frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q}$

I.3 Théorie des courbes types de Fetkovich

Les courbes types d'Arps sont seulement utilisables pendant la période de l'épuisement quand l'écoulement atteint les limites du réservoir (boundary-dominated flow), alors la période dans laquelle l'écoulement est transitoire n'est pas analysable par les méthodes conventionnelles. Fetkovich a introduit l'idée de l'analyse avec les log-log courbes types pour

pouvoir analyser durant les deux périodes, puis il a combiné ses équations avec les équations empiriques d'Arps afin de prolonger les courbes des celles-ci dans la période de l'écoulement transitoire.

I.3.1 La dérivation des courbes types

Les courbes-type de Fetkovich comprennent deux sections suivantes qui ont été liées pour être continues et pour couvrir de ce fait toute la vie de la production de puits.

- Les courbes early-time (régime transitoire)
- Les courbes late-times (régime boundary-dominated flow)

Les courbes dans la partie early-time est dérivées 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 du déclin. C'est le comportement extrême de toutes les courbes transitoires quand l'écoulement atteint les limites du réservoir. C'est également la première courbe dans la famille des courbes hyperboliques quand ($b = 0$).

i. Les courbes de la période transitoire

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

- Réservoir homogène.
- Fluide monophasique de compressibilité faible et constante.
- Des barrières étanches (débit nulle aux frontières).
- Pression de fond constant.

Les définitions du temps adimensionnel t_D et du débit adimensionnel q_D sont basées sur des applications des essais de puits.

Fetkovich a développé ces équations ces définitions pour les rendre applicables dans l'analyse de déclin :

$$q_{Dd} = q_D \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right] \quad (I.20)$$

$$t_{Dd} = \frac{t_D}{\frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (I.21)$$

Le comportement en early time de la solution (régime transitoire) est la base de l'analyse transitoire des essais de puits. Le régime d'écoulement transitoire est indépendant de la taille de réservoir, et ça serait clairement évident si le débit était trace en tant que débit sans dimension en fonction du temps aussi sans dimensions. Comme montre la figure I.6 tous les réservoirs suivraient la même courbe en early-time et dévieraient seulement à une période postérieure,

quand la frontière du réservoir est atteinte. Quand le réservoir est plus grand, le régime transitoire dure plus longtemps, et l'effet des limites se manifeste plus tard.

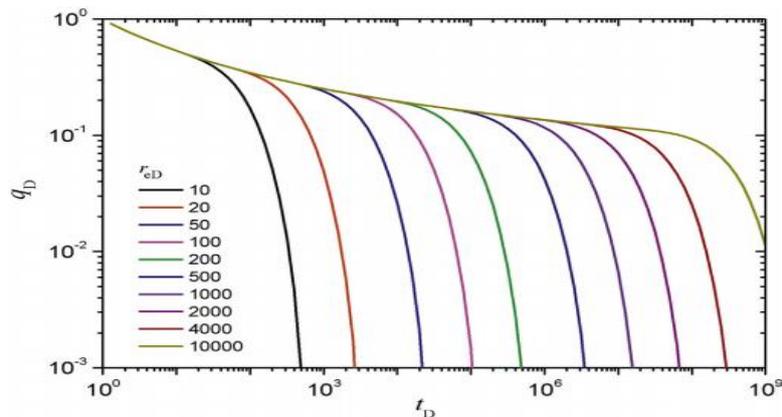


Figure 1.6 regime d'écoulement dans les limites de reservoir

Fetkovich a utilisé les paramètres adimensionnels de déclin car si les mêmes courbes étaient tracées sur des différents axes, la forme changerait de manière significative. Ceci fusionne toutes les branches early-time dans une courbe simple, par ce que la variable de taille de réservoir sans dimension est incorporée aux axes.

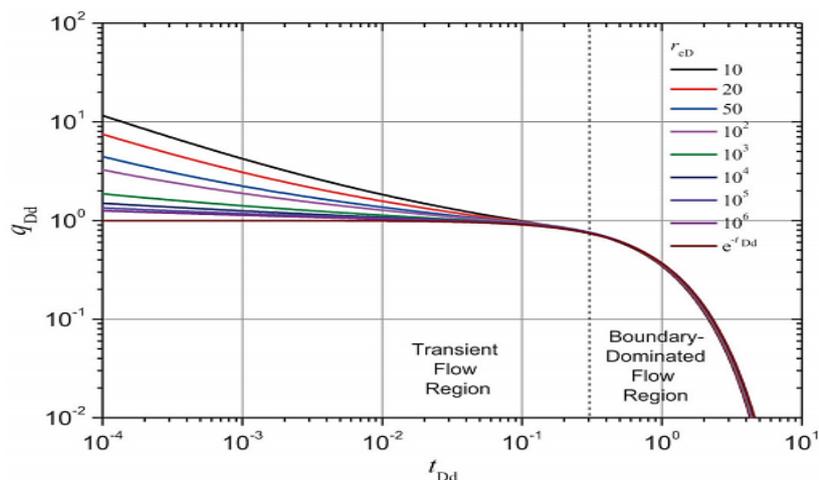


Figure 1.7 regime d'écoulement early time

La figure 1.7 montre que les différentes valeurs de r_{wa} à la fin de la période transitoire, l'écoulement aux limites de réservoir peut être représenté avec 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 1.7 d'early-time montre que l'ajustement des données de production sur l'une de ces courbes permet d'identifier la taille sans dimensions de réservoir.

I.3.2 Les courbes late-time

Les équations d'écoulement au niveau des frontières du réservoir qui sont employées lorsque le t_{Dd} 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 définis différemment de ceux

utilisées dans la littérature des essais de puits, cette section reliera les deux ensembles des paramètres adimensionnels.

Les paramètres adimensionnels s'écrivent dans le domaine de well test comme suit :

$$q_D = \frac{141.2q\mu B}{kh(P_i - P_{wf})} \quad (I.22)$$

$$t_D = \frac{0.00633kt}{\phi\mu c_t r_w^2} \quad (I.23)$$

Fetkovich a utilisé la solution de Van Everdingen et Hurst (1949) pour montre que lorsque l'écoulement atteint les limites de réservoir, le débit adimensionnel peut être exprimé par une fonction exponentielle de t_D et r_{eD} . Cette équation peut être écrite en terme de l'équation exponentielle de déclin d'Arps qui est défini comme suit :

$$q_{Dd} = e^{-t_{Dd}} \quad (I.24)$$

En combinant les définitions t_{Dd}, q_{Dd}, t_d et q_d avec l'équation exponentielle de déclin, on peut montrer que le taux exponentiel de déclin est donné par :

$$D = \frac{\frac{0.00633kt}{\phi\mu c_t r_w^2}}{\frac{1}{2} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right)^2 - 1 \right] \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (I.25)$$

Ainsi ; Fetkovich a démontré que la courbe exponentielle empirique du déclin d'Arps a une base théorique solide, comme solution du late-time dans le cas où la pression au fond du puits est constante. Il est claire que le coefficient de déclin a est une fonction des propriétés du réservoir et du fluide et qu'elle est indépendante de la pression de fond (cas d'un fluide peu compressible). Pour l'équation exponentielle de déclin, le débit initial q_i peut être calculé à partir de la condition initiale ($t = 0, q_{Dd}$).

$$q = q_i = \frac{kh(p_i - p_{wf})}{141.2\mu B \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{1}{2} \right]} \quad (I.26)$$

Si on représente la courbe du déclin hyperbolique, on peut voir que la prise en considération de toutes les conditions du déclin, chaque gamme des valeurs de q_i, D_i et b produira sa propre courbe unique. Fetkovich a généralisé ces courbes en rendant l'équation sans dimension par la définition des paramètres adimensionnels.

$$q_{Dd} = \frac{q(t)}{q_i} ; t_{Dd} = a_i t$$

Alors on obtient :

$$\frac{q_i}{(1 + bt_{Dd})^{1/b}} \quad (I.27)$$

I-L'analyse des courbes de déclin

La représentation de q_{Dd} en fonction de t_{Dd} permet d'obtenir un ensemble unique de courbes qui englobe toutes les conditions de déclin pour tous les puits. Selon ces coordonnées, les courbes obtenues sont indépendantes du taux nominal initial de déclin et du débit initial.

I.3.3 La combinaison entre le late-time et l'early-time

En combinant entre les courbes analytiques du régime transitoire avec les courbes empiriques d'Arps permet de former des courbes-type de Fetkovich.

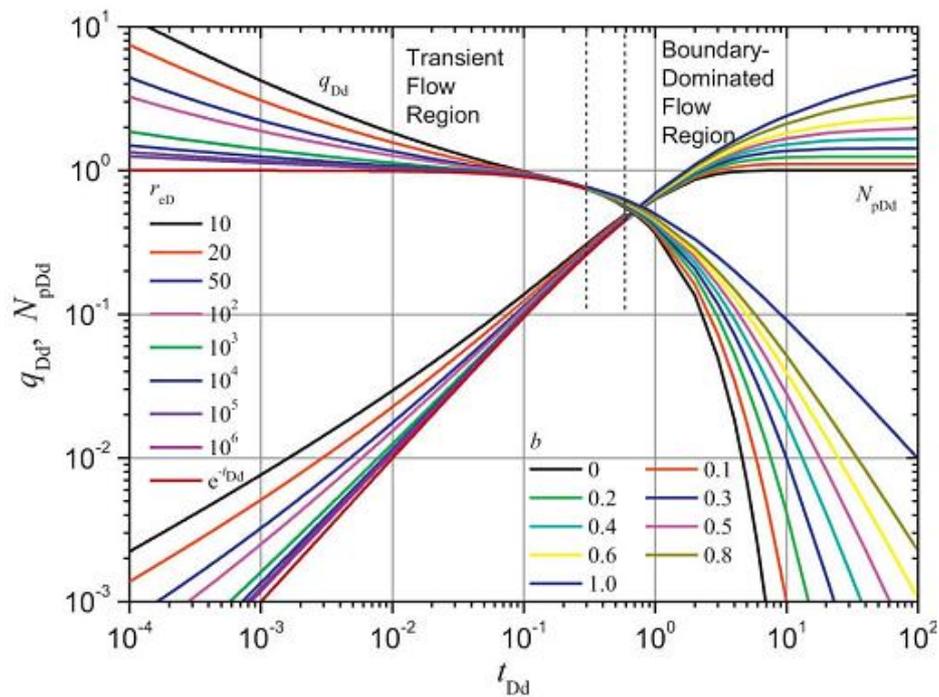


Figure 1.8 la planche des courbes type de Fetkovich

I.4 Théorie des courbes types de Blasingame

Les techniques d'analyse de déclin de production d'Arps et Fetkovich sont limitées de fait qu'elles ne tiennent pas en compte les variations de la pression au fond de puits au cours du régime transitoire en négligeant le changement de PVT du gaz avec la pression du réservoir.

Cependant, la méthode de Blasingame adopte le débit normalisé pseudo-pression ($q/\Delta p_b$) et le pseudo-temps du bilan matière (temps de superposition t_{ca}) pour générer la courbe-type correspondante. Cette méthode tient en compte le changement de *BHFP* et des *PVT* du gaz qui changent avec la pression de réservoir.

L'utilisation du temps de superposition exige un seul état de déclin pour l'ajustement, il s'agit d'un déclin harmonique. Un avantage important de cette méthode est que les courbes types utilisées pour le calage sont semblable à celle utilisées par Fetkovich, sans nécessité de déplétion empirique. Lorsque les courbes types sont tracées en utilisant la fonction du temps superposé de Blasingame, le déclin exponentiel analytique de Fetkovich devient harmonique.

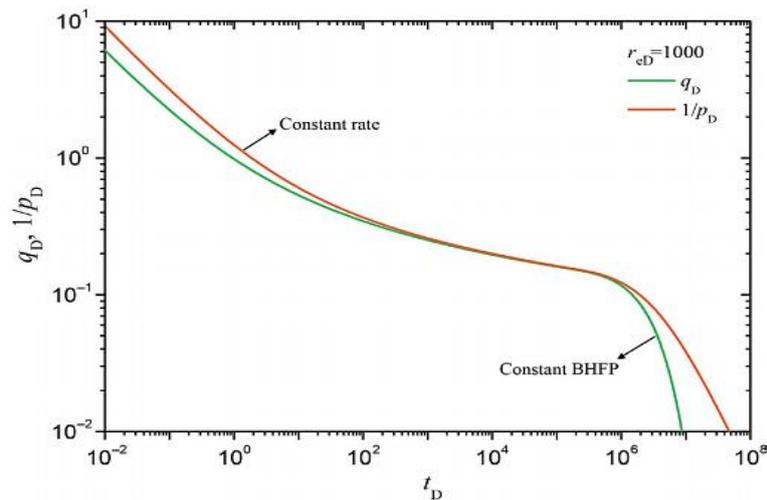


Figure I. 9: $q_D = f(t_D), 1/p_D = f(t_D)$ en régime transitoire

On distingue aussi deux fonctions du temps, t_c la constante de débit, et t_{cp} la constante de pression. La figure I. 10 montre le graph du débit normalisé en fonction de t_c sur une échelle log-log, la période de l'écoulement aux limites suit une droite de pente (-1).

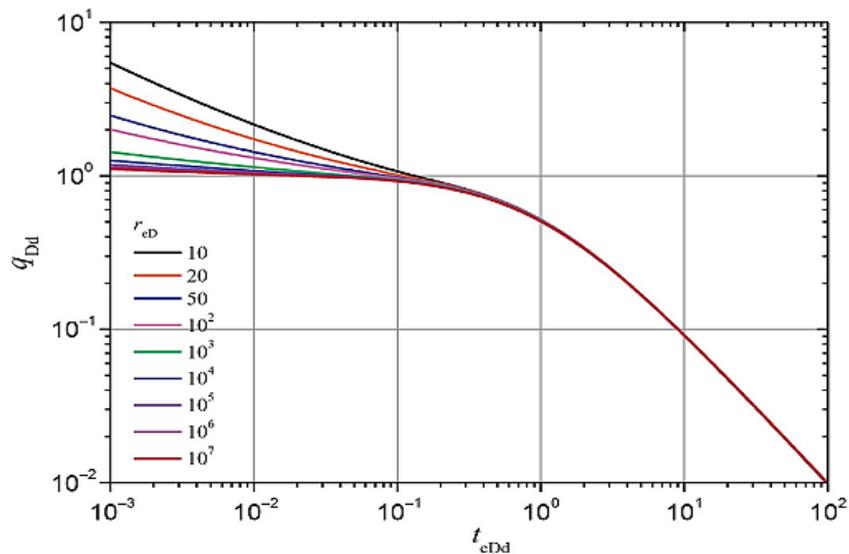


Figure I.10: les courbes solutions pour une pression constante

En se basant sur ces résultats. Palacio et Blasingame ont présenté des courbes types employable dans le cas de p_{wf} variable. Afin d'améliorer l'analyse de ces courbes types Bourdet a introduit la dérivée. Cependant ; en raison du bruit inhérent aux données de production, la dérivée n'a pas été appliquée à la pression normalisée lui-même mais à son intégrale.

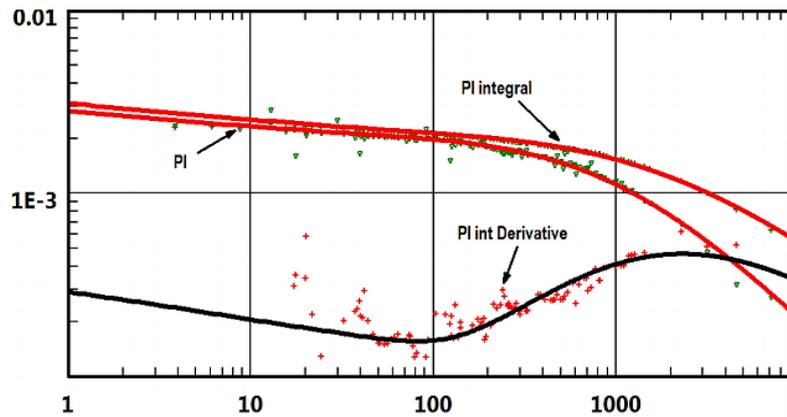


Figure I.11: la courbe de la dérivée de Bourdet

Ces courbes sont employées comme un outil diagnostique, où les données et un modèle type sont comparés. Ce modèle peut être analytique ou numérique. On peut utiliser soit l'historique total de pression soit une seule partie de de l'historique.

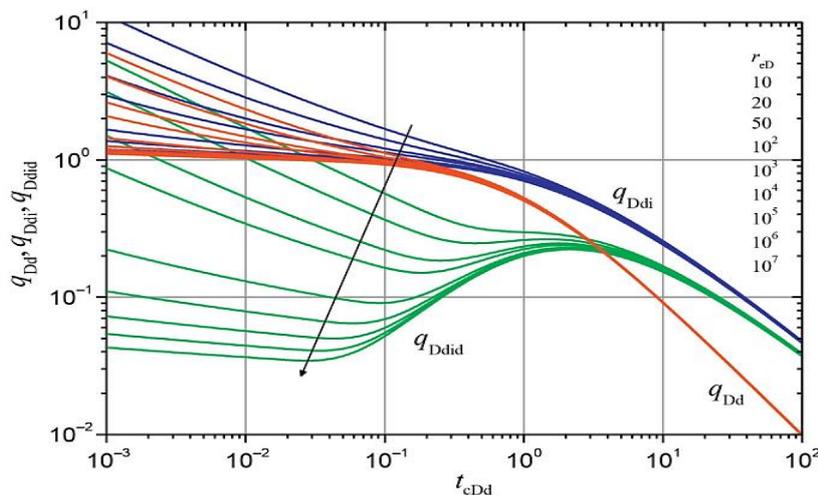


Figure I.12: les courbes type de Blasingame pour un débit constant

I.4.1 Quelques définitions :

- Débit normalisé

C'est la variable primaire de traçage. Il est utile pour l'analyse de la production quand les pressions et les débits changent en fonction du temps.

$$PI(t) = \frac{q(t)}{P_i - P_{wf}(t)} \quad (I.28)$$

- Débit normalisé intégral

L'intégral des débits peut être considéré comme le débit moyen auquel le puits a produit jusqu'à n'importe quel moment particulier. C'est la moyenne cumulative du débit normalisé une fois tracé en fonction du temps de bilan matière.

I-L'analyse des courbes de déclin

Le débit de surface et les données mesurées de la pression contiennent toujours un bruit significatif, ce dernier souvent masque la réponse réelle du réservoir.

Blasingame a identifié une méthode puissante pour enlever les bruits qui sont présents dans d'une réponse de production en employant l'intégration. L'intégration du débit désigné sous le nom d'une fonction auxiliaire, elle est déterminée en intégrant le débit normalisé le long du temps. Toutes les discontinuités dans les données brutes sont efficacement enlevées par le procédé d'intégration, rapportant une courbe lisse de déclin, la courbe résultante ressemble à la réponse originale de déclin, mais elle beaucoup plus claire. Elle peut être employée pour exécuter un calage secondaire avec les courbes types, en outre elle peut être employée en tant que des données de base pour une interprétation d'un essai de puits.

L'analyse les courbes types de Blasingame, la définition du débit intégral doit tenir en compte deux contraintes additionnelles.

- La normalisation du débit en utilisant la pression (cas d'huile) et la pseudo-pression pour le gaz.
- L'utilisation du temps de bilan matière (cas d'huile) et le pseudo temps bilan matière pour le gaz.

$$PI_{int} = \frac{1}{t_c} \int_0^{t_c} \frac{q(t)}{P_i - P_{wf}(t)} dt \quad (I.29)$$

- La dérivée de l'intégral du débit

Elle est défini comme étant la dérivée semi logarithmique de la fonction intégrale du débit

$$\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_{ID} = -\frac{d\left(\frac{q}{\Delta p}\right)_i}{d \ln t_c} \quad (I.30)$$

Chapitre II : l'estimation des réserves

Introduction :

Le terme 'réserves' signifie pour l'industrie pétrolière les quantités du pétrole brut, du gaz naturel et des substances associées (gaz dissout, condensat...) qui peuvent être produits rentablement à partir des réservoirs dans le sous-sol.

Il en résulte que, à un moment dans la vie de production, le débit de production va diminuer, pour atteindre finalement la limite économique quand la production des hydrocarbures prendra fin parce que la production ou le taux des revenus nets sont réduits au niveau que le revenu courant est égal au coût de production. Ceci est généralement appelé la «récupération ultime» qui est égal aux réserves avant le début de la production. Comme les hydrocarbures sont produits, les réserves diminueront à mesure que la production cumulée augmente, mais la somme de la production cumulative et des réserves est toujours égal à la récupération finale estimée à ce moment-là. La récupération finale reste une estimation et les chiffres réels ne seront pas connus certainement jusqu'à ce que le dernier puits soit fermé et abandonné à une date à l'avenir.

Les chiffres fiables des réserves sont cruciaux pour l'entreprise de pétrole à travers une durée de vie d'un champ. Au début, la récupération du pétrole et du gaz est nécessaire pour résoudre problèmes techniques spécifiques comme l'exploitation et le développement d'un réservoir, ou la construction d'unités de traitement, des pipelines et des raffineries. Aux stades ultérieurs, après la disponibilité des données actuelles suffisantes, l'estimation des réserves reste indispensable à son utilisation pour des buts financiers. Les compagnies pétrolières, en général, comptent sur les chiffres des réserves comme faisant partie intégrante des études de rentabilité, le financement, l'évaluation et le négoce des biens pétroliers et gaziers. Par conséquent, l'estimation des réserves de pétrole et de gaz est l'aspect le plus critique et exigeant de toute projection de flux de trésorerie.

L'estimation des réserves est nécessaire pour différents objectifs concernant plusieurs entités inclus dans l'industrie, parmi ces entités on distingue :

- Les sociétés et les individus responsables de l'exploration et le développement.
- Les acheteurs, les vendeurs et les évaluateurs des intérêts des biens des pétroles bruts et du gaz naturel.
- Les banques et les autres institutions financières incluent dans l'exploration et le développement financier et l'achat des biens de pétrole et du gaz.
- Les agences gouvernementales responsables de la planification et le développement politiques énergétiques nationales.
- Les investisseurs dans des entreprises impliquées dans l'exploration et la production de pétrole et / ou de gaz.

II.1 La méthode volumétrique

Les méthodes volumétriques sont généralement utilisés au début de la vie du réservoir pour estimer les réserves, avant que les données de production et / ou de pression suffisantes soient

II-L' estimation des réserves

disponibles. Bien qu'elle soit la méthode la plus utilisée pour l'estimation des réserves, la méthode volumétrique comprend une incertitude qui dépend de la qualité des données géologiques. En principe, la méthode volumétrique comprend : (a) le calcul de la quantité de l'huile et du gaz initiale en place par une combinaison du mapping volumétrique (géologique), l'analyse petrophysique et réservoir engineering, et (b) les fractions de l'huile, du gaz et des produits associés initiales en place. En pratique, la méthode volumétrique comprend typiquement : (a) la supposition que l'aire de drainage soit approximativement égale aux acres développées multipliées par la hauteur utile moyenne basée sur l'expérience, et (b) le facteur de récupération (barils d'huile ou pieds carrés de gaz par acre pied) est supposé par analogie avec les réservoirs ayant la même superficie, les réserves sont estimées en multipliant le facteur de récupération par le volume de drainage.

La procédure de la méthode volumétrique dépend généralement à la structure, au mécanisme du piégeage et à la disponibilité des données géologique au moment où l'estimation doit être faite, Hevlana (1966) a observé : « il est impossible de préparer un ' livre de cuisine universel ' qui satisfait toutes les conditions, chaque réservoir et même chaque puits présente un problème spécifique ».

L'estimation du pourcentage de l'huile et du gaz initial en place qui peut être récupéré commercialement comprend très souvent : (a) la supposition du mécanisme de drainage probable généralement se fait par analogie avec les réservoirs similaires ayant le même mode de production et (b) l'estimation de l'efficacité de récupération de ce mécanisme de drainage en prenant en considération les propriétés de la roche et du fluide de réservoir, l'hétérogénéité du réservoir, l'espacement entre puits et leurs positions, la géométrie du réservoir et autres facteurs qui contrôlent l'efficacité de récupération.

II.1.1 Les équations de l'estimation des hydrocarbures initiaux en place

- Réservoir d'huile

Pour un réservoir d'huile, une colonne d'huile ou un réservoir d'huile avec un chapeau de gaz, l'huile initiale en place (OIP) peut être calculée à partir de l'équation suivante :

$$N_i = \frac{7758\phi_o(1 - S_{wo})A_o h_{no}}{B_{oi}} \quad II.1$$

Où

N_i = l'huile initiale en place, *STB*

7758 = barils dans une acre foot

ϕ_o = la porosité moyenne dans la zone huile, *fraction*

S_{wo} = la saturation moyenne de l'eau dans la zone huile. *fraction*

A_o = superficie de la zone d'huile, *acres*

h_{no} = la hauteur utile moyenne d'huile, *feet*

II-L' estimation des réserves

B_{oi} = le facteur volumétrique de formation initial moyen, *RB/STB*

Le gaz dissout dans l'huile dans les conditions initiales du réservoir est donné par :

$$G_{si} = N_i R_{si} \quad II.2$$

Où :

G_{si} = le gaz dissout initial en place, *scf*

R_{si} = facteur de solubilité initial moyen, *scf/STB*

- Réservoir de gaz

Pour les réservoirs de gaz non associé, ou pour le gaz cap, le gaz libre initial en place peut être calculé à partir de l'équation suivante :

$$G_{Fi} = \frac{43560 \phi_g (1 - S_{wg}) A_g h_{ng}}{B_{gi}} \quad II.3$$

Où :

G_{Fi} = le gaz libre initial en place, *scf*.

43560 = les feet cube contenus dans une acre feet.

ϕ_g = la porosité moyenne dans la zone du gaz libre, *fraction*.

S_{wg} = la saturation moyenne de l'eau dans la zone du gaz libre. *fraction*.

A_g = superficie de la zone du gaz libre, *acres*.

h_{ng} = la hauteur utile moyenne du gaz cap ou du réservoir de gaz, *feet*.

B_{gi} = le facteur volumétrique de formation initial moyen, *Rcf/scf*.

Le condensat dans la phase vapeur dans les conditions initiales du réservoir (mesuré comme un liquide dans les conditions de surface) peut être calculé comme :

$$C_i = G_{Fi} R_{ci} \quad II.4$$

Où :

C_i = le condensat initial en place, *STB*

G_{Fi} = le gaz libre initial en place, *MMscf*

R_{ci} = le CGR (condensat/gas ratio) initial, *STB condensat/MMscf*

II.1.2 Les sources des données

Les équations de II. 1 jusqu'à II. 4 ont besoin de trois types générales des données, les données petrophysiques, les données des fluides et volumétriques. Les sources de ces données sont citées brièvement ci-dessous.

II-L' estimation des réserves

- Les données petrophysiques

Les données petrophysiques nécessaires pour les deux équations *II. 1* et *II. 3* comprennent la saturation moyenne S_w et la porosité moyenne ϕ . La saturation moyenne d'eau peut être estimée depuis l'analyse des diagraphies, les données de la pression capillaire, l'analyse des échantillons (carottes) ou les données de perméabilité relative. Selon les circonstances toutes ces données peuvent être nécessaires pour assurer une estimation fiable.

- Les données des fluides

Les données des fluides nécessaires pour les équations de *II. 1* jusqu'à *II. 4* comprennent le facteur de formation initiale B_{oi} ou B_{gi} , et le GOR de solubilité R_{si} ou R_{ci} . Le facteur de formation peut être estimé avec un certain degré de précision en utilisant des corrélations empiriques avec les données des tests des puits aux conditions initiales. Quand les données de laboratoire PVT sont disponibles, il est recommandé de recouper les estimations en utilisant ces données de laboratoire.

- Les données volumétriques

Les données volumétriques nécessaires pour les équations *II. 1* et *II. 3* comprennent la superficie du réservoir et la hauteur utile moyenne. Avant que les données géologiques de subsurface soient suffisamment disponibles pour le mapping, les réserves peuvent être estimées en se basant sur chaque puits individuellement. La superficie du réservoir devient la surface de drainage estimée pour le puits ou les puits en question, la surface de drainage est souvent estimée par analogie avec les puits ayant le même mécanisme de drainage. Le volume de drainage est ensuite obtenu en multipliant la surface de drainage par la hauteur utile verticale réelle.

II.1.3 l'analyse des données

Toutes les données obtenues à partir du laboratoire ou les celles du champ doivent être analysées prudemment et recoupées pour avoir de la sensibilité et la consistance avant d'être utilisées pour le calcul. Par exemple, il est pratique de recouper les données PVT avec les corrélations empiriques et des tests du champ. Les divergences ne sont pas inhabituelles et peuvent être causées par plusieurs facteurs comme les mesures erronées, les erreurs des transpositions et/ou les calculs d'erreur.

II.1.3.1 L'analyse statistique

Plusieurs chercheurs ont noté que la porosité et la perméabilité de la roche réservoir tendent à représenter certaines distributions statistiques. Par exemple, la porosité dans la Sandstone et la carbonate peut fréquemment être approximativement suivant une distribution normale ou Gaussienne. La détermination de la distribution statistique de la porosité et la perméabilité est la clé pour la caractérisation du réservoir en question et du traitement propre des autres propriétés du réservoir avec lesquelles la porosité et la perméabilité sont corrélées. Elle peut aussi nous aide aussi à choisir la bonne valeur pour nos corrélations, par exemple, pour une distribution normale de la porosité, la bonne valeur pour les corrélations et la moyenne

II-L' estimation des réserves

arithmétique. La saturation de l'eau et la porosité vont être déterminées pour chaque zone de puits à travers des intervalles.

La porosité moyenne est calculée comme la moyenne pondérée :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n (\phi_i h_{ui})}{\sum_{i=1}^n h_{ui}} \quad II.5$$

De la même façon, la saturation moyenne est calculée dans chaque puits en prenant la moyenne pondérée à travers les intervalles :

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{wi} \phi_i h_{ui})}{\sum_{i=1}^n \phi_i h_{ui}} \quad II.6$$

Si les puits ne sont pas espacés uniformément, il est préférable de : (a) calculer la porosité et les saturations en hydrocarbures pour chaque puits avec les deux équations II.5 et II.6, (b) calculer $(1 - S_w)_{mi} \phi_{mi} h_i$ pour chaque puits, (c) contourner ces valeurs et (d) planifier la carte résultante pour déterminer le volume des pores du réservoir.

II.2 Méthode bilan matière

Pour calculer le volume des hydrocarbures initiale en place dans n'importe quelle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminé avec une précision raisonnable. Ce qui n'est pas le cas dans la plupart des situations. Alors la méthode de bilan matière est une seconde alternative pour l'estimation des réserves en place.

- Equation de bilan matière généralisée

Appelée souvent l'équation de bilan matière de Schilthuis (1936), cette équation est l'une des équations fondamentales en réservoir engineering. Cette technique (bilan matière) est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres dans le réservoir en considération.

Dans sa forme généralisée (prendre en considération les entrées d'eau), elle est basée sur le principe suivant :

$$\begin{array}{l} \text{La production} \\ \text{d'huile et du} \\ \text{gaz (plus eau)} \end{array} = \begin{array}{l} \text{Expansion d'huile et} \\ \text{du gaz libre initiales} \\ \text{en place} \end{array} + \begin{array}{l} \text{Les entrées} \\ \text{d'eau} \end{array}$$

Supposant un gaz cap initial, et en même temps, ignorant la compressibilité du volume des pores et de l'eau interstitielle, cette peut être exprimée comme suit :

II-L' estimation des réserves

$$\begin{array}{rcccl}
 \text{Production} & = & \text{Expansion} & + & \text{Entrées} \\
 \begin{array}{l} \text{Gaz cap} \\ \text{+} \\ \text{Colonnes} \\ \text{d'huile} \\ \text{+} \\ \text{Aquifère} \end{array} & = & \begin{array}{l} \text{Gaz cap} \\ \text{+} \\ \text{Colonnes} \\ \text{d'huile} \\ \text{+} \\ \text{Aquifère} \end{array} & & \\
 \begin{array}{l} \text{Gaz total} \\ \text{-} \\ \text{Gaz} \\ \text{dissout} \end{array} & & & & \\
 \begin{array}{l} N_P R_P B_g - N_P R_{si} B_g + N_P B_t + W_P B_w \\ = \\ N_i m B_{ti} (B_g - B_{gi}) / B_{gi} + N_i (B_t - B_{ti}) + W_e \end{array} & & & & \text{II.7}
 \end{array}$$

L'équation II.7 peut être aussi écrite sous la forme :

$$N_P [B_t + B_g (R_P - R_{si})] + W_P B_w = N_i [(B_t - B_{ti}) + m B_{ti} (B_g - B_{gi}) / B_{gi}] + W_e \quad \text{II.8}$$

Où :

N_P = la Production d'huile cumulée, STm^3 .

N_i = Volume d'huile initiale en place, STm^3 .

m = Rapport du volume de gaz cap initiale au volume d'huile initiale.

B_t = Facteur volumétrique du fond d'huile, Rm^3 / STm^3 .

B_g = Facteur volumétrique du fond de gaz, Rm^3 / STm^3 .

B_w = Facteur volumétrique du fond d'eau, Rm^3 / STm^3 .

R_P = GOR de production, m^3 / m^3 .

R_{si} = GOR de dissolution, m^3 / m^3 .

W_e = entrées d'eau cumulées, STm^3 .

W_P = Production d'eau cumulée, STm^3 .

L'équation II.8 est consistante avec la formulation de Schilthuis (1936) qui ignorai la compressibilité des pores du réservoir et l'eau interstitielle. En comparant cette compressibilité à la compressibilité globale du système, il peut être désirable de prendre en considération les termes de compressibilité pour le calcul du bilan matière avant et après le point de bulle. Si ces termes sont inclus pour le gaz cap initial et la colonne d'huile, l'équation II.8 devient :

$$N_P [B_t + B_g (R_P - R_{si})] + W_P B_w = N_i [(B_t - B_{ti}) + (1 + m)(c_p + c_w S_w) B_{ti} (P_t - P) / S_o + m B_{ti} (B_g - B_{gi}) / B_{gi}] + W_e$$

II-L' estimation des réserves

Où :

c_p = la compressibilité des pores, bar^{-1} .

c_w = la compressibilité de l'eau, bar^{-1} .

P_i = la pression initiale, bar .

P = la pression à laquelle l'équation II. 9 est évaluée, bar .

II.3 Limitations

Les limitations de l'application fiable de l'équation de bilan matières sont à la fois théoriques et pratiques.

II.3.1 Limitations théoriques :

Les limitations théoriques sont imposées par les hypothèses suivantes, qui sont nécessaires pour une méthodologie traitable :

- Le pétrole et le gaz libre dans le réservoir sont supposés être en équilibre thermodynamique. Wieland et Kennedy [1 957] ont rapporté environ 20 psi sursaturation dans leurs expériences. Des observations comparables ont été faites par d'autres, en particulier dans les roches à faible perméabilité.
- Les données PVT, obtenues à partir de la libération différentielle, sont supposées pour répliquer le processus de libération dans le champ. Comme discuté par Dodson et al. (1953) et autres, le flash et la libération différentielle de gaz peuvent se produire à différents moments et lieux entre le réservoir et le stock tank, avec les différences dans les propriétés PVT entre les deux processus croissants avec des huiles volatiles.
- Le gaz libre dans le réservoir est supposé avoir la même composition que le gaz libre en surface, différant seulement en volume, telle qu'elle est exprimée par le facteur volumique de formation de gaz. Avec des huiles de plus en plus volatils, le gaz libre dans le réservoir contiendra progressivement plus de liquides dans la phase vapeur, qui sont récupérés en tant que liquides du stock-tank, mais ne sont pas comptabilisés par le processus de libération différentielle.

II.3.2 Limitations pratiques

Les limitations pratiques sont imposées par les données requises et les conditions du réservoir. Les données nécessaires pour une application fiable de l'équation de bilan matières comprennent :

- a. L'analyse PVT d'échantillons de fluide représentatifs des conditions initiales du réservoir.
- b. L'historique statique précis de la pression du fond de puits (BHP) des puits clés dans le réservoir.
- c. Les données de production mensuelles précises pour le pétrole, le gaz et l'eau.
- d. En fonction des circonstances, la compressibilité du volume poreux.

II-L' estimation des réserves

Les exigences de précision des données de pression et de production dépassent habituellement la routine nécessaire pour de nombreuses opérations sur le terrain. Les conditions de réservoir qui peuvent limiter la fiabilité d'un bilan matières estimation comprennent :

- Un Water Drive actif et / ou un grand chapeau de gaz initial peuvent maintenir la pression du réservoir à la pression presque initiale. Dans ces conditions, l'équation de bilan matières ne va généralement pas obtenir des solutions stables parce que les petites diminutions de pression dans le réservoir sont souvent du même ordre de grandeur que les erreurs dans les mesures. Parce qu'il y a peu de dilatation du liquide, de petites erreurs dans les mesures de pression provoquent de manière disproportionnée des erreurs importantes dans les termes d'expansion des fluides.
- Les réservoirs très étendus peuvent avoir différentes zones à différents stades du développement et de la production. Cela peut conduire à de grandes variations dans la saturation en gaz et la pression du réservoir.
- Les réservoirs avec des variations spatiales importantes dans les propriétés initiales des fluides, en particulier ceux qui ont des variations de pression GOR et point de bulle initiale, peuvent empêcher la représentation de l'accumulation des moyennes des propriétés des fluides.
- réservoirs très hétérogènes avec des zones de haute perméabilité inter-stratifiés avec les zones de faible perméabilité, ou des réservoirs très fracturés, les conditions dans lesquelles les zones à faible perméabilité, ou les blocs de la matrice, la déplétion est généralement lente que dans les zones à perméabilité élevée, ou des fractures, et il est pratiquement impossible de déterminer la pression du réservoir moyenne pondérée volumétrique.

Certaines de ces limitations peuvent être contrôlées en utilisant un simulateur multidimensionnel plutôt qu'un bilan matière de dimension zéro, ou un modèle de réservoir (tank model).

II.4 Méthode de l'analyse de déclin (DCA)

Après la mise en production d'un puits, ou d'un ensemble de puits pendant une période suffisamment longue afin que les caractéristiques productrices développent des tendances clairement définies, il peut être possible d'extrapoler ces tendances à la limite économique pour estimer les réserves.

II.4.1 La limite économique

a. Définition et application

Le terme général «limite économique» peut se référer à :

- une caractéristique de production qui est généralement utilisé localement pour établir la limite pratique de production - par exemple, une WOR maximale ou GOR maximale - ce qui est identifié ici comme des conditions économiques limites, ou
- Le débit minimal de production au cours de lequel les revenus de cette production est insuffisante de payer le coût de fonctionnement continu, qui est identifié comme étant le débit de production correspondant à la limite économique, ou tout simplement, la limite économique.

II-L' estimation des réserves

Une limite économique peut se référer à:

- Un seul puits.
- Un ensemble de puits, qui peut être défini économiquement ou financièrement.
- une installation de production pour un ensemble de puits avec un équipement de traitement qui doit être utilisé comme une unité. ex, plateformes de production offshore.....

La limite économique est généralement définie comme débit de production auquel le revenu net à la production L'intérêt de travail de l'opérateur qui est attribuable à la production d'un puits, un agrégat, ou installation est égale au coût "out-of-pocket" pour faire fonctionner le puits, ensemble, ou l'installation. Les impôts sur le revenu de l'état et fédéral et les frais généraux sont généralement exclus dans la détermination des frais "out-of-pocket". Le revenu net égal au revenu brut moins: (a) les taxes ad valorem et de production, (b) les redevances, (C) le transport, et (d) le traitement de la charge, le cas échéant. Out-of-pocket coûts, parfois appelés les coûts directs d'exploitation, sont des coûts qui seraient sauvées si le puits ou l'installation ont été fermées, comme les coûts pour l'énergie et les matériaux. Out-of-pocket coûts comprennent la main-d'œuvre seulement durant la fermeture du puits ou l'installation permettrait d'économiser le coût.

Pour l'estimation des réserves pour une entité de production, une bonne pratique consiste à:

- La projection vers l'avant, sur une base mensuelle (ou annuelle), d'une tendance observée dans la production en suivant une procédure bien définie.
- calcul du futur revenu mensuel (ou annuel) net prévu attribuable à future production estimée.
- calcul des coûts mensuels (ou annuels) d'exploitation attribuable à l'entité de production.
- la cessation de la future production projetée au cours du mois (ou année) quand le revenu net calculé est égal aux coûts d'exploitation calculés.

b. Conditions de la limite économique

Les conditions de la limite économique, qui sont habituellement établies localement, peuvent inclure, par exemple, un maximale WOR, un GOR maximale, ou une pression d'écoulement dans le tubing minimum (FTP). Telles limites sont généralement utilisées pour estimer les réserves pour un puits par extrapolation d'une tendance observée.

Les conditions de la limite économique peuvent également être mises en place pour un ensemble de puits de production à une installation commune. Ces conditions peuvent inclure, par exemple, un débit de production de gaz maximum ou un débit de production d'eau maximale, le maximum pourrait être limité par la disposition équipement de traitement.

II.4.2 les équations de déclin

Comme discuté dans le premier chapitre, Arps a établi trois équations exprimant la relation débit/temps, qui sont : la loi hyperbolique, exponentielle et harmonique. Chacune de ces équations a sa propre application ce qui est vérifié par plusieurs chercheurs depuis 1945. Ces

II-L' estimation des réserves

applications sont conditionnées par les conditions de réservoir et du puits. Certaines des applications de chaque loi sont citées dans les paragraphes suivants.

II.4.2.1 Déclin hyperbolique

Matthews et Lefkovits (1956), en faisant des rapports sur les études théoriques de la production de pétrole à partir des réservoirs homogènes produisant par le mécanisme de drainage par gravité, ont conclu que Les puits de gaz libre au-dessus d'huile (chapeau de gaz) doivent présenter un déclin hyperbolique avec $b = 0,5$. Ainsi que les puits en aval-pendage de gaz cap secondaire doivent présenter un déclin exponentiel ($b=0$).

Dans les investigations ultérieures pour les réservoirs produisant avec le mécanisme de drainage par gravité, Lefkovits et Matthews [1958] ont observé que les puits présentaient des baisses hyperboliques avec b allant de 0. 1 jusqu'à 2,5. Les facteurs b plus élevés ont été attribués à des réservoirs avec des zones de différentes perméabilités ou aux puits avec des zones ayant des différents effets de skin. Russell et al. (1966) a observé que, dans les puits de gaz produisant au début de la vie sous les conditions de pression constante et un écoulement cylindrique doivent présenter un déclin de production hyperbolique avec b égal à environ 0,5. Stewart (1970) a observé que, pendant la période transitoire, les puits de gaz complétés dans un grès Crétacé très hétérogène, faible perméabilité (environ 0,5 md) dans le vert bassin de la rivière de l'ouest des États-Unis a présenté des baisses hyperboliques. Wong et Ambastha (1995) ont étudié les tendances de la diminution de la production dans 78 gisements de pétrole dans Alberta qui étaient soumis à l'injection d'eau. Ils ont rapporté que "la majorité suit un hyperbolique diminuent avec les valeurs b inférieur à 0,5. "Ils ont noté qu'il n'y avait pas de relation fonctionnelle entre b et les propriétés de la roche ou des fluides des bassins étudiés. En outre, Gentry et McCray (1978) ont démontré mathématiquement que b doit être supérieur à 1 dans les réservoirs très hétérogènes. Fetkovich (1980) a observé que «les données de débit existant seulement dans la période transitoire vont exiger des valeurs de 'b' supérieures à 1 pour ajuster les données ». Il est à noter que, bien que les valeurs de b supérieures à 1 pourraient être nécessaires pour correspondre à la période initiale de la production d'un puits, une prudence extrême est nécessaire lors de l'utilisation de ces valeurs de b pour extrapoler les tendances à court terme pour estimer les réserves.

II.4.2.2 Le déclin exponentiel

L'écoulement transitoire dans des réservoirs stratifiés fracturés ou très hétérogènes, est généralement caractérisée d'abord par une baisse relativement forte du taux de production en fonction du temps. Ces tendances au début peuvent sembler être exponentielle; l'extrapolation de ces tendances pour estimer les réserves pourrait résulter des sous estimations significatives. Il y a un degré élevé d'incertitude dans l'interprétation les tendances de la production dans ce type de réservoir. Ainsi, les estimations des réserves faites à partir courbe de déclin l'analyse doit toujours être vérifiée par rapport à: (a) les estimations des réserves sur la base de méthodes volumétriques et / ou (b) le rendement des puits analogues.

Plus tard dans la vie, ces puits pourraient présenter une baisse exponentielle de déclin beaucoup plus faible. Par exemple, Brons (1963) et Stewart (1970) ont observé que les débits de production des puits de gaz en fin de vie dans des conditions de pression constantes

II-L' estimation des réserves

généralement présentent un déclin exponentiel. Blasingame et Lee (1986) ont présenté une méthode pour déterminer l'aire de drainage et Facteur de forme pour et les réservoirs homogènes et naturellement ou hydrauliquement fracturés qui produisent avec une constante BHP.

II.4.2.3 Le déclin harmonique

A l'exception des réservoirs à Water Drive (ou injection d'eau), les déclins harmoniques sont rarement observé. Par exemple, Purvis et Bober (1979), dans leur étude du bassin Pembina Cardium d'huile au Canada, un projet d'injection d'eau mature, a rapporté que, «un déclin harmonique a été observée pour la plupart des zones d'étude et pour le bassin dans son ensemble ».

II.4.3 La méthodologie de l'estimation des réserves par DCA

Pour estimer les réserves, étant donné une tendance à la baisse de la production d'un puits, la procédure suivante est généralement recommandée:

1. Examiner les données de l'historique de production, en rejetant les valeurs anormalement faibles et / ou des valeurs anormalement élevées, par exemple: (a) la production pendant les mois quand les puits ont été fermées temporairement pour des travaux de réparation ou temporairement la production en raison de défaillance mécanique ou une panne de courant, etc., (b) la mise en production directement la fermeture du puits, ce qui pourrait être anormalement élevée, ou (c) la production après la fracturation, parce que certains opérateurs peuvent signaler 'l'huile de fracturation' comme une production.
2. Régresser les données restantes avec l'équation débit / temps qui se traduit par le «meilleur» ajustement. Le résultat est donc les paramètres de l'une des équations du modèle choisi.
3. Calculer le débit qui correspond à la limite économique (Q_{el}), pour le puits ou l'installation d'intérêt.
4. Calculer les réserves à produire tel que le débit de production baisse de q_2 , le débit à la date effective de l'estimation, à Q_{el} , la limite économique.

Historiquement, les graphes des données mensuelles de production, ainsi que des notes appropriées sur les opérations sur le champ, ont été maintenues sur un papier graphique semi-log (débit en fonction du temps) pour les puits d'intérêt. L'application généralisée de la technologie informatique a facilité le stockage des données numériques appropriées, qui peuvent être récupérés, agrégées et tracées comme voulu. Malheureusement, les notes essentielles sur les opérations sur le champ ne sont généralement pas incluses dans de nombreuses bases de données.

II.4.3.1 l'analyse des courbes types

Plusieurs ingénieurs considèrent que l'analyse des courbes types est une méthode carrément différente par rapport à l'ajustement des courbes (l'analyse conventionnel). L'une des catégories des courbes types est appelée courbe type de Fetkovich-Arps. Comme discuté dans le premier chapitre, cette courbe types comprend deux parties dont la première moitié

II-L' estimation des réserves

représente la période de l'écoulement transitoire qui dépend de la valeur de r_{eD} et la deuxième représente l'équation du déclin d'Arps qui dépend de la valeur de l'exposant b .

En se basant sur l'analyse de matching des courbes entre les données du champ et la courbe type, les paramètres de déclin d'Arps q_i , D_i et b peuvent être déterminés avec la première partie de la courbe type, La valeur de r_{eD} peut être déterminée par la deuxième partie. Ensuite les paramètres de réservoirs sont déterminés, comme la perméabilité K , le skin S , le rayon de drainage r_e , les hydrocarbures initiaux en place et la production cumulative avant l'arrivée à la condition de l'abandon.

Le processus détaillé de matching des courbes Fetkovich-Arps conventionnel est donné ci-dessous :

- Tracer la courbe de $q \sim t$ sur un papier log-log.
- Semblable aux analyses du test de puits, un matching du graphe $q \sim t$ avec les courbes types théoriques va être effectué.
- En se basant sur les résultats de matching, noter les valeurs de rayon de drainage adimensionnel r_{eD} et l'exposant du déclin b .
- Choisir n'importe quel point des points de matching et noter le point de matching actuel $(t, q)_M$ et le point de matching théorique correspondant $(t_{Dd}, q_{Dd})_M$.
- Déterminer le débit initial q_i avec la formule :

$$q_i = \left(\frac{q}{q_{Dd}} \right)_M \quad II.10$$

- Déterminer le taux de déclin initial D_i avec la formule :

$$D_i = \left(\frac{t_{Dd}}{t} \right)_M \quad II.11$$

- Déterminer la valeur de la perméabilité K avec la formule :

$$K = \frac{\mu B \left(\ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi h (P_i - P_{wf})} q_i = \frac{\mu B \left(\ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right)}{2\pi h (P_i - P_{wf})} \left(\frac{q}{q_{Dd}} \right)_M \quad II.12$$

- Calculer le rayon de wellbore apparent et le facteur de skin en utilisant les deux équations suivantes :

$$r_{wa} = \sqrt{\frac{2K/\phi\mu c_t}{(r_{eD}^2 - 1) \left(\ln r_{eD} - \frac{1}{2} \right)} \left(\frac{t_{Dd}}{t} \right)_M} \quad II.13$$

$$S = \ln \frac{r_w}{r_{wa}} \quad II.14$$

- Détermination de la récupération ultime. Pour le déclin exponentiel d'Arps, la formule est comme suit :

$$EUR = N_p + Q_f = N_p + \frac{q_f - q_{ab}}{D} \quad II.15$$

Pour les autres types, les équations sont exprimées dans le premier chapitre.

II-L' estimation des réserves

Temps d'abandon

- Détermination du volume des pores du réservoir :

$$V_p = \pi r_r^2 h \phi \quad II.16$$

En utilisant les deux équations II. 12 et II. 13, le volume des pores peut être exprimé par :

$$V_p = \frac{B}{C_t(P_i - P_{wf})} \left(\frac{t_{Dd}}{t} \right)_M \left(\frac{q}{q_{Dd}} \right)_M \quad II.17$$

- Finalement, déterminer la surface de drainage A et les réserves N :

$$A = \frac{V_p}{h \phi} \quad II.18$$

$$N = \frac{V_p(1 - S_w)}{B_i} \quad II.19$$

II.4.3.2 L'incertitude dans le DCA

Il existe plusieurs scénarios qui sont caractérisés par une incertitude considérable qui pourrait être soumise à une approche probabiliste, y compris: (a) les données de production transitoire, (b) les données de la production qui sont mal définies à partir des ensembles multi-puits, et (c) les contradictions entre les données de déclin de production et celles des performances. Les approches probabilistes pour l'analyse de déclin ont été examinées par Huffman et Thompson (1994) et par Jochen et Spivey (1996). Les anciens auteurs ont développé des méthodologies pour utiliser l'analyse de la régression des données de la production pour estimer les réserves ' P_{10} ', ' P_{50} ' et ' P_{90} '. Ces derniers auteurs ont utilisé une nouvelle approche, appelée la méthode bootstrap, pour faire essentiellement la même chose.

- Les tendances de la période transitoire

Dans nombreuses régions productrices, les nouveaux puits dans les réservoirs avec un régime d'expansion de gaz dissout initialement présentent un déclin rapide de la productivité. Dans nombreux cas, ces déclins rapides sont causés par les écoulements transitoires, qui présentent généralement des valeurs de l'exposant ' b ' significativement supérieurs à 1 ce qui peut conduire à des estimations des réserves anormalement élevées. La production des puits forés plus tôt dans ces zones -ou analogues- à elles, cependant, ont peut-être entré dans le régime pseudo-permanent. Les tendances de production les plus matures – et la récupération ultime indiquée - sont typiquement utilisées comme des modèles pour les nouveaux puits. Habituellement, cependant, ces données sont trop rares pour une analyse statistique significative. Ainsi, l'ingénieur doit généralement faire des jugements en ce qui concerne les tendances débit-temps raisonnables et la production ultime de pétrole pour les nouveaux puits. Une approche probabiliste peut être donc appropriée.

- Les données de production mal définies

Dans les zones de production matures, les tendances de déclin peuvent être mal définis et soumis à une incertitude considérable. Ces incertitudes sont susceptibles d'être observés, par

II-L' estimation des réserves

exemple, dans les zones où seules les données sur les ensembles multi-puits sont disponibles pour l'analyse. Ce problème a été discuté par Purvis et d'autres (1979, 1985, 1987, 1990). La méthodologie citée précédemment ne peut pas être appropriée, mais les résultats de ces auteurs sont le reflet d'une autre approche probabiliste à ce type de problème.

- Les interprétations contradictoires P/DT

L'analyse des tendances des performances/déclin exige souvent la résolution des dilemmes causés par la contradiction entre les données. Par exemple, après le breakthrough, le débit fractionnel d'huile (f_o) pour les puits produisant à partir des réservoirs à water drive généralement présente une tendance semi-log en fonction de la production cumulative de l'huile N_p . Dans certaines régions, cependant les tendances de f_o en fonction de N_p sont linéaires plutôt qu'un semi-log. Dans plusieurs cas, il est impossible de déterminer la tendance correcte jusqu'à ce que la production d'huile soit consistante après le breakthrough. S'il y a une baisse du débit de production de pétrole dans ces puits, il pourrait être approprié pour compléter l'analyse des tendances f_o vs N_p avec l'analyse des tendances de débit en fonction du temps (q_o vs t), et / ou le débit par rapport à la production cumulative (q_o vs N_p). Souvent, cependant, les extrapolations de graphes de f_o en fonction N_p et q_o vs N_p pour le même puits conduisent à des estimations des réserves différentes. L'interprétation est encore compliquée par les incertitudes concernant la capacité totale de liquide du puits à des water-cut élevés, qui établit la limite inférieure du graph de f_o par rapport à N_p à q_{el} . Dans certains cas, un déclin du débit d'huile peut être attribuable à une combinaison d'un déclin dans f_o et la production totale de liquide. Selon les circonstances, il pourrait être approprié d'envisager le graph le plus conservatif indiquant les réserves prouvées – les plus optimistes – prouvées, probables et possibles.

Chapitre III : notions statistiques

L'expérience a montré que les études d'ingénierie de réservoir sont plaignes d'incertitude due à la quantité et la qualité des données de terrain qui sont par leur nature une source de défauts et d'incertitude, donc tous les résultats de calcul basés sur ces données seront affectés par une quantité d'erreur, cependant cette erreur ou bien l'incertitude n'est pas quantifiée car elle sont données par des lois déterministes. Le but de ce chapitre est de donner une vue générale sur les notions des probabilités qui sont utiliser pour la quantification des incertitudes et leur utilisation dans le calcul des réserves.

La résolution des problèmes mathématiques n'est pas toujours simple car les solutions analytiques ont des limites en face à des problèmes non linéaires complexes, les chercheurs ont développé des outils numériques pour la résolution de ces problèmes, la simulation **MONTE CARLO** est l'une des outils les plus utilisés dans le domaine de la recherche scientifique, elle se base sur l'utilisation des processus aléatoires, génération des variables aléatoire pour le calcul des valeurs numériques. Les variables sont générés suivant des lois de distribution de probabilité.

III.1.1 Les variables aléatoires

Une variable aléatoire X est une variable associée à une expérience ou à un groupe des expériences aléatoires servant à caractériser le résultat de cette expérience ou de ce groupe d'expériences. On distingue les variables aléatoires discontinues ou discrètes et les variables aléatoires continues :

- Une variable aléatoire est discrète si elle varie de façon discontinue, la variable ne peut prendre que des valeurs entières si le cas de jet d'un dès la variable aléatoire discrète, elle peut prendre les valeurs entières 1, 2, 3, 4, 5, et 6.
- Une variable aléatoire est continue si elle prend n'importe quelle valeur réelle appartenant à un intervalle donné si le cas de la porosité ou l'aire de réservoir sont des paramètres qui ont plusieurs valeurs du l'hétérogénéité de milieu et la géométrie de réservoir.

III.1.2 La distribution de probabilité

À chacune des valeurs que peut prendre une variable aléatoire X (porosité, hauteur nette...), correspond une probabilité $P(X = x)$, c'est la probabilité que la variable aléatoire X prenne la valeur x , le terme probabilité d'une variable ici correspond ça la fréquence. L'ensemble des valeurs admissibles x qui peut les prenne une variable aléatoire X et des probabilités correspondantes $P(X = x)$ constitue une distribution de probabilité discontinue. La relation entre x et $P(x)$ est appelée loi de probabilité. Pour toutes les distributions de probabilités dont les valeurs x correspondent à des événements, le total des probabilités est égal à 1.

$$\sum_{i=1}^n P(x_i) = 1$$

III-notions statistiques

Les lois de distribution des variables aléatoires discontinus les plus connus

Loi de Poisson :

$$P(x = n) = \frac{\lambda^n}{n!} e^{-\lambda} \quad E(x) = \lambda, Var(x) = \lambda; \quad n \in N$$

Loi binomiale de Bernoulli :

$$P(x = n) = C_N^n p^n (1 - p)^{N-n}, \quad E(x) = Np; Var(x) = Np(1 - p), \quad n \in N$$

Les fonctions de densité de probabilité des variables aléatoires continues :

La loi uniforme $[a; b]$:

$$f(x) = \begin{cases} 0 & x \leq a \\ \frac{1}{b-a} & a \leq x \leq b \\ 0 & x \geq b \end{cases}; E(x) = a/2; Var(x) = a^2/12$$

La loi exponentielle :

$$f(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x} & x \geq 0 \\ 0 & x \leq 0 \end{cases}, E(x) = 1/\lambda; Var(x) = 1/\lambda^2$$

La loi normale ou bien la loi de Laplace-Gauss :

La loi normale est la loi continue la plus importante et la plus utilisée dans le calcul de probabilité, On appelle une variable normale toute variable aléatoire continue X définie dans l'intervalle $]-\infty; +\infty[$ par la fonction de densité de probabilité suivante :

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}}; E(x) = \mu; Var(x) = \sigma^2.$$

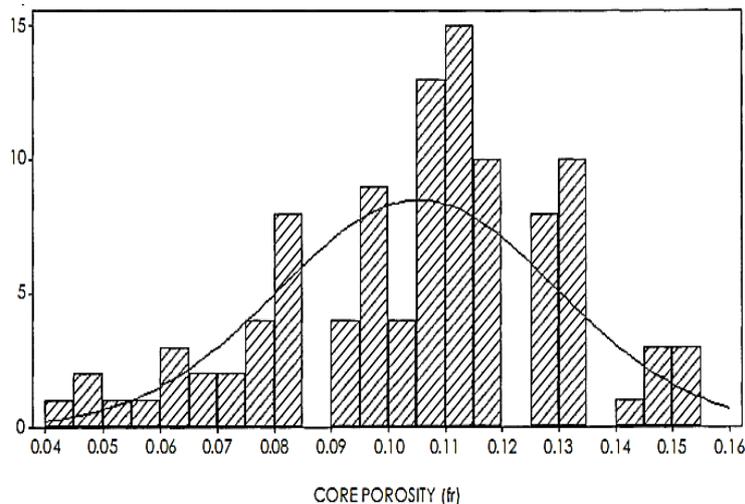


Figure III.13: histogramme d'une distribution normale de la porosité.

III-notions statistiques

Les fonctions de probabilités cumulées sont obtenus par une intégration des lois de distribution et qu'ils vérifiant toujours la somme des fréquences égale à l'unité

$$F(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x)dx = 1$$

Les deux fonctions seront tracées sur le même repère ou les valeurs prises par la variable X sont représentées sur l'axe des abscisses et les fréquences et leurs cumules sur l'axe des ordonnées, la figure III. 13 montre une distribution de la porosité d'un réservoir et la fonction de fréquence cumule.

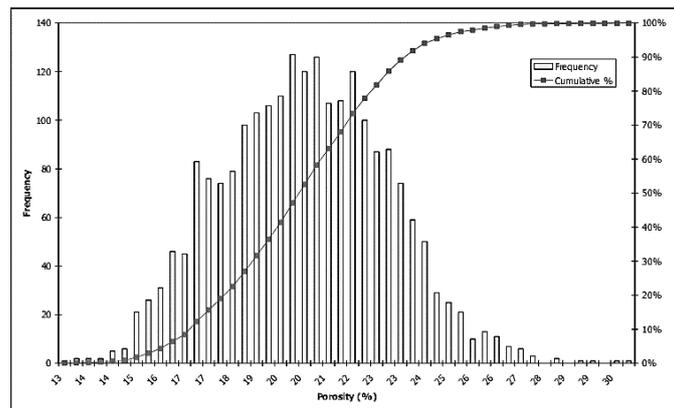


Figure III.14 : une distribution d'une variable et sa fonction cumulative de fréquence.

III.1.3 Les simulations MONTE CARLO

Cette technique de calcul se base sur la génération aléatoire des variables d'entrée qui sont indépendantes et identiquement distribuées, munies par des lois distributions c'est-à-dire que les variables de modèle ne sont pas déterministes, le modèle de calcul utilise ces données pour avoir des données de sortie qu'ils ont des lois de distributions.

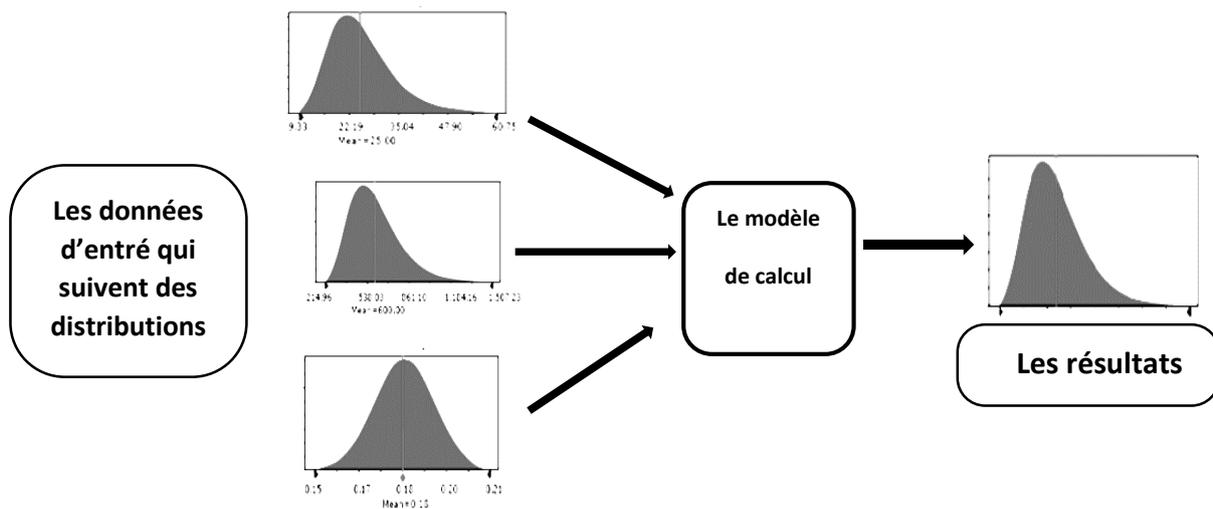


Figure III.15 : le processus général de la simulation Monte Carlo

III-notions statistiques

La génération des variables aléatoirement est réalisée par une prise des valeurs à partir de la distribution de fréquences cumulées, cette procédure va être répétée plusieurs fois avec un nombre d'itération très grand. La figure I.15 montre la procédure de la génération de variables aléatoires, cette technique de calcul elle permet d'avoir tous les scénarios possibles de la propagation de risque (erreur) qu'il peut affecter les données de sortie, de plus elle offre une possibilité de les classer dans des classes de probabilité et des intervalles de confiance.

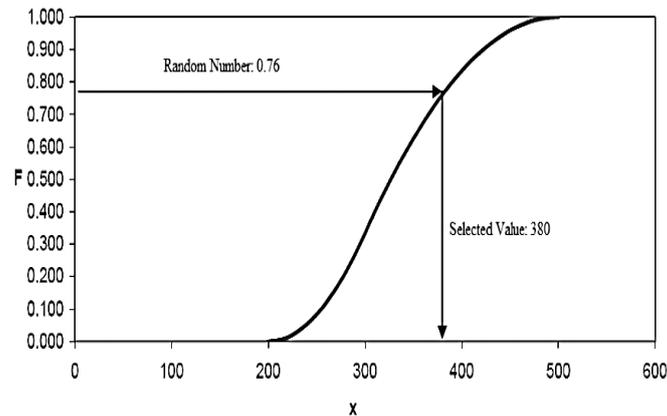


Figure III.16 : la génération des variables aléatoires à partir d'une CFD de la loi uniforme

L'estimation des réserves dans le cas de la méthode volumétrique est basée sur la simulation Monte Carlo ou les variables d'entrées sont introduites sous forme de distributions : la porosité, l'aire de réservoir, la hauteur utile et la saturation en fluides, les réserves sont données par une distribution, pour déterminer les classes des réserves il faut tracer les courbes de distributions.

III.2 La technique d'échantillonnage

La collection des informations sur une population se fait par deux possibilités selon la taille de la population. La première solution consiste à observer ou interroger tous les éléments de la population, c'est une enquête complète ou enquête exhaustive ou recensement.

La seconde solution consiste à observer ou interroger une partie de la population, c'est appelée enquête partielle ou sondage. Les éléments de la population qui sont réellement observés constituent l'échantillon et l'opération qui consiste à choisir ces éléments est appelée échantillonnage.

III.2.1 Méthode d'un échantillonnage aléatoire simple

Pour que les résultats d'une enquête par sondage puissent être extrapolés à l'ensemble de la population faisant l'objet de l'étude, il est indispensable que cette enquête soit conduite selon des règles bien définies et que les calculs conduisant à ces extrapolations soient conformes à la procédure d'échantillonnage utilisée. L'échantillon choisi doit être le plus représentatif possible de la population étudiée, c'est à dire le degré de correspondance entre l'information recueillie et ce que nous apprendrait un recensement comparable de la population dépend en grande partie de la façon dont l'échantillon a été choisi.

III-notions statistiques

Un échantillonnage est aléatoire si tous les individus de la population ont la même chance de faire partie de l'échantillon il est simple si les prélèvements des individus sont réalisés indépendamment les uns des autres. En particulier, si la population est finie, cette définition correspond au tirage aléatoire avec remise c'est-à-dire que les éléments prélevés sont remis à nouveau dans la population, qui permet de traiter les populations finies comme des populations infinies

III.2.2 Intervalle de confiance

Une population est caractérisée par des paramètres statistiques une moyenne, un écart-type et une proportion lors de la réalisation d'un échantillonnage les éléments prélevés ont aussi les mêmes paramètres que la population mère, parce que l'échantillon prélevé c'est une sous population, donc pour assurer que ces paramètres sont représentatifs les statisticiens ont utilisé la notion de l'intervalle de confiance au une région.

L'intervalle de confiance définie par un nombre $1 - \alpha$; $\alpha \in]0,1[$, il représente la région ou la probabilité de présence d'un paramètre statistique est égale

$$P\left(\theta \in \left[\hat{\theta} - \frac{Z}{\sqrt{n}}; \hat{\theta} + \frac{Z}{\sqrt{n}}\right]\right) = 1 - \alpha$$

La valeur de Z correspond à la probabilité de $P(Y \leq Z) = 1 - \alpha$ dans la table de loi normale centré réduite ou $Y \sim \mathcal{N}(0,1)$.

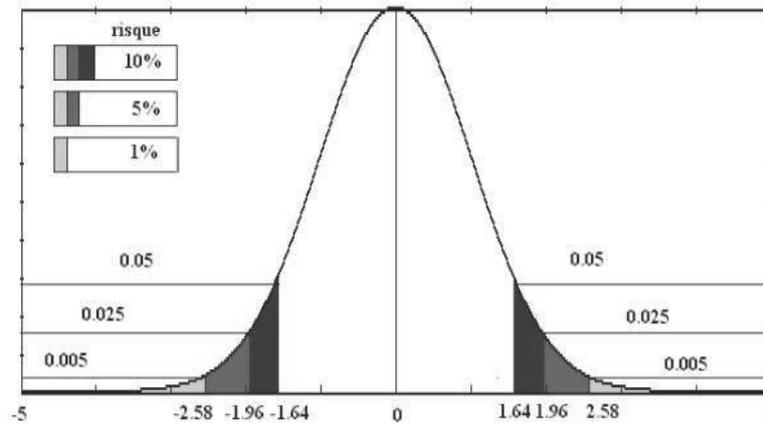


Figure 10.5 : densité de la loi normale et valeurs critiques.

Figure III.17 : les intervalles de confiance.

III.2.3 La taille nécessaire de l'échantillon :

III.2.3.1 la moyenne

Pour obtenir un maximum de fiabilité dans les résultats, la fixation d'une marge d'erreur ε que doit être acceptable. On se fixe ensuite un seuil de confiance $(1 - \alpha)$, qui représente la probabilité minimale pour que la moyenne \bar{X} calculée à partir de l'échantillon ne s'écarte pas de la moyenne m de la population de plus de ε . Ceci s'écrit par une égalité. Un jeu de variable, une utilisation de la table de loi normale centre réduite, le calcul de la taille de l'échantillon

$$P(|\bar{X} - m| < \varepsilon) \geq 1 - \alpha$$

$$\Pi\left(\frac{\varepsilon\sqrt{n}}{\sigma}\right) \geq 1 - \frac{\alpha}{2} \quad \text{ou} \quad \Pi\left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \geq 1 - \frac{\alpha}{2}$$

$$n = Z_{1-\frac{\alpha}{2}}^2 \left(\frac{\sigma^2}{\varepsilon^2}\right)$$

III.2.4 Méthode de l'estimation

Les premiers problèmes d'inférence statistique auxquels s'applique la théorie des distributions d'échantillonnage sont les problèmes d'estimations. Le but poursuivi est d'estimer, à partir d'un échantillon, la ou les valeurs numériques d'un ou de plusieurs paramètres de la population considérée et de déterminer la précision de cette ou de ces estimations. On distingue deux formes d'estimations : l'estimation ponctuelle et l'estimation par intervalle de confiance.

III.2.4.1 Estimation par intervalle de confiance

L'estimation par intervalle de confiance consiste à déterminer autour de la valeur estimée un intervalle dont on a de fortes chances de croire qu'il contient la vraie valeur du paramètre recherché. Si on s'intéresse à un paramètre θ , dont on possède un estimateur T , l'estimation par intervalle de confiance consiste à déterminer de part et d'autre de T les bornes $T1$ et $T2$ d'un intervalle qui a une forte probabilité de contenir θ . Cette probabilité est appelée niveau de confiance et désignée par la cette valeur $(1 - \alpha)$. α est alors un risque d'erreur. Les limites $T1$ et $T2$ représentent les bornes de l'intervalle de confiance.

$$P(T1 \leq \theta \leq T2) = 1 - \alpha$$

a. Intervalle de confiance lors d'une population normale

Si on s'intéresse estimation de la moyenne inconnue m d'une population normale d'écart type connu α , l'estimation par intervalle de confiance consiste à déterminer de part et d'autre de l'estimateur \bar{X} les bornes \bar{X}_1 et \bar{X}_2 d'un intervalle qui a un niveau de confiance $(1 - \alpha)$ de contenir m .

$$P(\bar{X}_1 \leq m \leq \bar{X}_2) = 1 - \alpha$$

Une autre écriture est possible pour montrer les bornes de l'intervalle de confiance

$$\bar{X}_1 = \bar{X} - d1 \quad \text{et} \quad \bar{X}_2 = \bar{X} + d2$$

Le risque total α peut être réparti d'une infinité de manière. Généralement, le risque α est divisé en deux parties égales.

$$P(\bar{X} - m > d1) = P(m - \bar{X} > d2) = \frac{\alpha}{2}$$

Un changement de variable est fait pour avoir une variable qui suit une loi normale centre réduite :

$$P\left(Z_1 \leq \frac{d1\sqrt{n}}{\sigma}\right) = P\left(Z_2 \leq \frac{d2\sqrt{n}}{\sigma}\right) = 1 - \frac{\alpha}{2}$$

L'utilisation de la table de loi normale permettre de lire la valeur de Z :

$$\Pi\left(\frac{d1\sqrt{n}}{\sigma}\right) = \Pi\left(\frac{d2\sqrt{n}}{\sigma}\right) = 1 - \frac{\alpha}{2} \Rightarrow d1 = d2 = \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

Les bornes de l'intervalle qui contient la moyenne de la population $m \in [\bar{X}_1; \bar{X}_2]$:

$$\bar{X}_1 = \bar{X} - \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\sigma}{\sqrt{n}} ; \quad \bar{X}_2 = \bar{X} + \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\sigma}{\sqrt{n}}$$

b. Intervalle de confiance lors d'une population inconnue

Pour une population de distribution de probabilité inconnue (écart type σ inconnu), on utilise la quasi-variance comme estimation de la variance de la population. L'intervalle de confiance de la moyenne sera défini selon les cas :

- Cas d'un échantillon d'effectif faible

Dans ce cas, la moyenne d'un échantillon peut toujours être considérée comme une variable T de Student à $(n - 1)$ degré de liberté. La valeur $Z_{1-\frac{\alpha}{2}}$ sera remplacée par la valeur $T_{1-\frac{\alpha}{2}}$ à $(n - 1)$ degré de liberté. L'intervalle de confiance est alors :

$$m \in \left[\bar{X} - \left(T_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{n}} ; \bar{X} + \left(T_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{n}} \right]$$

-Cas d'un échantillon d'effectif important

Dans ce cas, la moyenne d'un échantillon peut toujours être considérée comme une variable approximativement normale c'est le cas de loi de Student qui comporte comme une loi normale lorsque n est suffisamment grand, L'intervalle de confiance est alors donne :

$$m \in \left[\bar{X} - \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{n}} ; \bar{X} + \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}}\right) \frac{\hat{\sigma}}{\sqrt{n}} \right]$$

Les autres paramètres statistiques sont traités avec la même procédure suivie pour l'estimation de la moyenne.

III.3 Le Bootstrap

La motivation du *bootstrap* (Efron, 1982 ; Efron et Tibshirani, 1993) est d'approcher par les simulations (*Monte Carlo*) la distribution d'un estimateur lorsque l'on ne connaît pas la loi de distribution de l'échantillon ou, plus souvent lorsque l'on ne peut pas supposer qu'elle est gaussienne. L'objectif est de remplacer des hypothèses probabilistes pas toujours vérifiées ou même invérifiables par des simulations et donc beaucoup des itérations de calcul. Le principe fondamental de cette technique de ré-échantillonnage est de substituer à la distribution de probabilité inconnue F , dont est issu l'échantillon d'apprentissage, la distribution empirique \hat{F} qui donne un poids $1/n$ à chaque réalisation. Ainsi on obtient un échantillon de taille n dit échantillon bootstrap selon la distribution empirique \hat{F} par n tirages aléatoires avec remise parmi les n observations initiales. Il est facile de construire un grand nombre d'échantillons

bootstrap sur lesquels calculer l'estimateur concerné. La loi simulée de cet estimateur est une approximation asymptotiquement convergente sous des hypothèses raisonnables de la loi de l'estimateur. Cette approximation fournit ainsi des estimations du biais, de la variance, donc d'un risque quadratique, et même des intervalles de confiance de l'estimateur sans hypothèse (normalité) sur la vraie loi.

III.3.1 La procédure de réalisation d'une estimation par bootstrap

L'estimation des paramètres statistiques d'une population qui suit une fonction de répartition inconnue se fait par des étapes.

La première est de tirer un échantillon de taille n , les éléments de ce échantillon tirés de cette population doivent être indépendants et identiquement distribués (*i. i. d*), qui suivent une loi empirique \hat{F} . L'estimation d'un paramètre ' ' moyenne, quartile... médian'' qui définit cette population ce fait par la réalisation d'une série des échantillonnages de l'échantillon mère pour chaque échantillon, l'un des paramètres estimé est calcul par une fonction bien définie, le calcul sera répété B fois et les valeurs de paramètre estimé sont groupées pour construire une distribution de ce dernier.

Soit l'échantillon : $X = \{x_1, x_2, x_3, \dots, x_n\}$ définie par une loi empirique \hat{F} , le paramètre qui va être estimé $\hat{\theta}$ il a une fonction de calcul définie par T :

$$\hat{\theta} = T(\hat{F})$$

Les échantillons tirés de X sont donnés par cette notation $X^*_1, X^*_2, X^*_3, \dots, X^*_B$ Pour les paramètres estimés sont notés comme suivant : $\hat{\theta}^*_1, \hat{\theta}^*_2, \hat{\theta}^*_3, \dots, \hat{\theta}^*_B$.

Une erreur standard est calculée sur la statistique estimée cette fois est par le calcul de la moyenne des statistiques mesurées

$$\hat{\theta}^* = \frac{1}{B} \sum_{i=1}^B \hat{\theta}^*_i$$

L'écart-type estimé par bootstrap est calculé

$$\sigma^2_{boot} = \frac{1}{B-1} \sum_{i=1}^B (\hat{\theta}^*_i - \hat{\theta}^*)^2$$

Un schéma explicatif de la méthode Bootstrap :

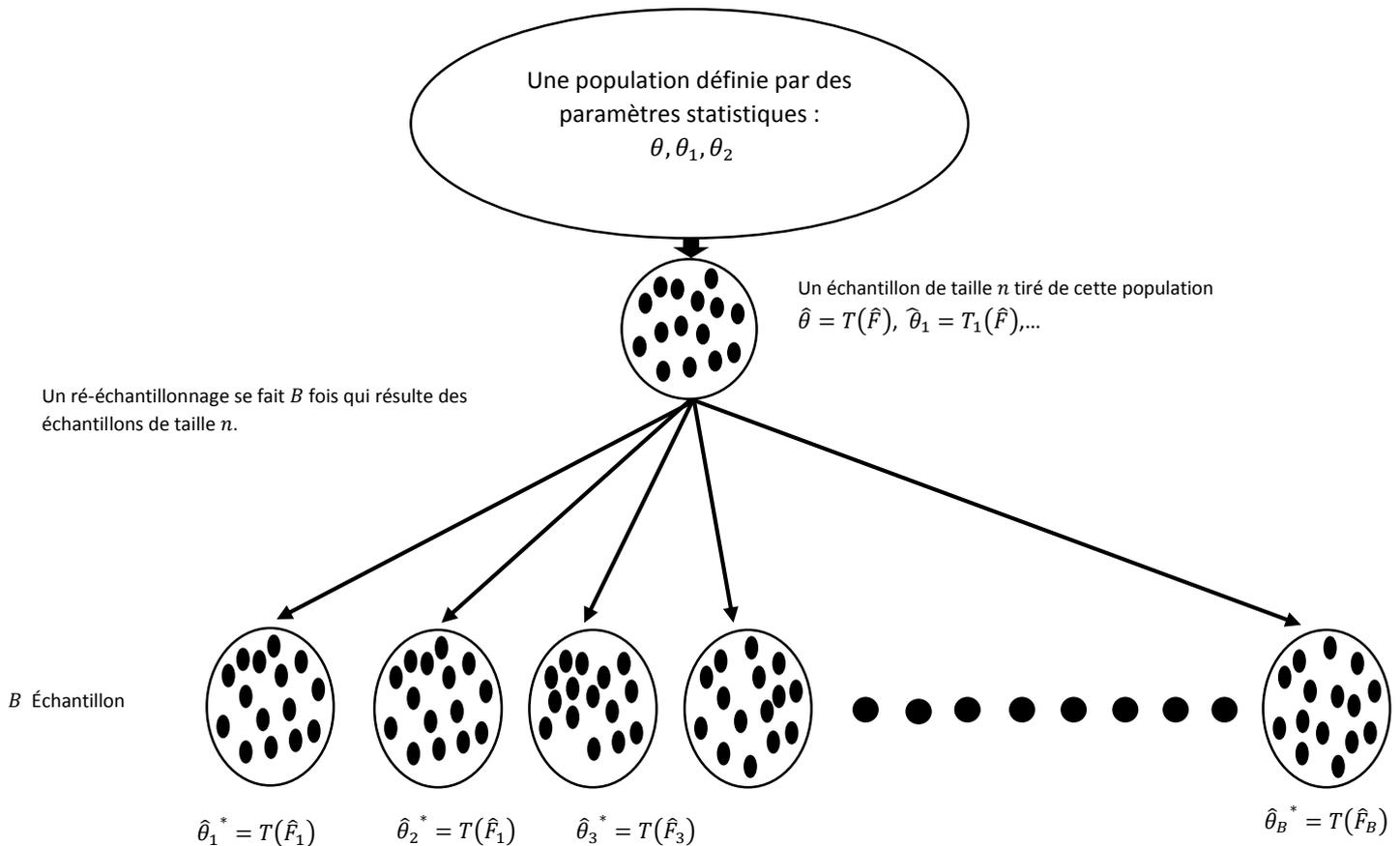


Figure III.18 : le processus général de Bootstrap (le ré-échantillonnage).

III.3.2 L'estimation de l'intervalle de confiance

Des fonctions de répartition des paramètres statistiques sont construites. Une estimation par intervalle de confiance est nécessaire pour avoir plus de précision sur la statistique estimée il existe plusieurs méthodes développer par beaucoup de chercheurs la plus simple est de fixer un intervalle de confiance $1 - \alpha$, la deuxième étape est de maitre en ordre croissant les statistiques calculés de chaque échantillons, une élimination des $B \frac{\alpha}{2}$ valeurs les plus faibles et les $B \left(1 - \frac{\alpha}{2}\right)$ plus grandes, donc l'intervalle qui contient la statistique vraie de la population est construits de deux bornes qui est :

$$\theta \in \left[\theta_{B \frac{\alpha}{2}}^* ; \theta_{B \left(1 - \frac{\alpha}{2}\right)}^* \right]$$

La technique de Bootstrap est un outil très puissant pour l'estimation des statistiques avec une précision mesuré par les intervalles de confiance et une réduction très forte des biais, ces caractéristiques ne se réalisent pas sans l'utilisation des langages de programmation et les calculateurs à haut performance parce que la précision nécessite un très grand nombre des variables a traités, cette technologie permettre de donner une flexibilité au calcul par les simulations des variables aléatoires en générale.

III.4 : La théorie de la régression

III.4.1 : Introduction

Les recherches scientifiques qui s'intéressent à l'étude des phénomènes naturels ou les problèmes rencontrés dans l'industrie se basent sur l'observation et l'analyse des comportements qui sont quantifiés par des chiffres et pour bien parler des données. Ses phénomènes seront modélisés par des modèles analytiques dérivés à partir des lois physiques mais ce n'est pas toujours le cas, la modélisation analytique est limitée car les phénomènes se différencient dans le degré de complexité. Dans les cas où la réalisation des modèles de tendance qui ajustent les données collectées ou bien le modèle existe mais les données sont représentées comme un nuage de points qui nécessite un ajustement de son modèle.

4.2 La régression linéaire

Le problème est d'étudier l'influence d'une variable quantitative X sur une autre variable quantitative Y . La première est souvent appelée variable explicative (ou encore exogène) et la seconde est appelée variable expliquée (ou encore endogène). Pour résoudre ce problème, on a réalisé une expérimentation qui consiste à prélever un échantillon de n individus, et à mesurer sur chacun d'eux les valeurs prises par chacune des deux variables. En vue, par exemple, d'étudier la tendance entre la perméabilité et la porosité d'une roche réservoir, on a procédé à la mesure de ces deux variables sur 100 éprouvettes. On dispose donc d'un échantillon de n couples d'observations que l'on peut représenter sur un graphique, d'abscisse x_i et d'ordonnée y_i , correspond à un couple d'observations. Plusieurs cas peuvent se présenter. Les points s'alignent sur une courbe qui, dans l'hypothèse la plus simple est une droite. On dit que la relation entre Y et X est fonctionnelle : lorsque la valeur de X est donnée, celle de Y est déterminée sans ambiguïté. C'est le cas idéal qui, expérimentalement, n'est jamais réalisé de façon parfaite.

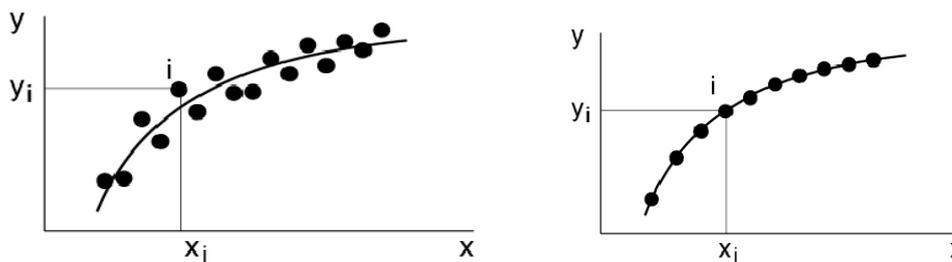


Figure III.19 : la courbe de tendance d'un nuage de points

Les mesures sont en effet toujours entachées de quelque imprécision. Les points forment alors un nuage. Mais celui-ci présente une orientation qui suggère, par exemple, que lorsque X augmente, la valeur moyenne de Y augmente également.

Lorsque X est donné, Y n'est pas complètement déterminé : ses valeurs se dispersent autour d'une certaine valeur moyenne. Mais les valeurs moyennes décrivent, lorsque X varie, une courbe qui est appelée la ligne de régression de Y par rapport à X . La liaison entre Y et X est alors appelée stochastique (ou statistique). Un cas particulièrement important est celui où le nuage se dispose suivant une forme allongée et exhibe une tendance sensiblement linéaire. C'est à ce cas de régression linéaire. Cette condition de linéarité n'est pas aussi restrictive qu'il

III-notions statistiques

pourrait paraître : une transformation mathématique appropriée permettra toujours de passer d'une ligne de régression d'équation quelconque à une droite de régression. Si la tendance est, par exemple, de la forme $y = bx^a$, il suffira d'effectuer les changements de variable pour retrouver une relation linéaire et c'est le cas de plusieurs modèles. Le modèle toujours contient une partie stochastique ou bien une erreur qu'est la cause de distorsion de nuage de points généralement cette variable aléatoire suit une fonction de répartition bien

$$y = ax + b + \varepsilon_t$$

Le modèle d'ajustement est donné de la même façon que le modèle réel mais sans la partie stochastique

$$y^* = \hat{a}x + \hat{b}$$

La détermination des paramètres de modèle passe par une minimisation d'erreur entre le modèle réel et celui de l'ajustement c'est la méthode des moindres carrés

$$e_t = y - y^*$$

La minimisation quadratique de l'erreur se fait par une dérivation de cette fonction par rapport aux paramètres de la fonction quadratique admet un minimum donc les dérivés sont nuls à ce point.

$$e_t^2 = \sum (y - y^*)^2$$
$$\frac{\partial e_t^2}{\partial a_i} = 0$$

Les paramètres sont obtenus par une résolution d'un système d'équations qui a comme nombre d'équations égale aux nombres des paramètres à estimer.

Le cas de la régression simple les paramètres de modèle d'ajustement sont donnés par les formes suivantes

$$\hat{a} = \frac{\sum(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sum(x_i - \bar{x})^2}$$
$$\hat{b} = \bar{y} - \hat{a}\bar{x}$$

Les grandes familles des modèles sont classées selon la possibilité de la linéarisation de modèle le premier modèle est la famille des modèles non linéaires mais peuvent être linéarisés le plus souvent, une transformation logarithmique suffit à les rendre linéaires, ce qui, du reste, valide leur estimation par les moindres carrés ordinaires. La deuxième famille, les modèles non linéaires mais non-linéarisable. Le modèle complexe nécessite des techniques d'estimation plus développées comme l'utilisation de minimisation par algorithme génétique, les réseaux de neurones.

III.5 Les séries temporelles

Une série temporelle ou chronologique, est une suite des valeurs numériques représentant l'évolution d'une quantité spécifique au cours du temps. De telles suites de variables aléatoires peuvent être exprimées mathématiquement afin d'en analyser le comportement, généralement pour comprendre son évolution passée et pour en prévoir le comportement futur. Une telle transposition mathématique utilise le plus souvent des concepts de probabilités et de statistique. L'objet des séries temporelles est l'étude des variables au cours du temps, Parmi ses principaux objectifs figurent la détermination de tendances au sein de ces séries ainsi que la stabilité des valeurs (et de leur variation) au cours du temps.

Les modèles d'une série temporelle :

$$X_t = f(m_t, s_t, \varepsilon_t)$$

Une série temporelle est décomposée suivant trois grandes familles des fonctions qui sont

m_t : Une composante tendancielle déterministe qui donne le comportement de la variable observée sur le long terme (croissance ou décroissance linéaire, quadratique...), Cette composante peut aussi avoir une expression différente pour différentes périodes (affine par morceaux par exemple) c'est le cas des modèles de ARPS qui ont des tendances harmonique, hyperbolique et exponentiel

s_t : Une suite périodique qui correspond à une composante saisonnière

ε_t : Une composante irrégulière et aléatoire, le plus souvent de faible variabilité par rapport à la composante saisonnière mais importante en pratique puisque ce terme d'erreur sera le plus souvent autocorrélé (c'est à dire que la covariance entre U_t et U_{t+h} sera non nulle).

Ces trois composantes ne sont pas toujours simultanément présentes dans une série chronologique. Certaines séries n'ont pas de tendance, d'autres n'ont aucune composante périodique. D'autres enfin, ne connaissent aucune variation accidentelle.

III.5.1 L'autocorrélation

L'autocorrélation d'une série temporelle (les résidus de la régression) discrète ou d'un processus X_t est la corrélation du processus par rapport à une version décalée dans le temps de lui-même. Si X_t est un processus stationnaire d'espérance \bar{X} alors la définition est

$$R_k = \frac{\sum_{i=1}^{N-k} (X_i - \bar{X})(X_{i+k} - \bar{X})}{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}$$

Où \bar{X} est l'espérance mathématique et k est le décalage temporel, C'est une fonction à valeur dans l'intervalle $[-1, 1]$ avec 1 indiquant une parfaite corrélation (Les signaux se recouvrent exactement quand le temps est décalé de k) et -1 indiquant une parfaite anti-corrélation.

Chapitre IV : les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

Introduction

La méthode DCA (decline Curve analysis) est une des méthodes utilisées pour l'estimation des réserves quand les données de l'historique de production sont disponibles, principalement car elle est moins coûteuse. Elle fournit des estimations déterministes pour la future production dont l'incertitude n'est pas quantifiée. Mais les valeurs déterministes sont souvent loin des valeurs réelles de la production (ou des réserves) ainsi que cette méthode comprend beaucoup d'incertitude ce qui est démontré par Thomson et Wright en 1987. Ils ont encore montré qu'une introduction additionnelle des données ne conduit pas à une grande précision par rapport au cas contraire, contrairement aux attentes.

Contrairement aux estimations déterministes, les approches probabilistes fournissent une quantification de l'incertitude dans les estimations des réserves. Elles donnent une gamme d'estimation appelée mathématiquement : intervalle de confiance, dont il y a une certaine probabilité que la future production va être incluse dans cette gamme. La méthode utilisée pour ces approches est une méthode statistique appelée le ré-échantillonnage (en anglais le bootstrap). Ce dernier est un type spécial de l'analyse **Monte Carlo**, l'une de ses avantages est l'évaluation directe des phénomènes probabilistes. Avec le bootstrap ; on peut acquérir une connaissance statistique des problèmes sans besoin de connaître des informations sur les distributions des probabilités des paramètres du modèle. Cette méthode est utilisée pour construire directement de l'échantillon original des données ; des estimations probabilistes spécifiées dans des intervalles de confiance (CI).

Dans l'industrie pétrolière, les réserves sont typiquement calculées dans trois niveaux de confiance : P_{90} , P_{50} et P_{10} . Il y a une probabilité de 90% que les réserves actuelles sont plus grandes que le quantile P_{90} , une probabilité de 50% que les réserves actuelles sont plus grandes que le quantile P_{50} et une probabilité de 10% que les réserves actuelles sont plus grandes que le quantile P_{10} . L'intervalle compris entre P_{90} et P_{10} représente l'intervalle de confiance 80%, c'est-à-dire ; la probabilité que les réserves actuelles soient comprises dans le CI et de 80%. Alors si on veut faire des prédictions avec 80% CI, nous devons attendre approximativement 80% du temps d'être juste et 20% du temps d'être faux.

IV.1 Le bootstrap conventionnel (ordinaire)

Jochen et Spivey (1996) sont les premiers qui ont appliqué le bootstrap pour l'estimation des réserves, ils ont utilisé le bootstrap conventionnel pour construire des échantillons à partir de l'ensemble initial des données pour l'analyse probabiliste. Ils ont utilisé ce Le bootstrap ordinaire en supposant que les données de production sont indépendantes et identiquement distribuées (i.i.d), donc les données sont indépendantes du temps.

IV.1.1 Méthodologie

La démarche à suivre pour appliquer cette méthode dans la quantification des incertitudes dans l'estimation des réserves est illustrée dans la figure suivante (IV. 20):

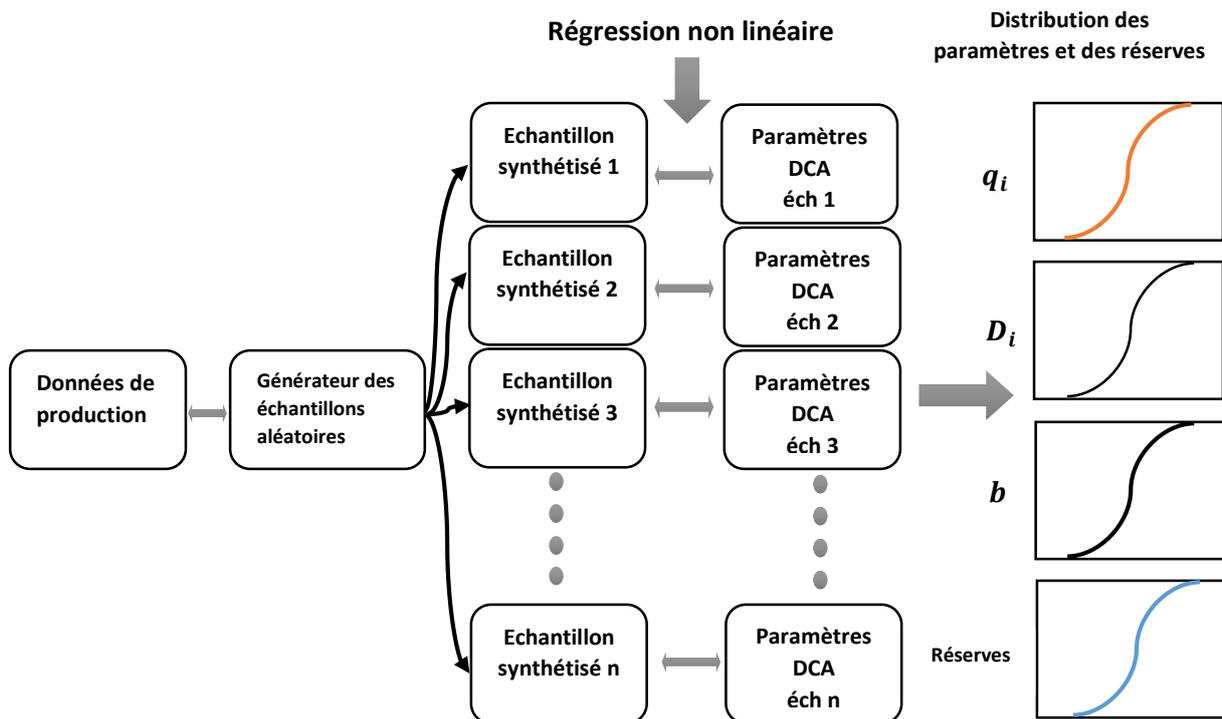


Figure IV.20 : étapes de la méthode de bootstrap conventionnel

- Préparation de la population

D'abord, il faut préparer un historique de la production du puits destiné pour l'estimation de la future récupération (l'estimation des réserves), cet historique va être la population statistique à étudier. Alors elle va être sous forme des paires (temps ; débit).

- Bootstrap (ré-échantillonnage)

A partir de l'échantillon original, des échantillons vont être générés par la méthode bootstrap qui garde la même taille que l'échantillon initial et effectue un échantillonnage avec remise (quand un point est échantillonné ; il doit être remis dans l'échantillon initial). Le nombre des échantillons synthétisés est choisi par l'analyste et qui doit être suffisamment important pour assurer l'obtention des résultats fiables. Puisque le ré-échantillonnage est effectué avec remise, il y aura dans les échantillons certains points doublés et des autres omis. Les nombres des points doublés sont indiqués dans les figures (IV.22) et (IV.23).

- Régression non linéaire

Après le choix du modèle de déclin (modèles d'Arps), une régression non linéaire va être effectuée suivant cette loi pour chacun de ces échantillons, afin d'obtenir les paramètres du modèle choisi pour chaque échantillon. Les figures de (IV.21) à (IV.23) montrent les données de l'échantillon originale d'un puits producteur d'huile et deux exemples des données ré-

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

échantillonnées conventionnellement, les paramètres du modèles sont déterminés à partir de son équation en utilisant la régression non linéaire pour chaque ensemble.

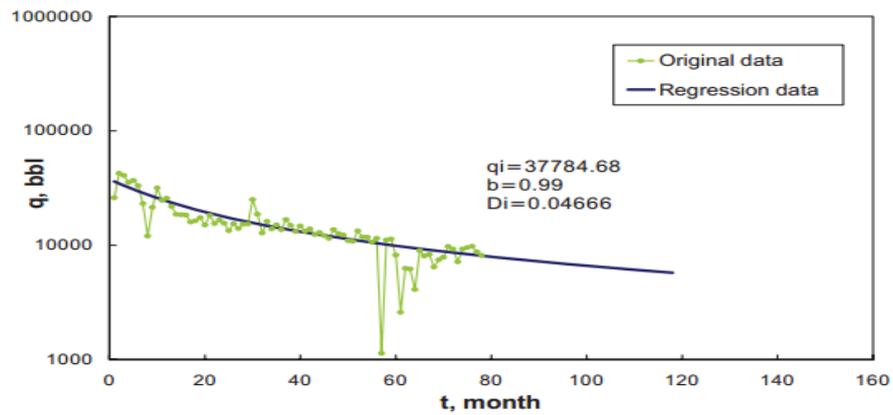


Figure IV.21 les données de la production et leur courbe de régression

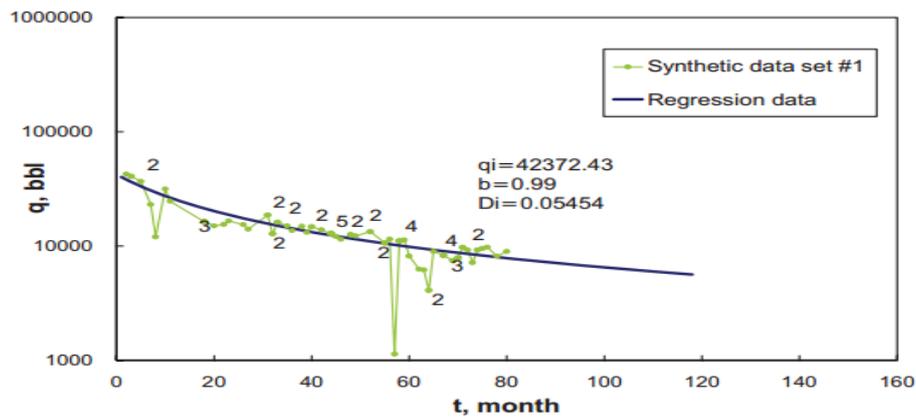


Figure IV.22 : premier échantillon des données de production avec une courbe de tendance

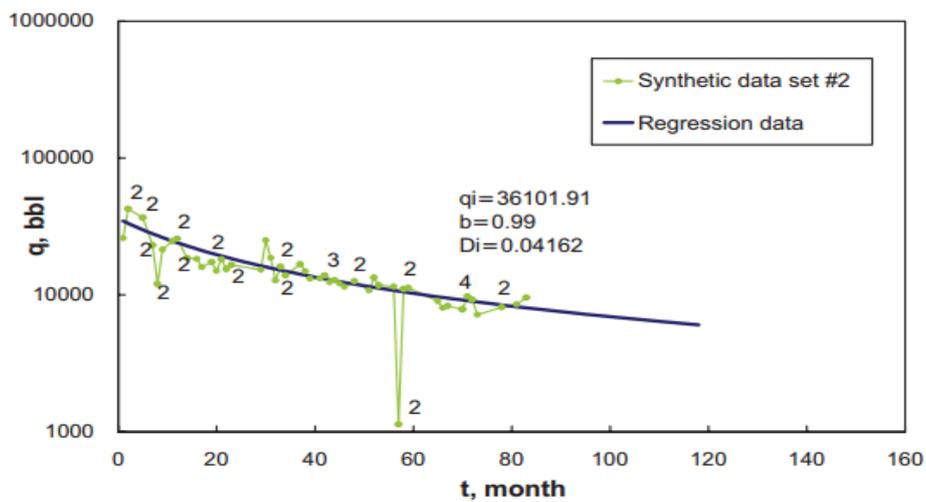


Figure IV.23: deuxième échantillon des données de production avec une courbe de tendance

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

Spivey a développé un algorithme pour estimer les paramètres du modèle hyperbolique d'Arps, la démarche est comme suit :

L'équation du modèle hyperbolique peut être écrite sous les deux formes suivantes :

$$\ln \frac{q_t}{q_0} = -\frac{1}{b} \ln(1 + bDt)$$

$$\left(\frac{q_t}{q_0}\right)^{-b} = 1 + bDt$$

Ces deux transformations vont être utilisées dans l'application de l'expansion binomiale et l'expansion de Taylor.

▪ En utilisant l'expansion binomiale, les données de débit sont ajustées avec une régression linéaire suivante :

$$q_t^{-b^{(i)}} = \beta_0^{(i)} + \beta_1^{(i)}t + \beta_2^{(i)}t^2 + \varepsilon_t$$

Où i est l'indice de l'itération, $i = 0, 1, 2, \dots$. Le nouveau paramètre b est donné par :

$$b^{(i)} = b^{(i-1)} \left[\frac{2\beta_0^{(i-1)}\beta_2^{(i-1)}}{\beta_1^{(i-1)}} \right]$$

Une fois b est déterminé, les autres paramètres peuvent être obtenus :

$$q_0 = \left[\beta_0^{(i)} \right]^{-\frac{1}{b^{(i)}}}$$

$$D = \frac{\beta_1^{(i)}}{b^{(i)}\beta_0^{(i)}}$$

Un algorithme développé par **Sri Wahyuningsih** est destiné de déterminer les conditions initiales des paramètres : b , $\beta_0^{(i)}$, $\beta_1^{(i)}$ et $\beta_2^{(i)}$ pour l'expansion binomial. Pour l'appliquer, il faut suivre les étapes suivantes :

1. Estimer q_0 , t et q_t .
2. Calculer $Q_t = \sum_{\tau=1}^t q_\tau$ et $\left(\frac{Q_t}{q_0 t}\right)_{\text{actuel}}$.
3. Générer des valeurs du paramètres b , $0 < b < 1$ et calculer le rapport $\left(\frac{Q_t}{q_0 t}\right)_{\text{prédit}}$ en utilisant la formule suivante :

$$\left(\frac{Q_t}{q_0 t}\right) = \frac{b}{b-1} \frac{\left(\frac{q_0}{q_t}\right)^{b-1} - 1}{\left(\frac{q_0}{q_t}\right)^b - 1}$$

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

4. Calculer la différence absolue $\left| \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{prédit} - \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{actuel} \right|$ et D_t en utilisant l'équation suivante :

$$D_t = \frac{\left(\frac{q_0}{q_t} \right)^b - 1}{bt}$$

5. Tracer $\left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{prédit}$ vs b , $\left| \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{prédit} - \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{actuel} \right|$ vs b et D_t vs b .
6. Déterminer \hat{b} comme solution de $\hat{b} = \min \left| \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{prédit} - \left(\frac{Q_t}{q_{0t}} \right)_{actuel} \right|$ et déterminer D_t avec cette valeur.
7. Détermination des paramètres initiaux par les équations suivantes :

$$\beta_0 = q_0^{-b_0}$$

$$\beta_1 = q_0^{-b_0} D_t b_0$$

$$\beta_2 = q_0^{-b_0} \frac{D_t^2}{2!} b_0 (b_0 - b)$$

- L'expansion de Taylor conduit à un modèle de régression sous la forme :

$$\ln q_t = \beta_0^{(i)} + \beta_1^{(i)} \ln(1 + B^{(K)} t) + \beta_2^{(i)} \frac{t}{1 + B^{(K)}} + \varepsilon_t$$

Les nouvelles valeurs du paramètre B , $B^{(K)}$, $K = 0, 1, 2, \dots$ peuvent être calculées à partir de l'équation suivante :

$$B^{(K)} = B^{(K+1)} + \frac{\beta_2^{(i)}}{\beta_1^{(i)}}$$

Une fois l'itération converge, les autres paramètres peuvent être estimés en utilisant les relations :

$$q_0 = e^{\beta_0^{(i)}}$$

$$D = -\left(\beta_1^{(i)} B^{(K)} + \beta_2^{(i)} \right) \quad b = -\frac{1}{\beta_1^{(i)}}$$

- Génération des distributions des paramètres

Finalement, les distributions des paramètres (et des réserves) sont générées afin de tracer les courbes des fréquences cumulées pour chacune des distributions comme monté dans les

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

figures(IV. 24). Les niveaux de confiance qui correspondent aux quantiles P_{10} , P_{50} et P_{90} sont déterminés.

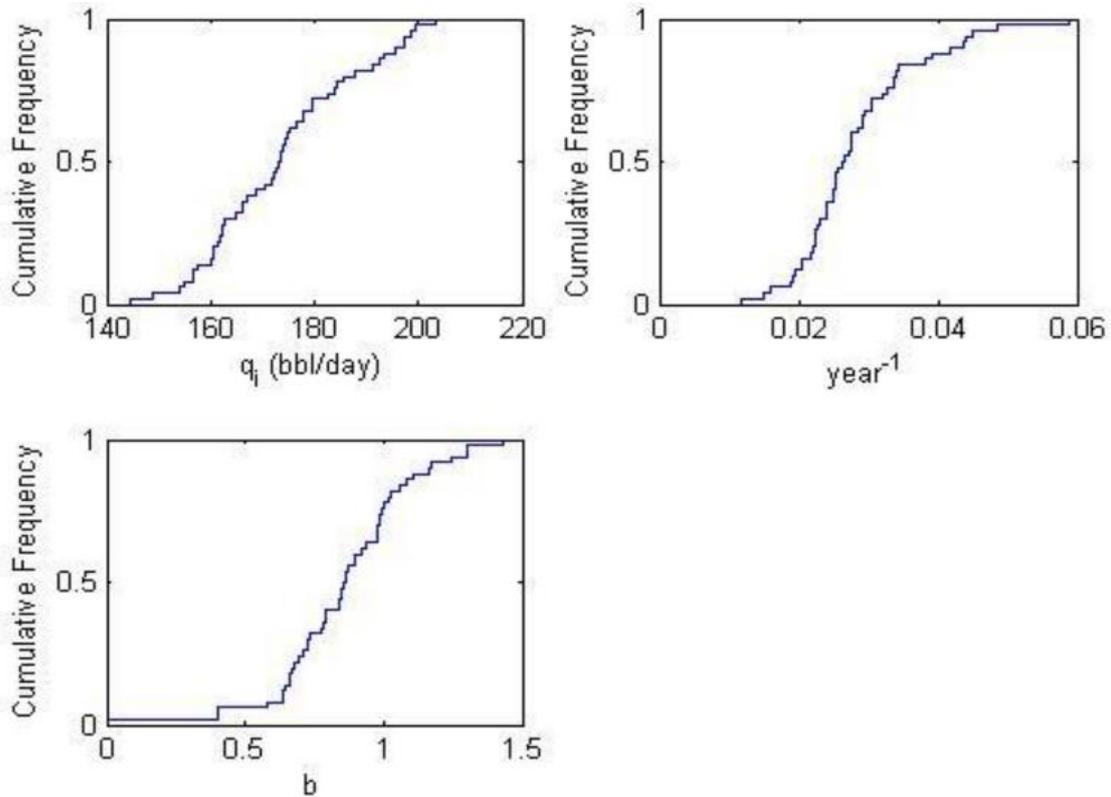


Figure IV.24 les distributions des fréquences cumulées des paramètres du modèle hyperbolique

La figure (IV. 25) montre les intervalles de confiances déterminés pour un puits de gaz en utilisant le bootstrap conventionnel.

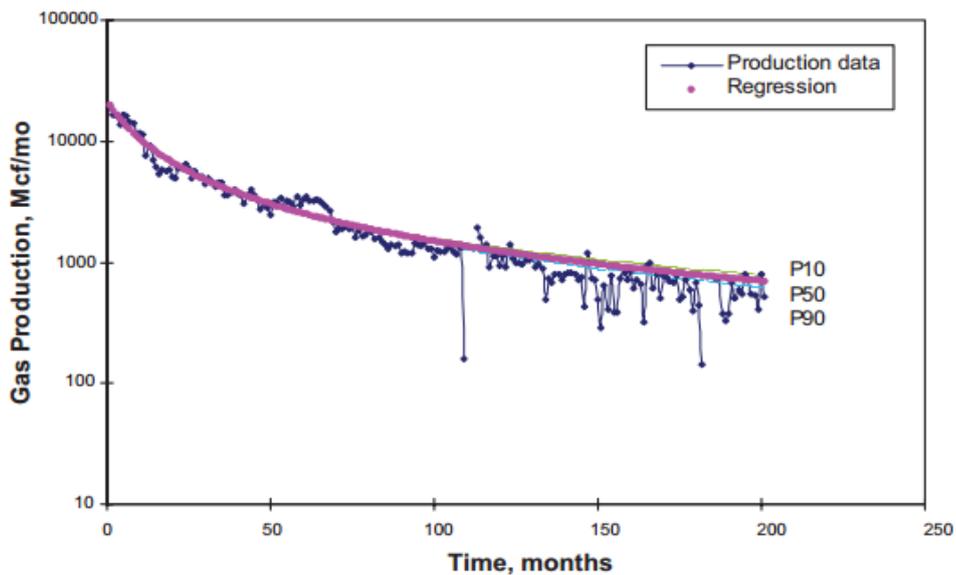


Figure IV.25 : intervalle de confiance généré par la méthode conventionnelle

• **Inconvénient du bootstrap conventionnel**

Dans l'algorithme du bootstrap conventionnel les réalisations sont générées depuis les ensembles des données dans lesquelles les points sont supposés dans chaque réalisation indépendants et identiquement distribués. Dans chaque réalisation ; les points de l'échantillon sont arrangés dans un ordre de leurs échantillonnages. Cependant les données de production ne sont pas indépendantes. Ils sont une suite des observations apparaissant en succession (une série chronologique ou temporelle) avec une tendance de déclin. Si le bootstrap conventionnel est appliqué avec sa supposition, puis il est possible de générer des réalisations qui s'inclinent avec le temps, ce qui n'a pas de sens.

IV.2 Le bootstrap modifié

Contrairement au bootstrap conventionnel, cette technique proposée par Cheng (2010) va tenir en compte la dépendance des points ainsi qu'elle emploie un algorithme de bootstrap plus rigoureux.

IV.2.1 Méthodologie

Les étapes de l'algorithme du bootstrap sont montrées dans la figure suivante (IV. 26)

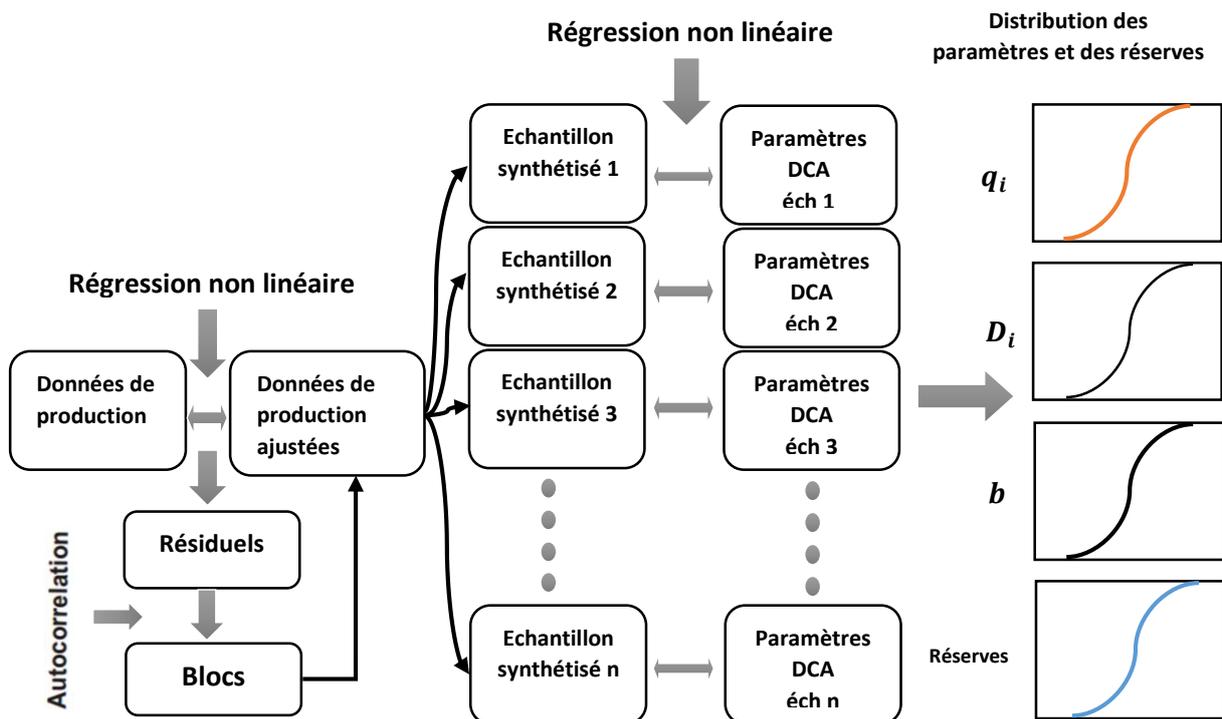


Figure IV.26: étapes de la méthode de bootstrap modifié

- **Choix de la population**

Comme dans le bootstrap conventionnel, la première étape est le choix de la population statistique (les données de production).

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

- Régression non linéaire

Après le choix du modèle de déclin (modèles d'Arps), une régression non linéaire va être effectuée suivant cette loi pour les données de production.

- Construction des résidus

Quand les données de production sont ajustées suivant un modèle, les résidus entre les données originales et le modèle ajusté (les données observées moins les données calculées depuis le modèle régressé) doivent être calculés comme montré dans la figure IV. 278 ensuite tracés en fonction du temps (figure IV. 29).

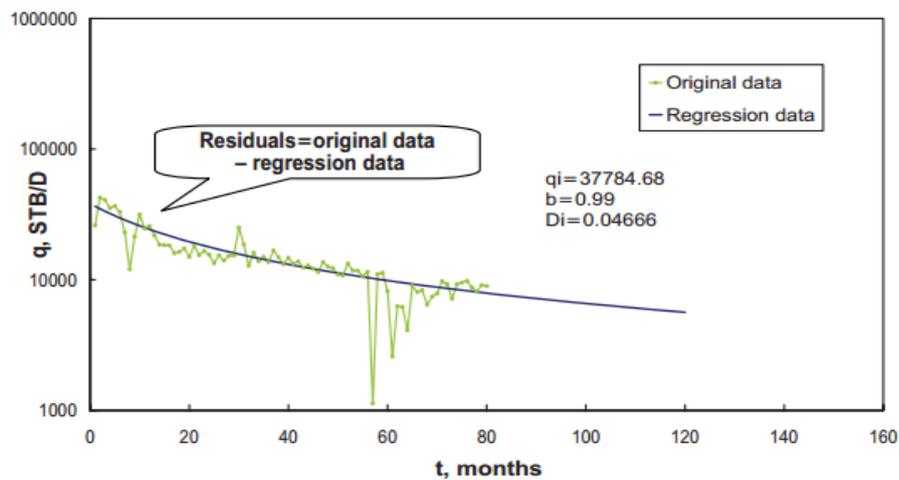


Figure IV.28 : calcul des résidus à partir des données de la régression

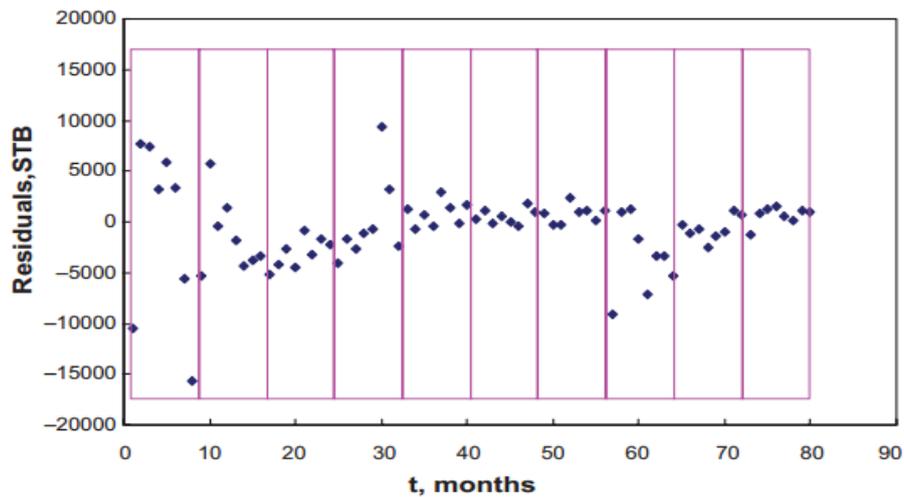


Figure IV. 29 : le nuage des point(residus vs temps)

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

- Autocorrélation et détermination des blocs

Pour maintenir la structure générale des données, les résidus sont divisés en des blocs dont la précision de l'estimation dépend fortement de la taille de ces blocs. Pour déterminer la taille optimale des blocs, Cheng (2010) a proposé une technique de calcul en utilisant la fonction de d'autocorrélation qui peut aider à détecter les corrélations possibles dans les résidus.

Cette fonction est définie par la formule suivante :

$$R_k = \frac{\sum_{i=1}^{N-k} (X_i - \bar{X})(X_{i+k} - \bar{X})}{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2} \quad (IV.1)$$

$X_1, X_2 \dots X_N$ sont les résidus correspondants aux temps $t_1, t_2 \dots t_N$.

k est le pas du temps.

Ensuite, la fonction l'autocorrélation est tracée, avec R_k dans l'axe vertical et le temps dans le temps dans l'axe horizontal comme illustré dans la figure IV.30

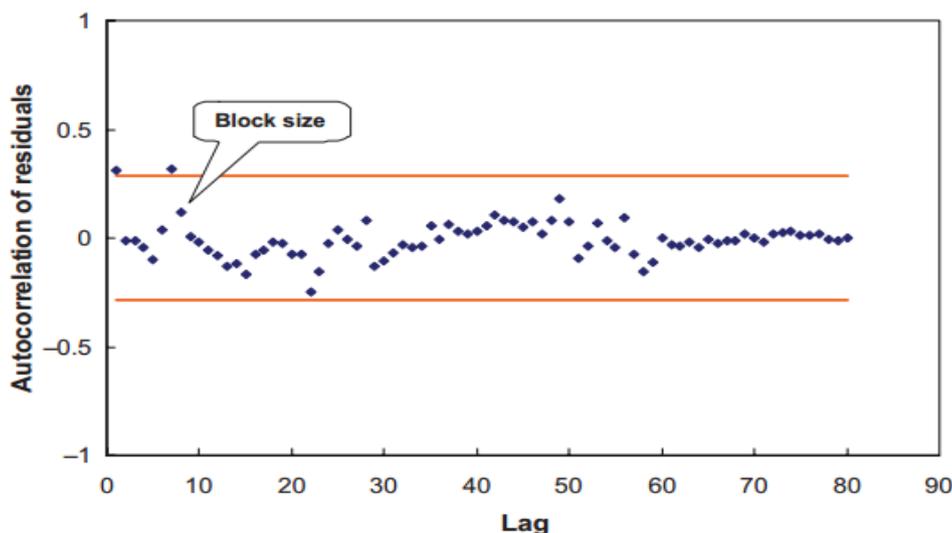


Figure IV.30 l'autocorrélation des résidus en fonction de pas

Après, une bande de confiance est calculée à partir de l'équation de Freund (1962) qui est définie par :

$$\pm \frac{Z_{1-\alpha}}{\sqrt{N}} \quad (IV.2)$$

Où N est la taille de l'échantillon, Z est l'inverse de la fonction cumulative d'une distribution normale. Et α est le niveau significatif.

Finalement, la taille optimale des blocs peut être déterminée dont elle correspond au pas du temps dans lequel l'autocorrélation est différente de zéro et qui se situe dans la bande de confiance. Figure IV.30. Par conséquent, on peut diviser les résidus en des blocs comme montré dans la figure IV.29 en utilisant la taille optimale des blocs.

- **Bootstrap des résidus**

Après la construction des blocs des résidus, un ré-échantillonnage des blocs est effectué cette fois-ci au lieu des individus.

Si le bloc contient L points, alors la taille du bloc est L , n est le nombre total des résidus, donc l'échantillonnage aléatoire va être effectué m fois tel que $m = n/L$. Il est à noter que l'échantillonnage est réalisé avec remise (quand un bloc est échantillonné ; il doit être remis dans l'échantillon initial).

- **Ajustement des données initiales**

Les données initiales sont ensuite ajustées pour construire des nouveaux échantillons en ajoutant les valeurs des résidus aux valeurs des données originales correspondantes

- **Régression non linéaire**

Une deuxième régression non linéaire est effectuée pour ajuster les nouveaux échantillons suivant un modèle choisi comme montré dans la figure IV. 31, afin de déterminer les paramètres de ce modèle.

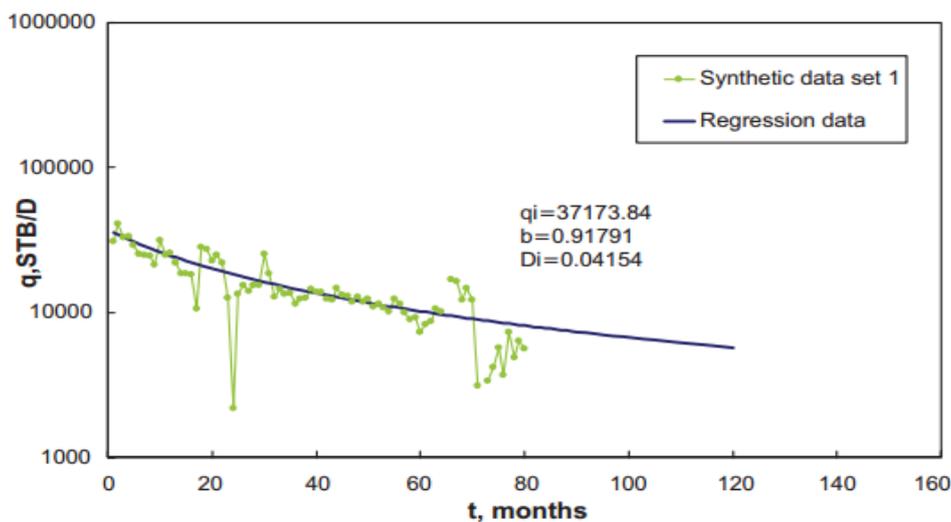


Figure IV.31 données de productions générées par l'addition des résidus au modèle de la régression

- Génération des distributions des paramètres

Finalement, comme dans la méthode conventionnelle, les distributions des paramètres (et des réserves) sont générées afin de tracer les courbes des fréquences cumulées pour chacune des distributions. Les niveaux de confiance qui correspondent aux quantiles P_{10} , P_{50} et P_{90} sont ainsi déterminés.

• **Améliorations**

- Schéma de l'analyse arriérée :

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

Les problèmes liés à l'écoulement transitoire dans la période early-time et/ou au changement des conditions opérationnels sont très souvent rencontrés, Cheng a proposé qu'il faille focaliser beaucoup plus sur la partie de l'historique la plus récente pour éviter ces problèmes car il y a beaucoup de bruits et de perturbation du débit, ce qui affecte par conséquent la fiabilité des résultats. Pour accomplir ça, et afin d'améliorer la fiabilité des approches probabilistes en DCA, il a appliqué le schéma de l'analyse arriérée.

Dans ce schéma il n'est pas nécessaire de prendre en considération une partie récente de l'historique connu et puis utilisé pour la prédiction de la future production au lieu de prendre l'historique tout entier en tant qu'il ne contient pas des bruits dus aux changements des conditions opérationnelles ou au régime transitoire. Cela conduit à des résultats beaucoup plus fiables, en améliorant l'intervalle de confiance comme montré dans la figure IV.32, qui représentent les résultats obtenus par la méthode conventionnelle et par le schéma de l'analyse arriérée fait par Cheng.

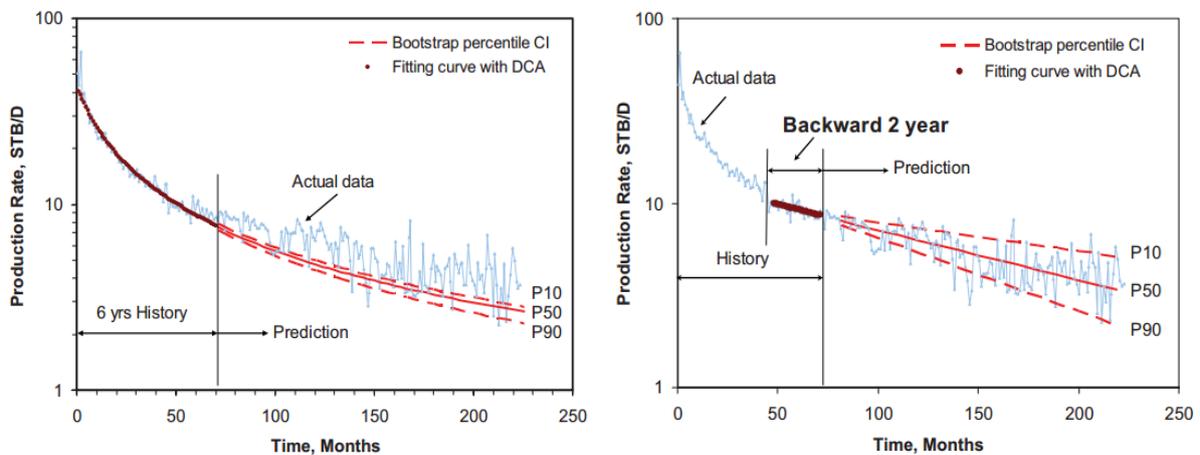


Figure IV.32 l'amélioration des intervalles de confiance

Cheng a encore utilisé une technique très efficace pour l'amélioration des intervalles de confiance par l'analyse multiple, qui sert à combiner plusieurs scénarios arriérés dans le même historique de production. La figure IV.33 illustre un exemple de combinaison.

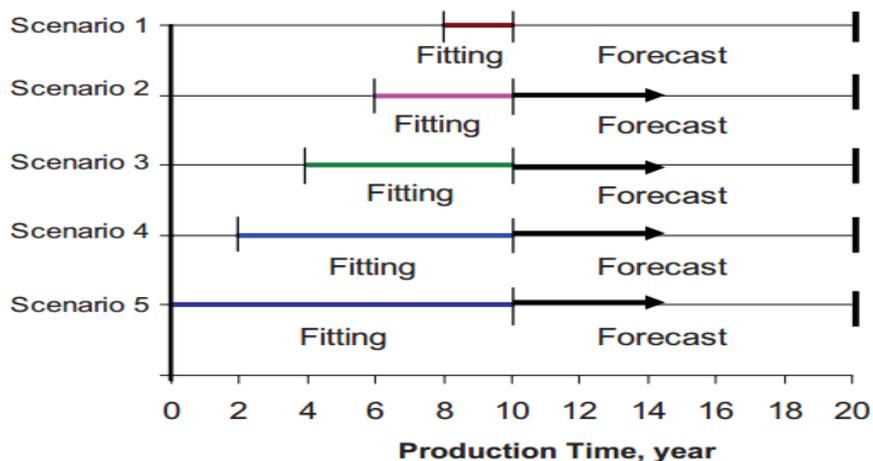


Figure IV.33 les scénarios de calcul pour la génération des intervalles de confiance plus significatifs

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

Après la prédiction et la détermination des intervalles de confiance pour chaque scénario, la détermination des valeurs totales des niveaux de confiance se fait comme suit :

Le P_{50} total est la moyenne des valeurs P_{50} des scénarios.

Le P_{10} total est le maximum parmi les valeurs P_{10} de tous les scénarios.

Le P_{90} total est le minimum parmi les valeurs P_{90} de tous les scénarios.

- La taille de l'échantillon et la reproductibilité :

Dans n'importe quelle étude Monte Carlo, le succès de la méthode dépend fortement à la taille de l'échantillon. Pour la méthode de bootstrap, la question qui se pose : "combien faut-il prendre la taille de l'échantillon pour avoir des résultats reproductibles ?"

John et Spivey (1996) ont calculé les distributions des réserves estimées d'un champ en utilisant des tailles des échantillons de 10 jusqu'à 1000, les distributions sont montrées dans la figure IV. 34

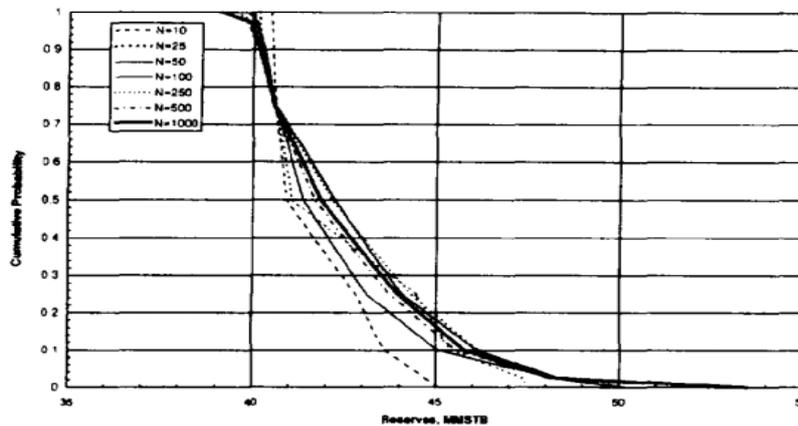


Figure IV.34 la distribution des fréquences cumulées des réserves estimées par (DCA)

Ils ont remarqué que les réserves estimées P_{10} , P_{50} et P_{90} sont assez stables à partir de la taille de l'échantillon de 100 ($n \geq 100$). Alors il est recommandé de prendre des échantillons de tailles supérieures ou égale à 100 pour assurer que les résultats de la prédiction soient suffisamment reproductibles.

Corrections de l'intervalle de confiance :

L'objectif des corrections de l'intervalle de confiance est d'améliorer beaucoup plus sa couverture. Généralement, l'intervalle de confiance correspond au percentile CI (the two-sided equal-tailed $100(1 - 2\alpha)\%$ percentile CI), ce type est généralement petit par rapport à ceux calculés par autres méthodes. Il est donné par :

$$CI_{PB} = [\theta_{1-\alpha}^*, \theta_{\alpha}^*] \quad (IV.3)$$

Où CI_{PB} est l'intervalle de confiance des percentiles, θ^* représente l'estimation des réserves ou de la récupération par bootstrap et α égale 0.1 pour un CI de 80%.

IV- Les approches probabilistes pour l'estimation des réserves par DCA

En DCA, l'exposant b tend à être supérieur à 1 dans plusieurs cas où les bornes $0 \leq b \leq 1$ ne sont pas imposées. Dans ce cas, les réalisations générées par le ré-échantillonnage auront la même tendance. Par conséquent, la distribution probabiliste de la production et des réserves est fortement mal représentée avec $b \leq 1$ imposée dans la régression, ce qui va diminuer la précision des percentiles (niveaux de confiance).

On considère trois types des intervalles de confiance symétriques (IC à deux cotés symétrique), « IC du bootstrap basique », « IC du bootstrap studentized » et le « IC du bootstrap basique double ».

L'intervalle de confiance symétrique $100(1 - 2\alpha)\%$ basique est donné par :

$$CI_{BB} = [\theta - |\theta^* - \theta|_{1-2\alpha}, \theta + |\theta^* - \theta|_{1-2\alpha}] \quad (IV.4)$$

Où CI_{BB} est l'intervalle de confiance, θ est l'estimation des réserves ou de la récupération de l'échantillon original, θ^* représente l'estimation des réserves ou de la récupération depuis les réalisations de bootstrap.

L'intervalle de confiance basiques est obtenu par, d'abord, la construction du cumule de la distribution des différences entre les réserves estimées pour chaque réalisation de bootstrap et les réserves déterministes. La différence $|\theta^* - \theta|_{1-2\alpha}$ est ensuite ajoutée et soustraie respectivement depuis les réserves déterministes pour obtenir les valeurs de P_{10} et P_{90} .

L'intervalle de confiance : le bootstrap studentisé à deux cotés symétriques $100(1 - 2\alpha)\%$ IC est donné par :

$$CI_{SB} = [\theta - |t^*|_{1-2\alpha}\sigma(\theta), \theta + |t^*|_{1-2\alpha}\sigma(\theta)] \quad (IV.5)$$

Où ; t^* est définit comme :

$$t^* = \frac{\theta^* - \theta}{\sigma^*(\theta^*)} \quad (IV.6)$$

CI_{SB} est l'intervalle de confiance du bootstrap studentisé, σ^2 est une estimation de la variance de θ et σ^{*2} est l'estimation de la variance de θ^* .

Dans le cas du bootstrap double, les réalisations sont obtenues à partir de deux étapes. La première est de réaliser un bootstrap des données initiales, La deuxième est de réaliser un double bootstrap en ré-échantillonnant chacun des échantillons du premier bootstrap.

Chapitre V : application et calcul

Dans ce chapitre, on va appliquer les méthodes proposées par Spivey et Cheng sur trois puits choisis de façon qu'ils vont être utiles pour le calcul car leurs historique de production ne contient pas plusieurs irrégularités et des valeurs anormalement faibles de débit qui peuvent être causées par les arrêts lors des opérations sur le puits. Pour ce faire on a construits trois types de programmes en Matlab.

V.1 Puits n°1

La figure (V. 35) représente les données de production de l'huile du puits (1), montrant un déclin remarquable de débit. Au début de la production on peut observer un déclin rapide ce que peut être expliqué par la présence d'un régime d'écoulement transitoire. Il est à noter qu'on n'a pas pris en considération les données au-delà du 157^{ème} mois à cause de la présence de plusieurs irrégularités du débit ce qui ne va pas nous aider à avoir des bons résultats. On a aussi éliminé des données de débit anormalement élevées existant dans la période de 120^{ème} jusqu'au 157^{ème} mois. On a considéré le 61^{er} mois comme le présent, alors les données avant ce mois sont notre historique utilisé dans l'analyse.

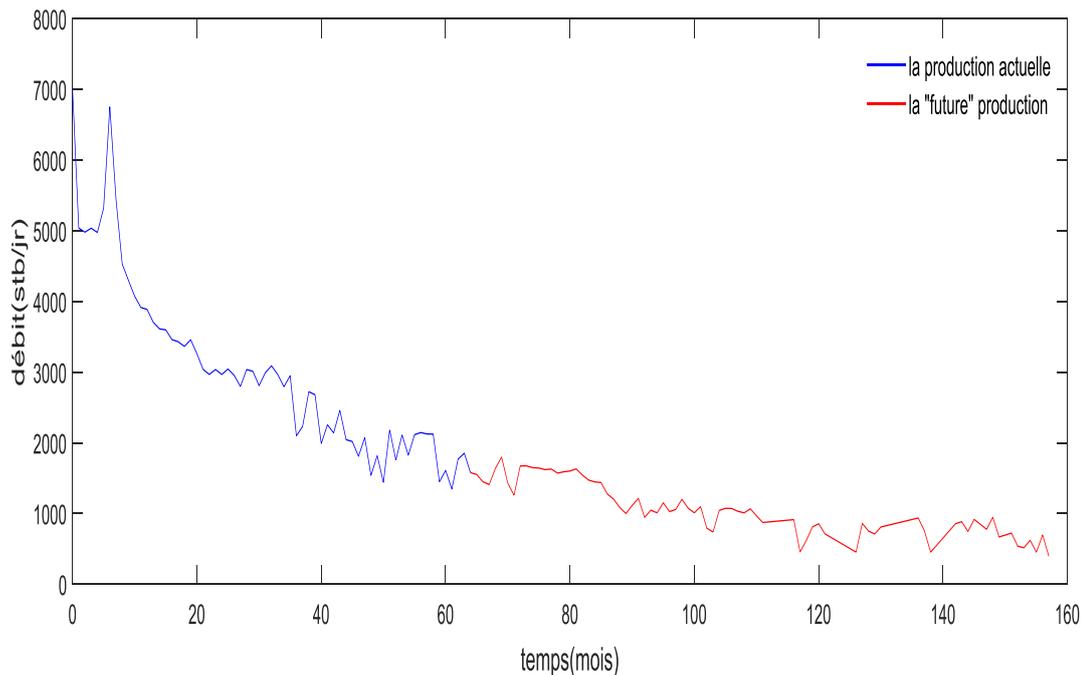


Figure V.35 : l'historique de production du puits (1) séparé en deux parties (la production actuelle/la future production)

V.1.1 Application de la méthode conventionnelle (le bootstrap conventionnel)

En se basant sur notre historique (le graph en bleu dans la figure V. 35), on applique le bootstrap conventionnel en suivant la démarche expliquée dans le chapitre IV.

- Dans un premier cas, on applique la méthode pour l'historique tout entier (du 5^{ème} jusqu'au 61^{er} mois) en choisissant 120 comme le nombre total d'échantillonnage. Pour la régression non linéaire des données des échantillons, le modèle choisi est l'hyperbolique

V-Application et calcul

d'Arps, on utilise la méthode de Spivey (1986) expliquée dans le chapitre IV, les conditions initiales des paramètres du modèle de cette méthode sont calculées en utilisant l'algorithme de Sri Wahyuningsih (2008), l'erreur (critère de convergence) est de 10^{-5} . Les figures V.36 et V.37 montrent les deux premiers échantillons générés.

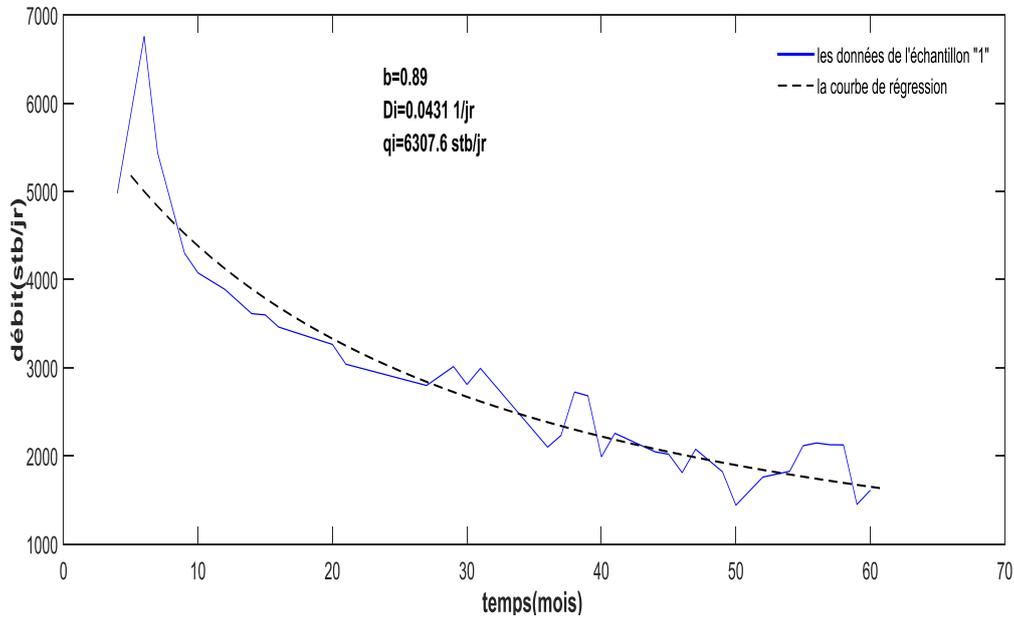


Figure V.36 : la régression non linéaire du 1er échantillon

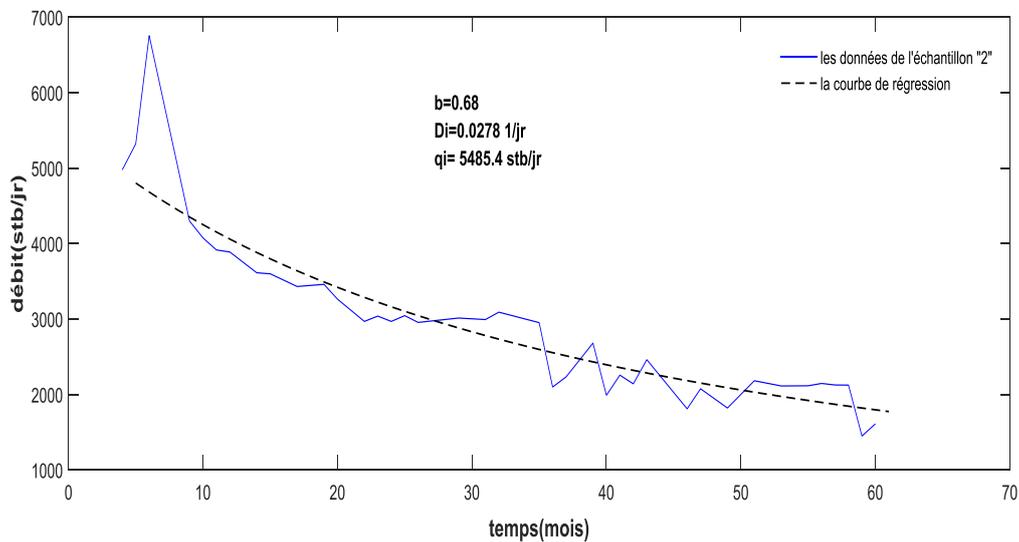


Figure V.37 : la régression non linéaire du 2ème échantillon

Après le calcul des paramètres du modèle hyperbolique pour chaque échantillon généré on obtient leurs distributions comme montrées dans les figures V.38, V.39 et V.40.

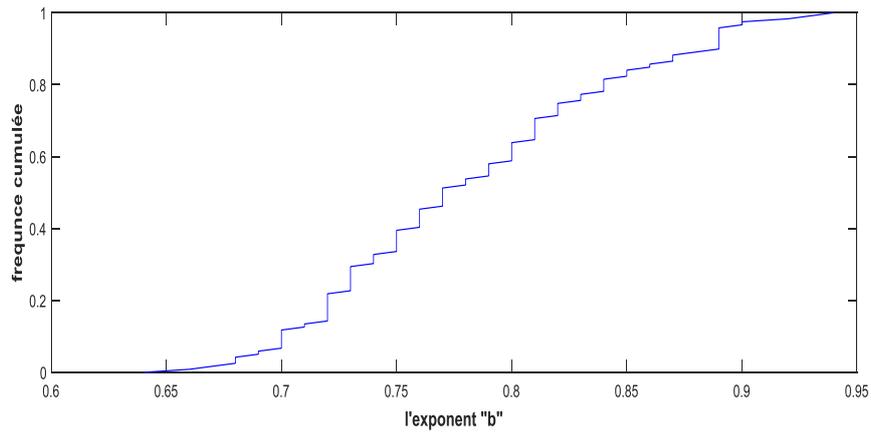


Figure V.38 : la distribution de la fréquence cumulée de l'exponent

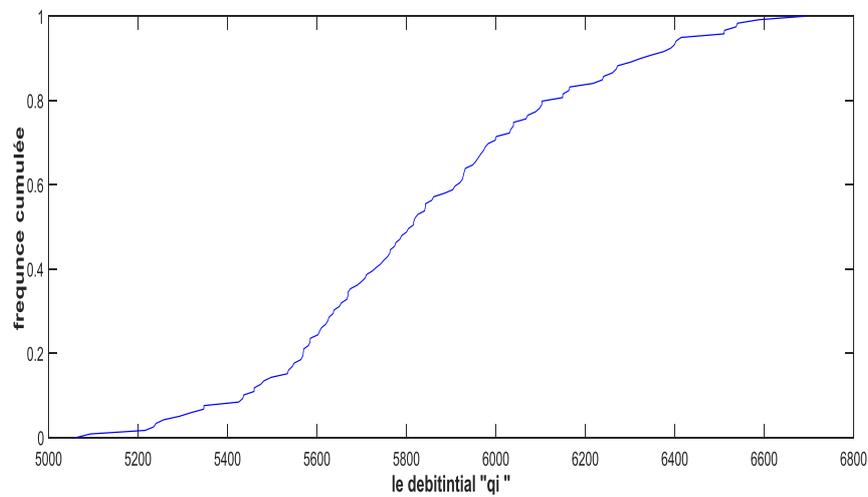


Figure V.39: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial

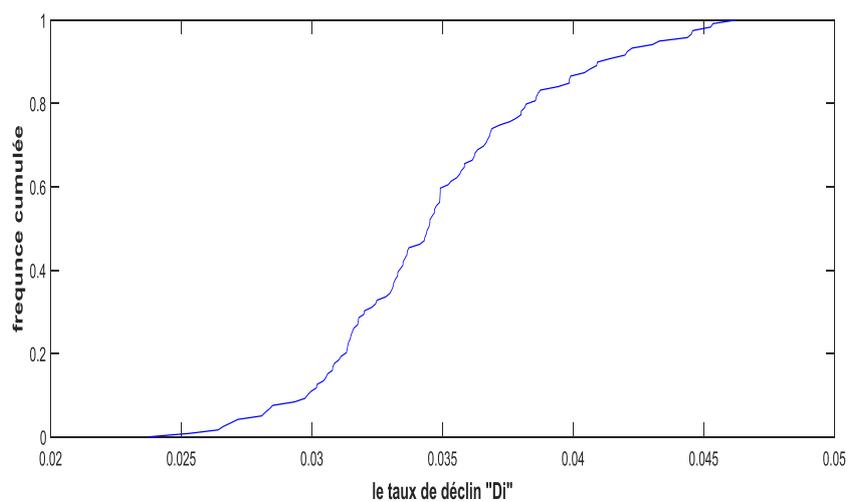


Figure V.40: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin

La dernière étape est de calculer les percentiles P_{10} , P_{50} et P_{90} à partir des distributions des fréquences cumulées pour chaque paramètre (q_{iP} , D_{iP} et b_P) représentés dans le tableau V. 1.

Table V.1: les percentiles des paramètres du modèle hyperbolique pour le puits (1) résultants de la méthode de bootstrap conventionnel en utilisant tout l'historique de production

	P10	P50	P90
b	0.69	0.77	0.90
D_i (jr^{-1})	0.0293	0.0349	0.0438
q_i (stb/jr)	5440.6	5859.7	6511.4

Finalement on trace les courbes des niveaux de confiance comme illustré dans la figure V. 41.

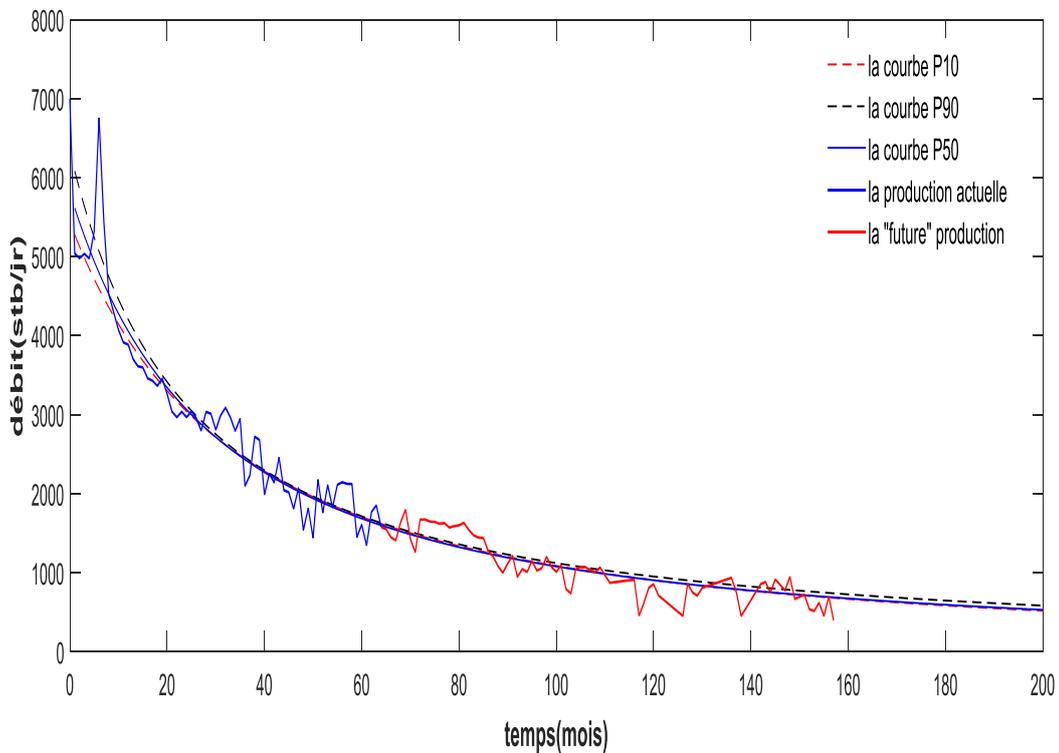


Figure V.41 :génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant tout l'historique de production

D'après le graph de la figure V. 41, on peut observer que :

- Le modèle de la régression non linéaire est valide pour ce déclin, ce qui est confirmé par l'application de l'algorithme de la régression sur l'historique lui-même. Le résultat est dans la figure suivante V. 42 :

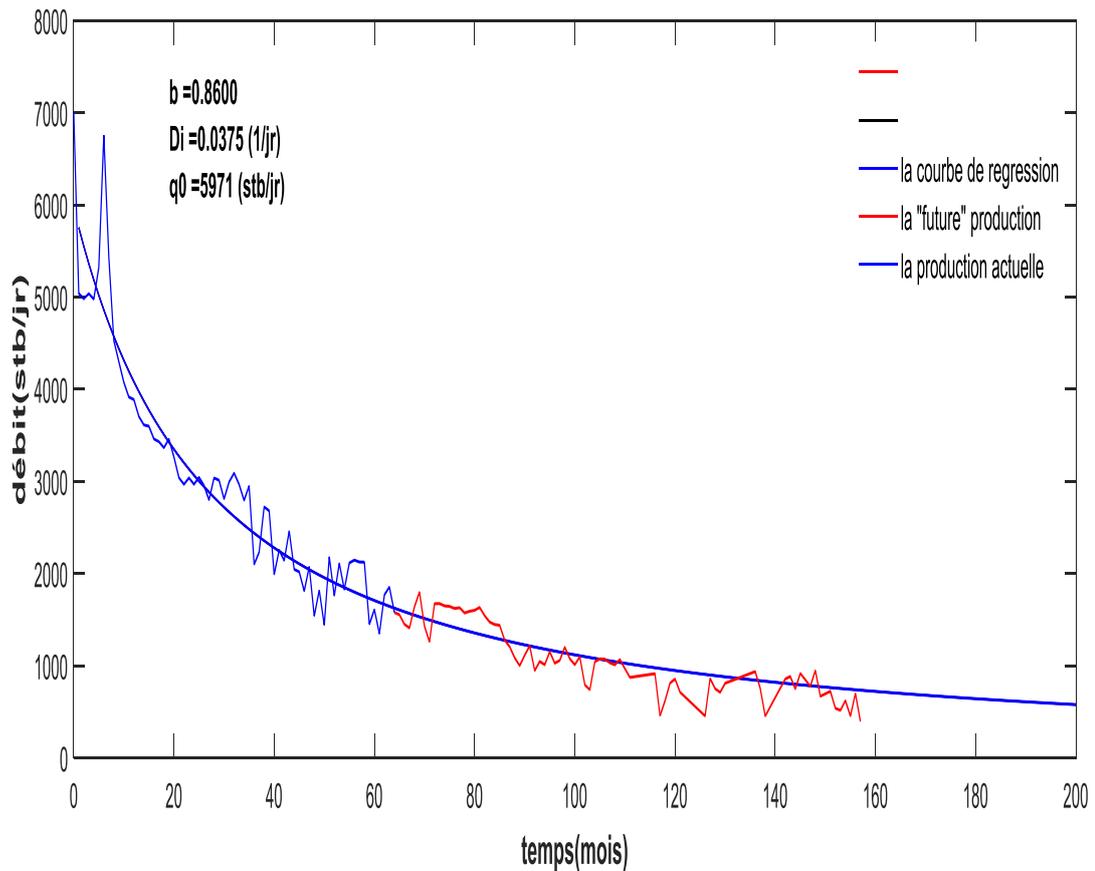


Figure V.42 : la courbe de régression non linéaire pour les données de l'historique de production avec le modèle hyperbolique d'Arps

- Les trois niveaux de confiance sont presque égaux, alors l'intervalle de confiance (80%) est très petit, ce qui ne conduit pas à une bonne estimation (prédiction).

L'étude de l'analyse de décline par les modèles Arps se fait avec une stabilisation de gradient de la pression dans le réservoir (boundary-dominated flow), la partie early time flow au il règne le régime transitoire il fallait l'éliminer, la figure une application sur un échantillon qu'on a pris dans cette période de temps.

- On travaille cette fois sur les données du début de notre historique (jusqu'au 25^{ème} mois). En suivant la même démarche on obtient les courbes des niveaux de confiance comme suit (figure V. 43):

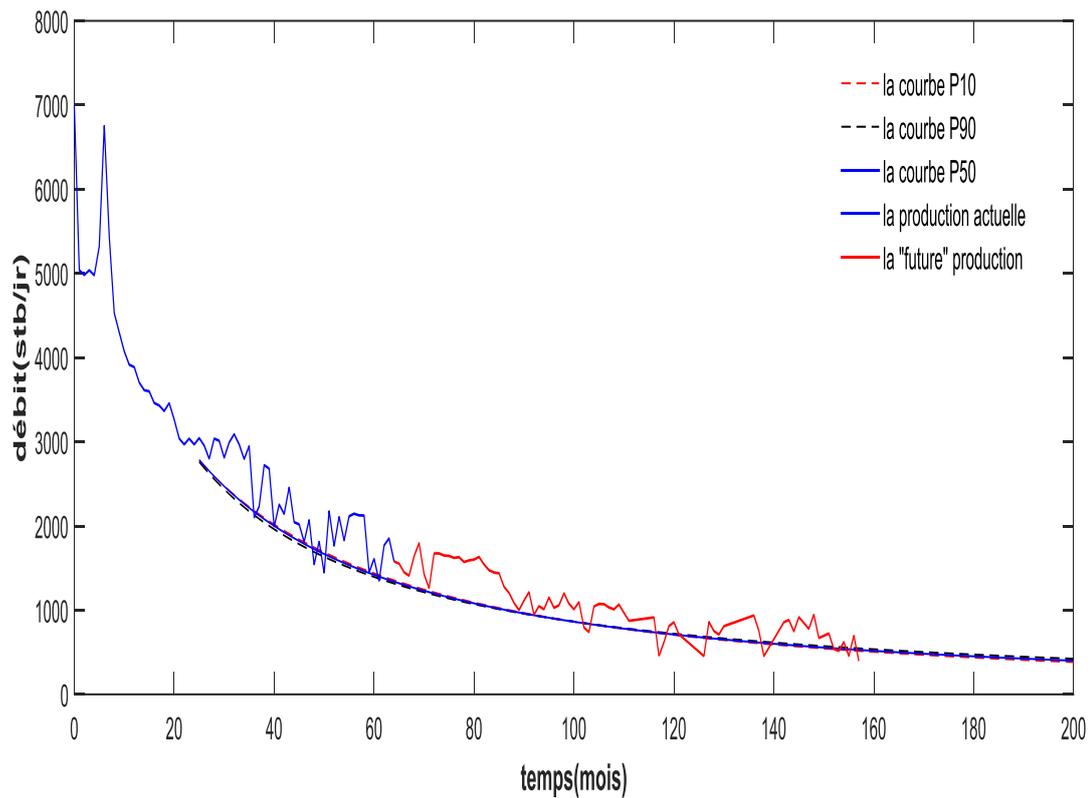


Figure V.43 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 25 premiers mois de l'historique de production

D'après cette figure on observe que :

- Les trois niveaux de confiance sont presque égaux, alors l'intervalle de confiance (80%) est très petit.
- Les valeurs des niveaux de confiance sont inférieures par rapport à la moyenne dans la future production.

Dans un autre cas on prend comme données pour notre calcul celles du 32^{ème} jusqu'au 61^{er} mois. Alors on travaille seulement avec une période de 30 mois. Les trois figures suivantes (V. 44, V. 45 et V. 46) représente les courbes de distribution des fréquences pour les paramètres du modèle hyperbolique d'Arps qui sont l'exposant b , le taux de déclin D_i et le débit initial q_i pour cet échantillon.

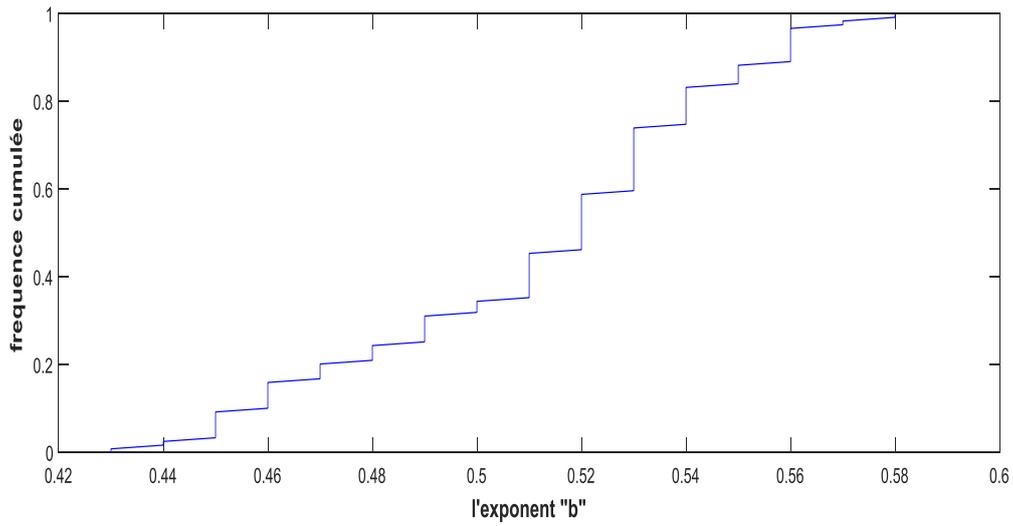


Figure V. 44: la distribution de la fréquence cumulée de l'exponent b

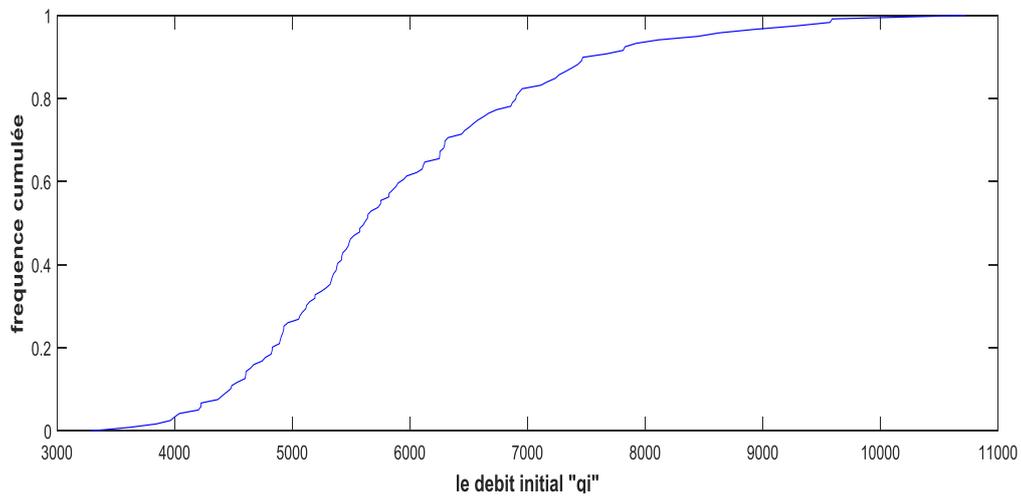


Figure V. 45: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial

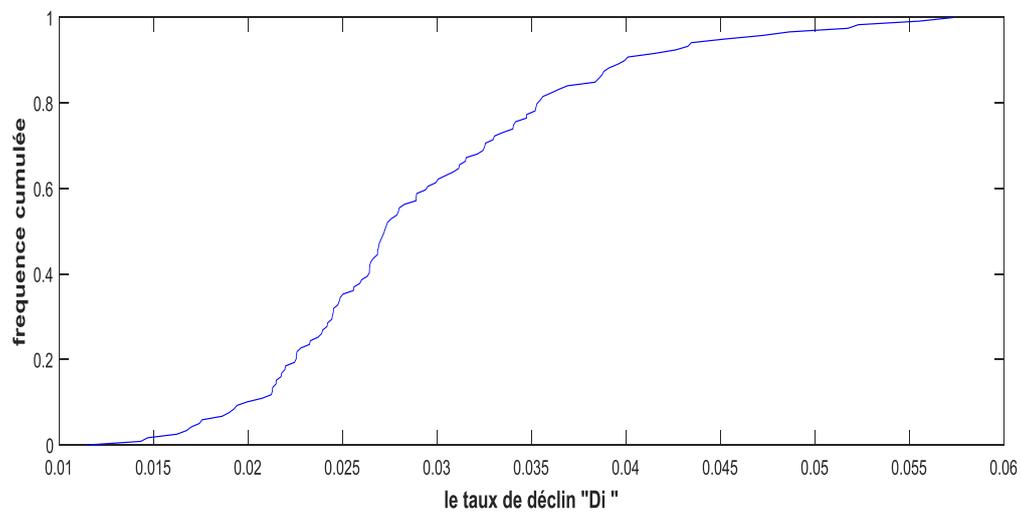


Figure V. 46: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin

V-Application et calcul

Tableau V.2 : les percentiles des paramètres du modèle hyperbolique pour le puits (1) résultants de la méthode de bootstrap conventionnel en utilisant 30 mois de l'historique de production

	P10	P50	P90
b	0.47	0.52	0.56
D_i (jr^{-1})	0.0212	0.0297	0.0417
q_i (stb/jr)	4670.1	5868.6	7897.3

L'intervalle de confiance obtenu est montré dans les figures ci-dessous (V. 47) et (V. 48).

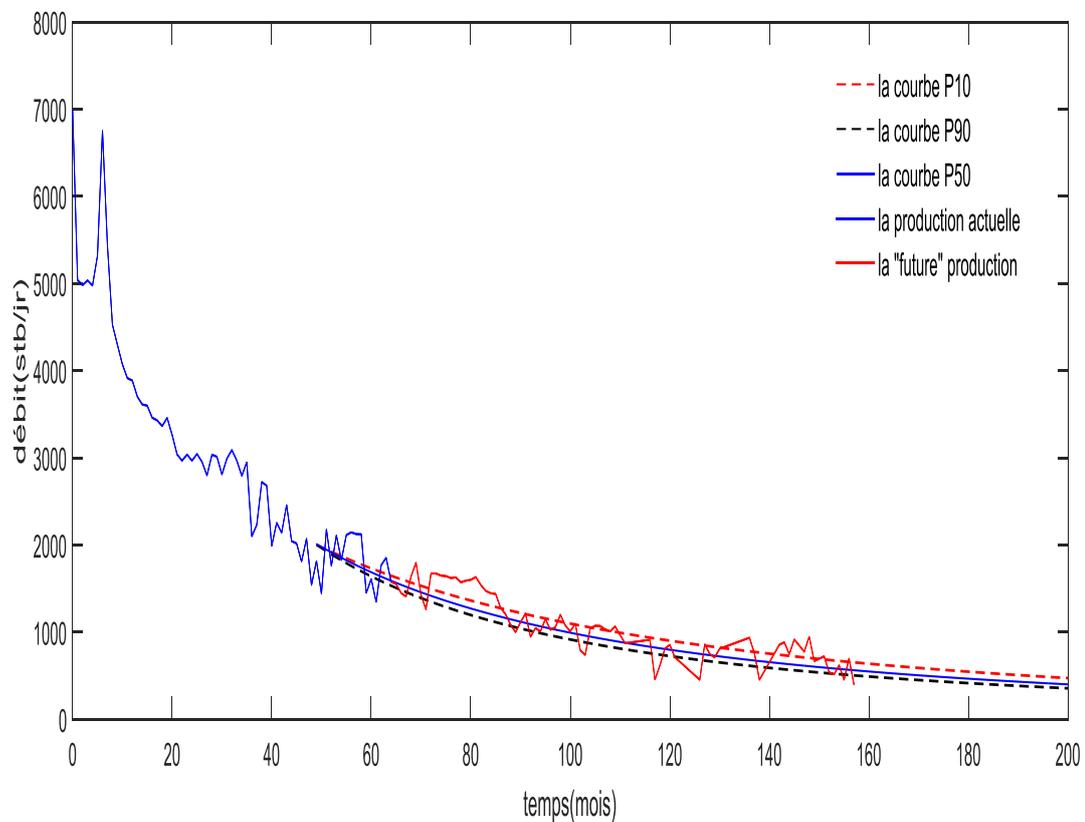


Figure V.47 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61^{er} mois) de l'historique de production la méthode de bootstrap conventionnel

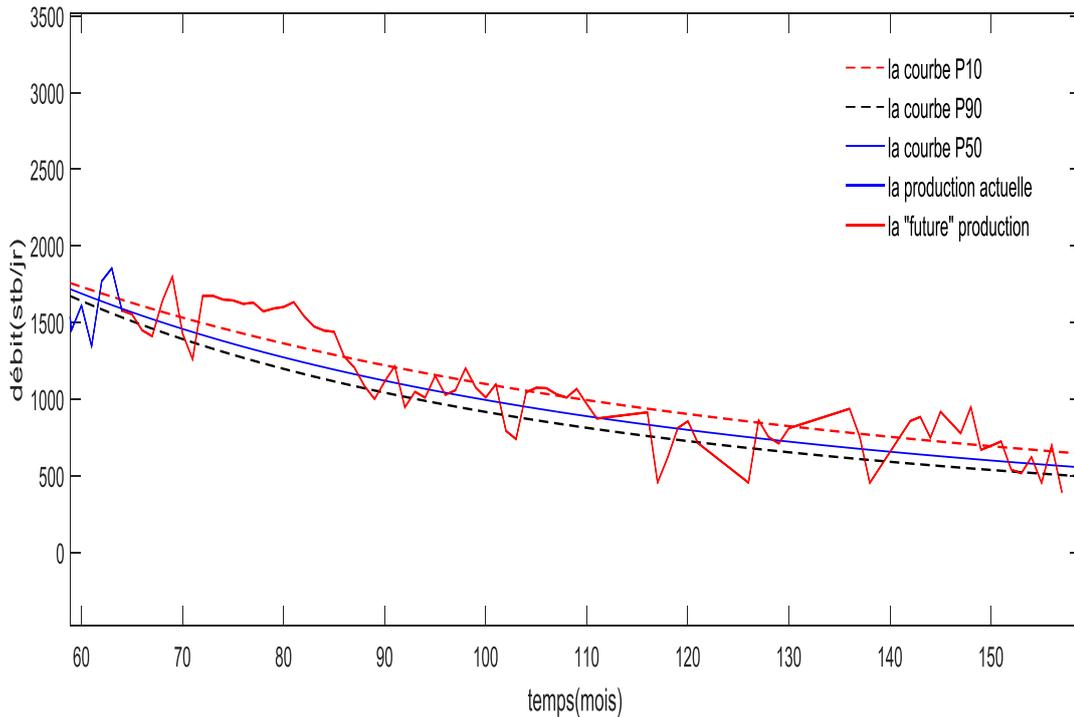


Figure V.48 un agrandissement de la courbe qui montre un les courbes de confiance

D'après les figures précédentes des résultats, on peut observer que:

- Les trois niveaux de confiance sont espacés par rapport au premier calcul ce qui confirme par la figure (V.48) qui représente un agrandissement de la figure (V.47), cela nous permet de dire qu'on a une amélioration de l'intervalle de confiance (80%).
- Comme montré les figures des distributions, on peut confirmer l'amélioration de l'intervalle de confiance par les tailles des intervalles des valeurs des trois paramètres qui sont plus grandes que celles du premier cas, par conséquent les valeurs des percentiles P10 vont être plus petites et celles des P90 vont être plus grandes.

V.1.2 Application de la méthode modifiée (le bootstrap modifié)

Comme dans le cas du bootstrap conventionnel, on va suivre dans notre programme de calcul les étapes expliquées dans le chapitre (IV).

On réalise notre calcul sur le même échantillon étudié dans le dernier cas dans la méthode conventionnelle (du 32^{ème} jusqu'au 61^{er} mois) pour comparer les résultats obtenus à partir des deux méthodes.

L'algorithme utilisé pour la régression non linéaire des données de cet échantillon est le même utilisé dans la méthode précédente, on obtient le résultat montré dans la figure (V.49).

V-Application et calcul

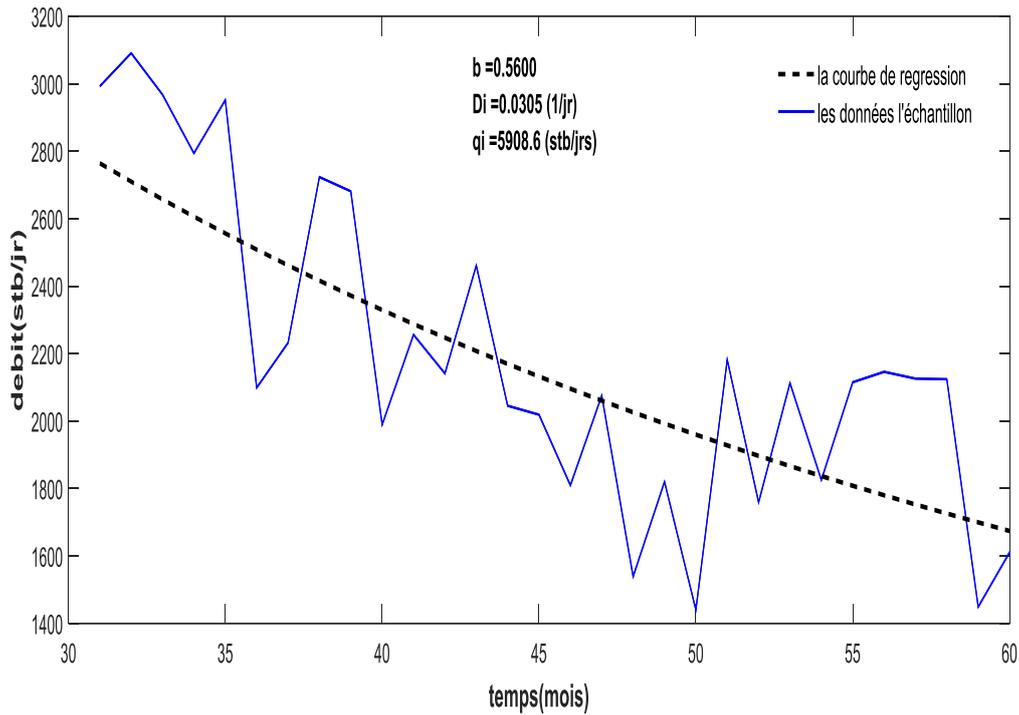


Figure V.49 : la courbe de l'échantillon

Les résidus (les valeurs des données moins celles du modèle de régression) sont ensuite calculés et tracés (figure V.50).

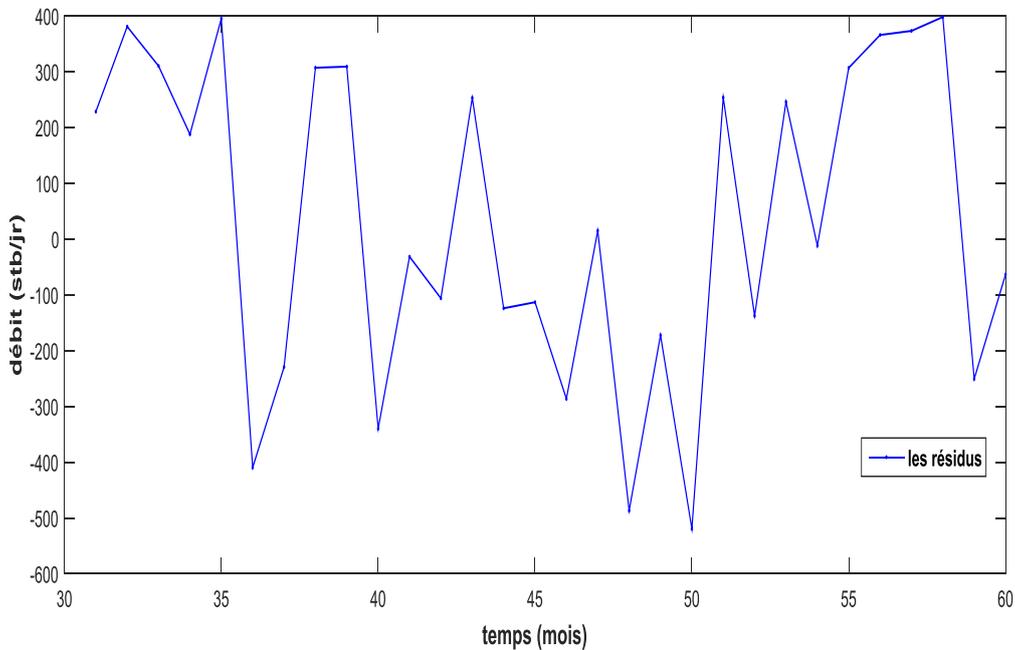


Figure V.50 : les résidus de la régression non linéaire

On remarque que les résidus ne sont pas aléatoires, ils montrent plusieurs tendances. Afin de conserver les caractéristiques du déclin, on calcule l'autocorrélation et les bornes de confiance en utilisant l'équation (IV.2) avec $\alpha=0.1$, d'après la table de la loi normale centrée

réduite, on trouve $Z = 1.31$ alors les bornes sont de la valeur ± 0.24 . La figure suivante (V.51) illustre l'autocorrélation des résidus et les bornes de confiance.

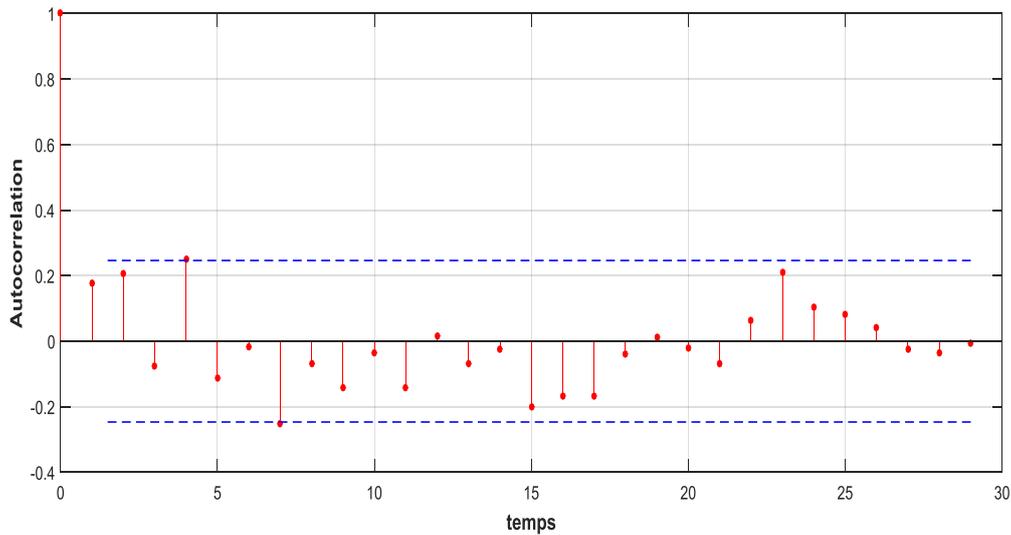


Figure V.51 : l'autocorrélation pour le puits (1)

D'après Cheng (2010), l'intervalle de temps pour lequel la valeur de l'autocorrélation est différente de zéro mais dans les bornes de confiance correspond à la taille optimale du bloc. Dans notre cas la valeur choisie comme la taille optimale est 5, car elle est la première valeur différente de zéro qui est incluse dans les bornes de confiance (après la valeur de l'autocorrélation légèrement supérieur à 0.24 pour l'intervalle de temps 4). Il y a aussi une valeur légèrement inférieure à la borne inférieure (l'intervalle de temps 7), c'est à dire qu'on peut choisir la taille optimale du bloc 8, mais cette valeur est grande par rapport à la taille de l'échantillon, et quand la taille de bloc est importante par rapport à celle de l'échantillon, la méthode modifiée va rapprocher fortement à la méthode conventionnelle. Donc on prend la valeur 5 comme une taille optimale des blocs.

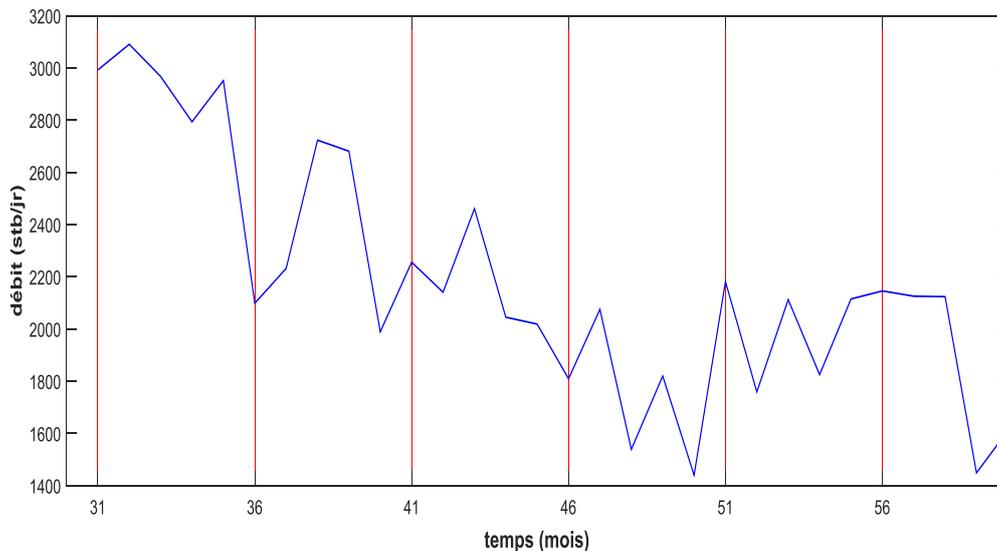


Figure V.52 : l'échantillon initial du déclin divisé en blocs avec la taille optimale de 5

V-Application et calcul

Après le choix de la taille optimale des blocs, on effectue un ré-échantillonnage mais cette fois ci pour les blocs comme expliqué dans le chapitre précédent. La régression non linéaire est ensuite effectuée d'une manière identique à la précédente. La figure (V. 53) montre le premier échantillon généré par notre calculateur et sa régression non linéaire.

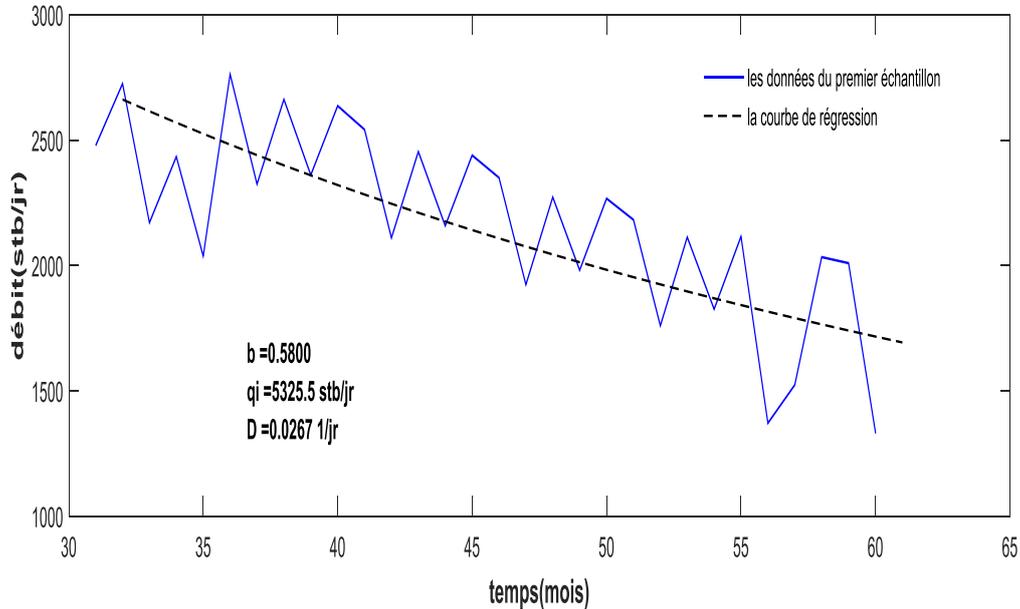


Figure V.53 : la régression non-linéaire avec le modèle hyperbolique pour le premier échantillon généré

Après la génération des 120 échantillons et le calcul des paramètres du modèle hyperbolique pour chacun des échantillons, les distributions des paramètres sont tracées (figures de V. 54 jusqu'à V. 56) et le tableau des percentiles (tableau V. 2) sont obtenus, et on trace finalement les courbes des niveaux de confiance pour la future production. (Figure V. 57)

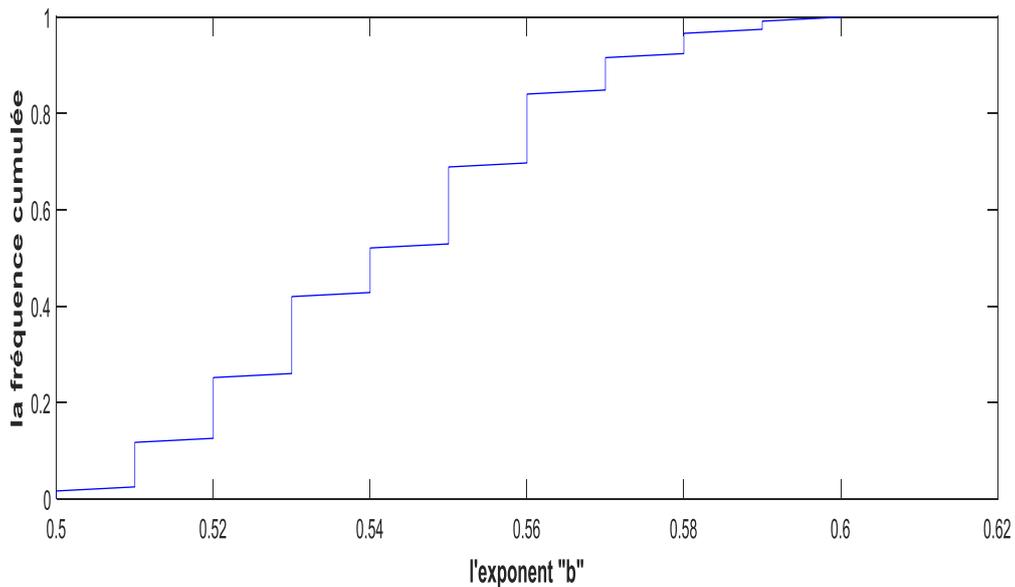


Figure V.54: la distribution de la fréquence cumulée de l'exposant

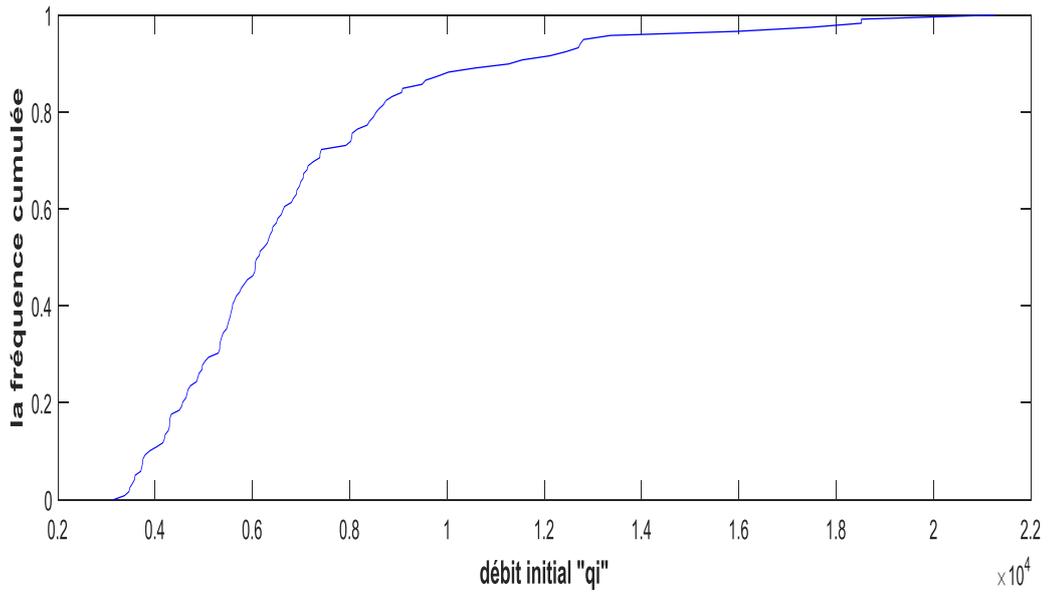


Figure V.55: la distribution de la fréquence cumulée du débit initial

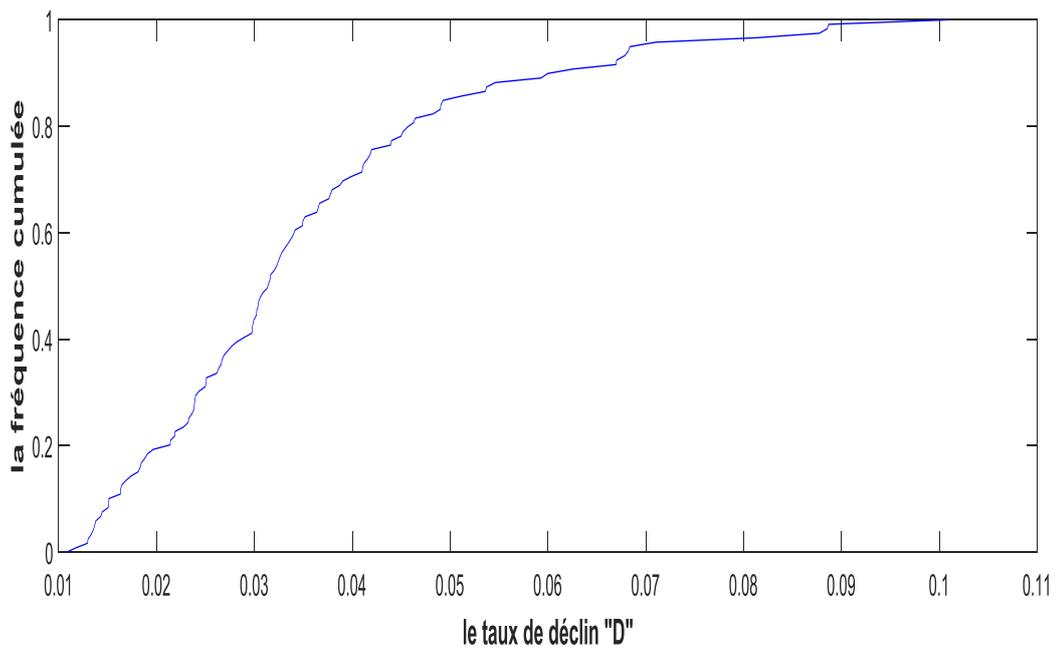


Figure V.56: la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin

Table V.2: les percentiles des paramètres du modèle hyperbolique pour le puits (1) données des 30 mois (jusqu'au 61^{er} mois) de l'historique de production résultants de la méthode de bootstrap modifié

	P10	P50	P90
b	0.51	0.54	0.57
D_i (jr^{-1})	0.0151	0.0314	0.0613
q_i (stb/jr)	3840.8	6109.5	11406.0

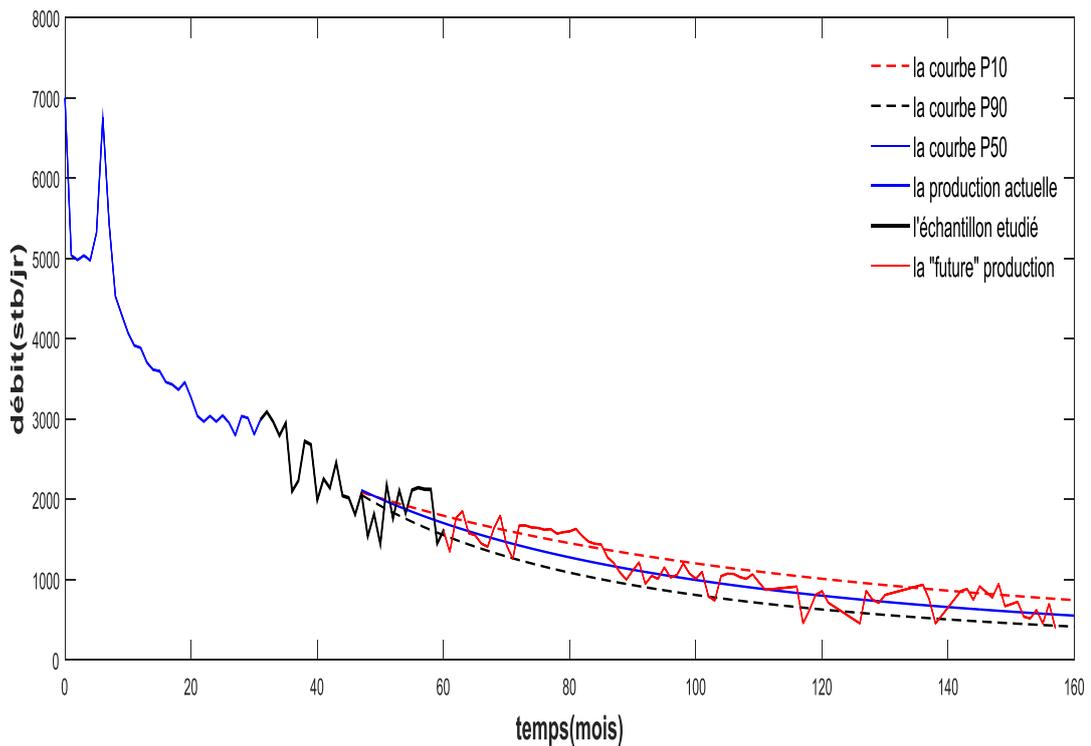


Figure V.57 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié avec une taille des blocs de 5

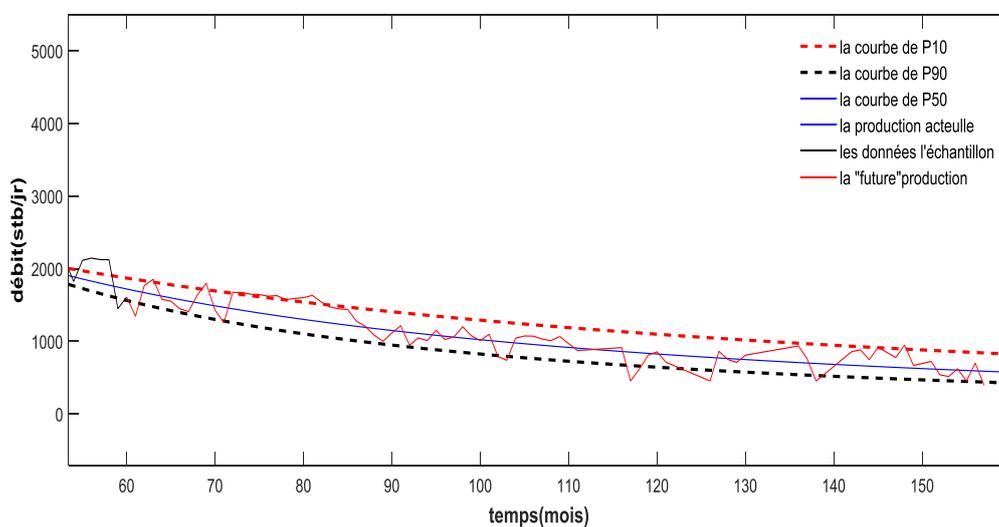


Figure V.58 les bornes de confiance qui couvrent la courbe des données de la future production

D'après les figures de (V.54) jusqu'à (V.58) on peut observer que :

- Les trois niveaux de confiance sont espacés par rapport au résultat de premier calcul obtenu par la méthode conventionnelle ce qui confirme par les figures des distributions qui montrent un élargissement des intervalles des paramètres du modèle hyperbolique, par conséquent l'intervalle comprise entre les percentiles des paramètres $P90$ et $P10$ est plus grand,

V-Application et calcul

ce qui est remarquable en comparant les figures des distributions des deux méthodes cela nous permet de dire qu'on a une amélioration de l'intervalle de confiance (80%).

V.1.3 Application de la méthode 'bootstrap double'

La méthode de double bootstrap consiste au ré-échantillonnage des échantillons générés à partir du premier ré-échantillonnage, elle est appliquée pour essayer d'améliorer beaucoup plus l'intervalle de confiance. Dans notre cas on a intégré cette méthode dans le bootstrap modifié avec la taille des blocs calculée précédemment. On a ré-échantillonné 100 fois les 100 échantillons générés du premier ré-échantillonnage. La figure (V. 59) montre l'intervalle de confiance résultant de l'intégration de cette méthode dans le programme de calcul du bootstrap modifié.

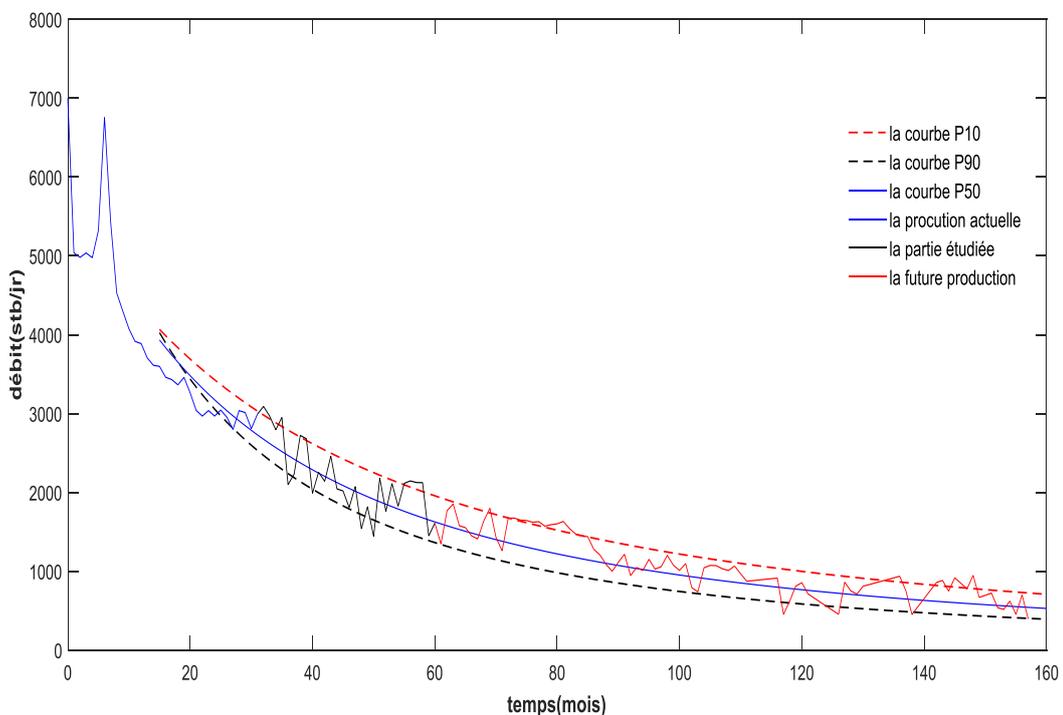


Figure V.59 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (1) en utilisant les données des 30 mois (jusqu'au 61^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié avec l'amélioration par le bootstrap double

V.1.4L'estimation des réserves

En utilisant l'équation (I. 15), on peut calculer les réserves cumulées pour le cas d'un déclin hyperbolique, cette équation est intégrée dans notre programme de calcul pour calculer les réserves pour chaque échantillon en utilisant les trois paramètres estimés par la régression non linéaire suivant le modèle hyperbolique. Le débit d'abondement $q_{ab} = 200 \text{ stb/jr}$ et le débit initial $q_f = 1638.3 \text{ stb/jr}$. comme pour les paramètres du modèle, on obtient une distribution des réserves comme montré dans la figure (V. 60) ou les réserves suivent une loi

log-normale.

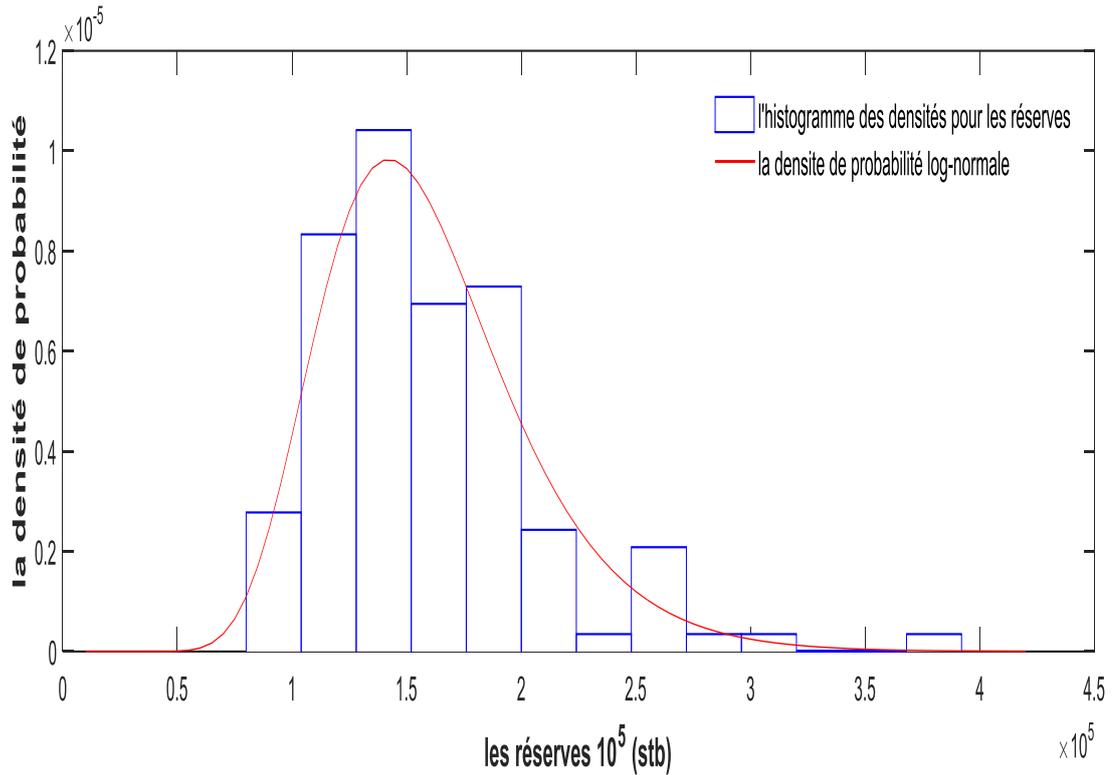


Figure V.60 : la distribution des probabilités log-normale des réserves estimées

Une courbe des fréquences cumulées descendantes des réserves est utilisée pour classifiée les réserves calculées suivant les classes imposées par le SPE et le WPC figure V. 61.

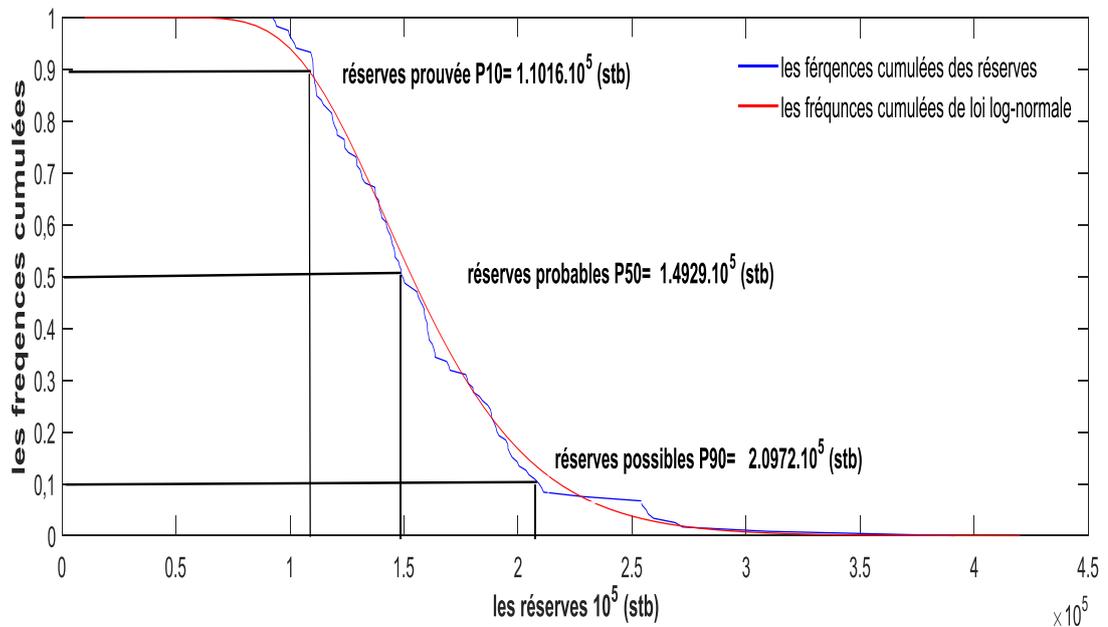


Figure V.61 : classification des réserves estimées pour le puits (1) par la méthode de Bootstrap modifié selon les critères de l'SPE et WPC

V.2 Puits n° :2

La figure (V.62) représente les données de production du puits (2) producteur d'huile à partir de septembre 1999 jusqu'au mois de mars 2016 (199 mois). On considère dans ce deuxième cas le mois 80 notre présent, et tout le reste comme une future production pour la confirmation des résultats.

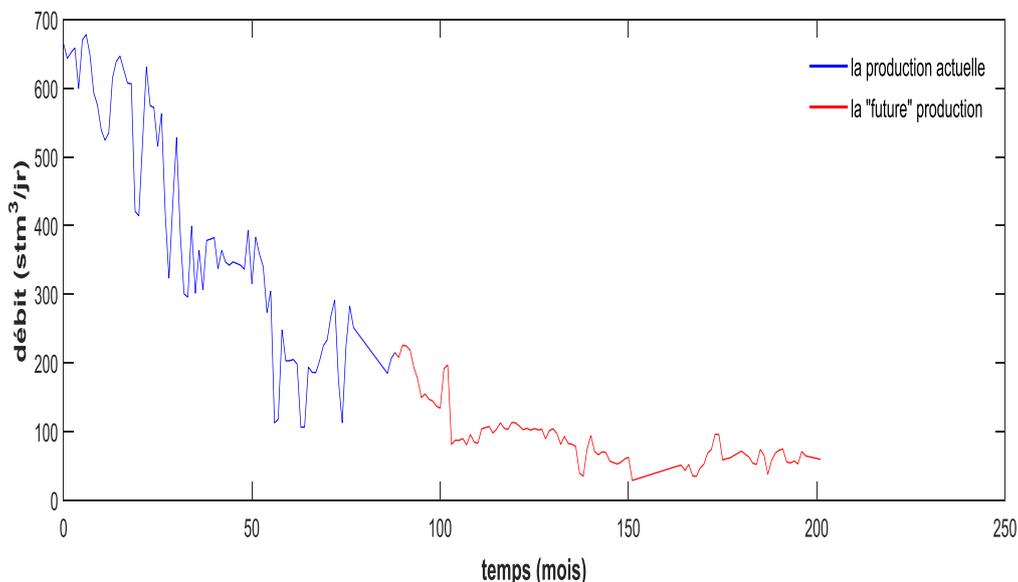


Figure V.62: L'historique de production du puits (2)

V.2.1 Application de la méthode conventionnelle

On applique la méthode de bootstrap conventionnel pour la partie de l'historique du 41^{er} jusqu'au 80^{ème} mois (40 mois) en effectuant l'échantillonnage 120 fois comme dans le premier cas. Pour la régression non linéaire des données des échantillons, on a confirmé que le déclin de ce puits suit le modèle exponentiel d'Arps, alors on a utilisé la fonction **fitnlm** de Matlab qui utilise une procédure itérative commençant par les valeurs initiales des coefficients du modèle (le débit initial et le taux de déclin) déclarées dans le vecteur **beta0**. Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures suivantes :

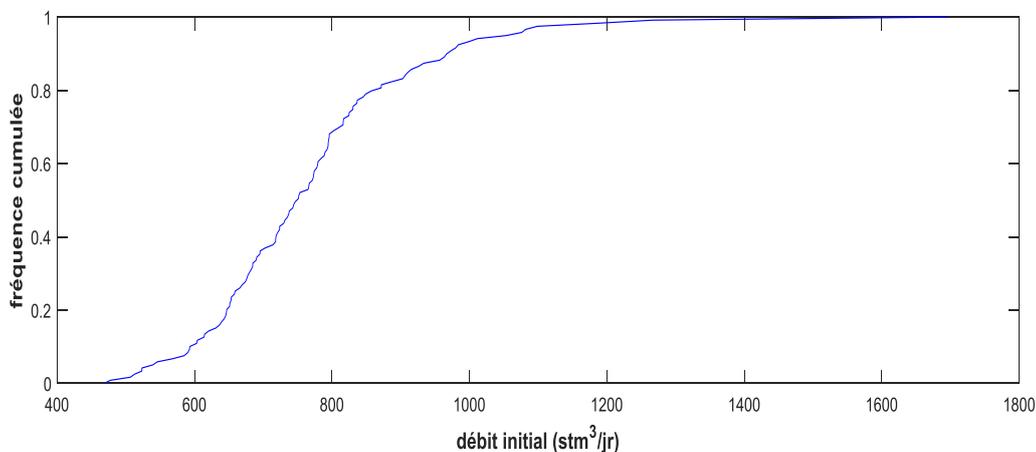


Figure V.63 : la distribution de la fréquence cumulée du débit initial de déclin exponentiel

V-Application et calcul

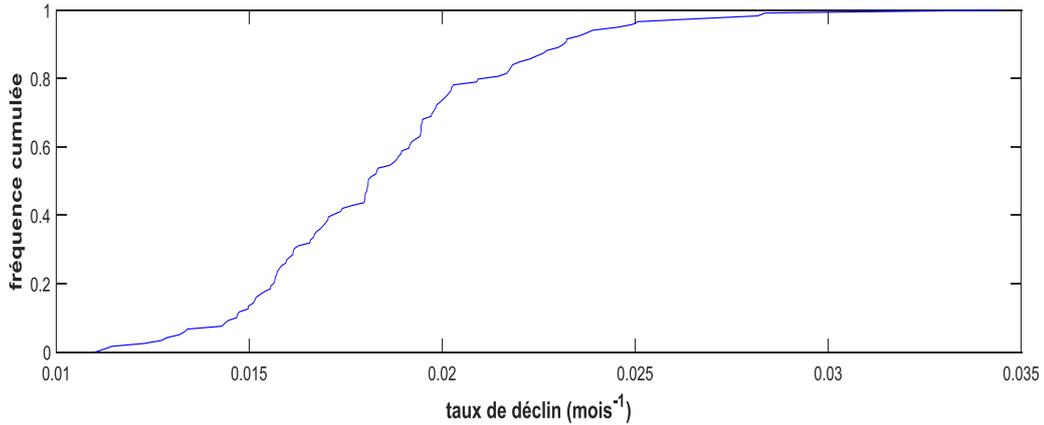


Figure V.64 : la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin pour le modèle harmonique

Tableau V.2 : les percentiles des paramètres du modèle exponentiel pour le puits (2) en utilisant tout l'historique de production

	P10	P50	P90
D_i (mois ⁻¹)	592.98	748.82	969.74
q_i (stm ³ /jr)	0.0146	0.0181	0.0232

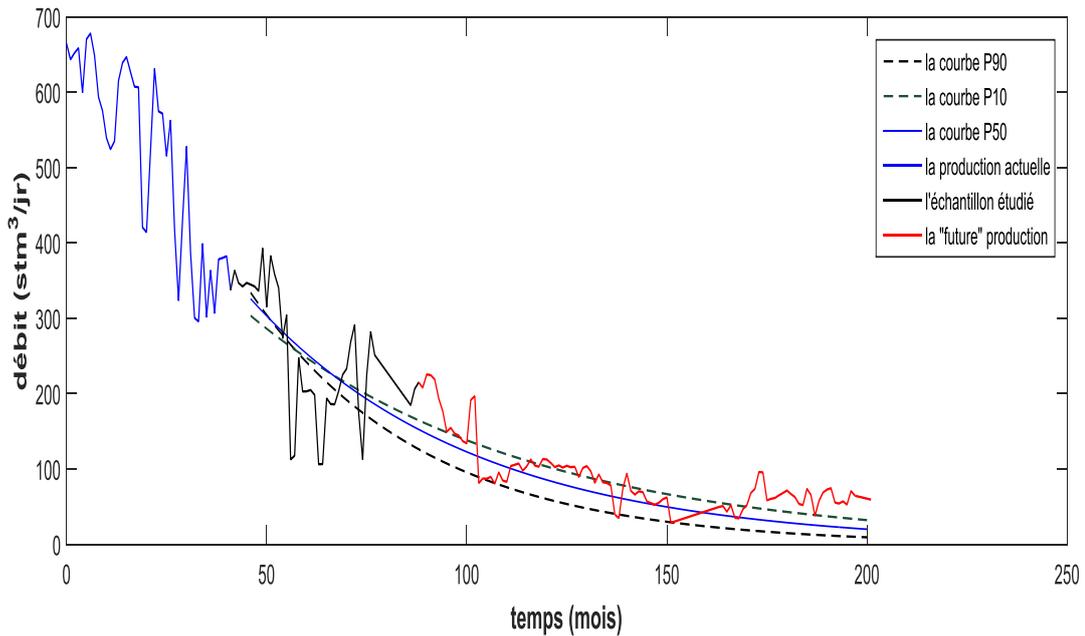


Figure V.65 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81^{er} mois) de l'historique de production la méthode de bootstrap conventionnel

V.2.2 Application de la méthode de bootstrap modifié

On réalise notre calcul sur le même échantillon étudié dans le dernier cas dans la méthode conventionnelle (du 32^{ème} jusqu'au 61^{er} mois) pour comparer les résultats obtenus à partir des deux méthodes.

V-Application et calcul

Après la régression non linéaire des données de notre échantillon, on obtient le résultat montré dans la figure (V.66).

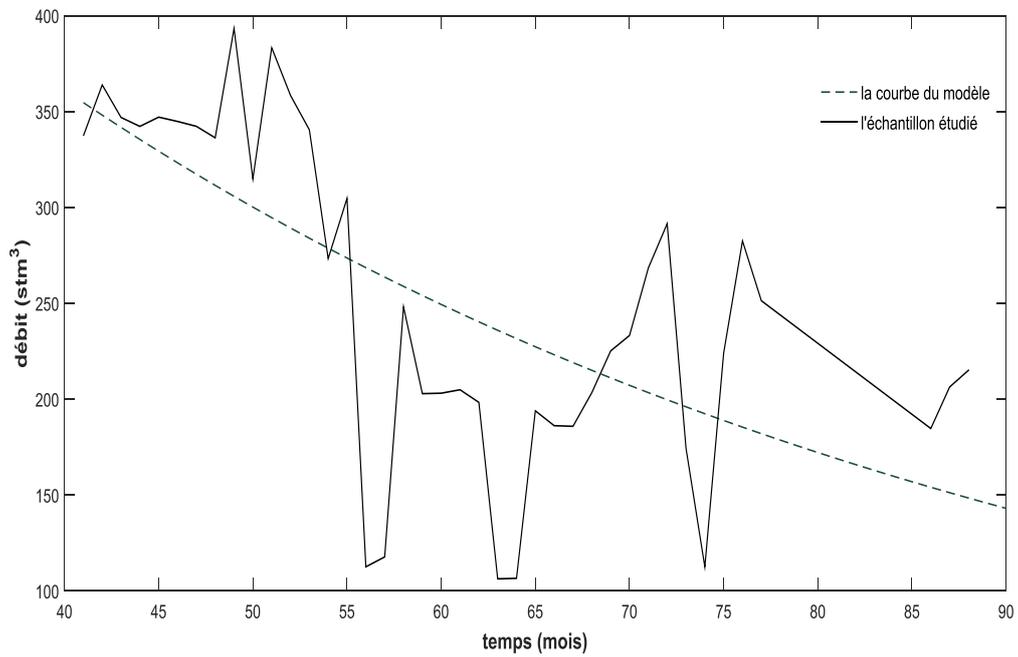


Figure V.66 l'échantillon étudié et sa courbe de régression

Les résidus et leur autocorrélation sont ensuite calculés, ce qui donne le résultat suivant :

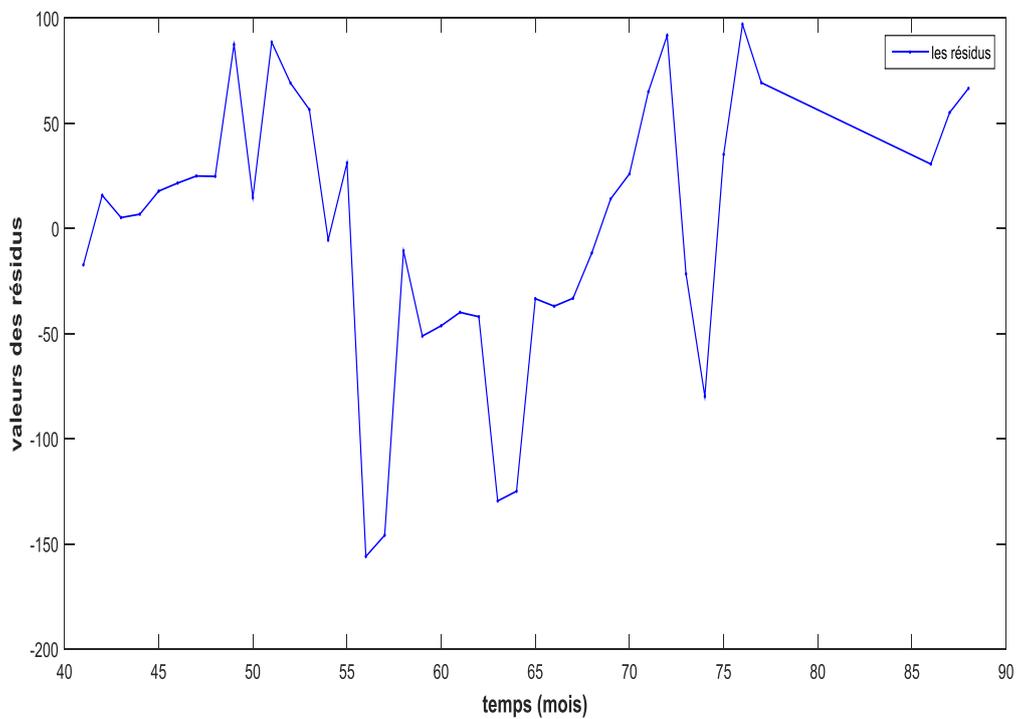


Figure V.67 les résidus

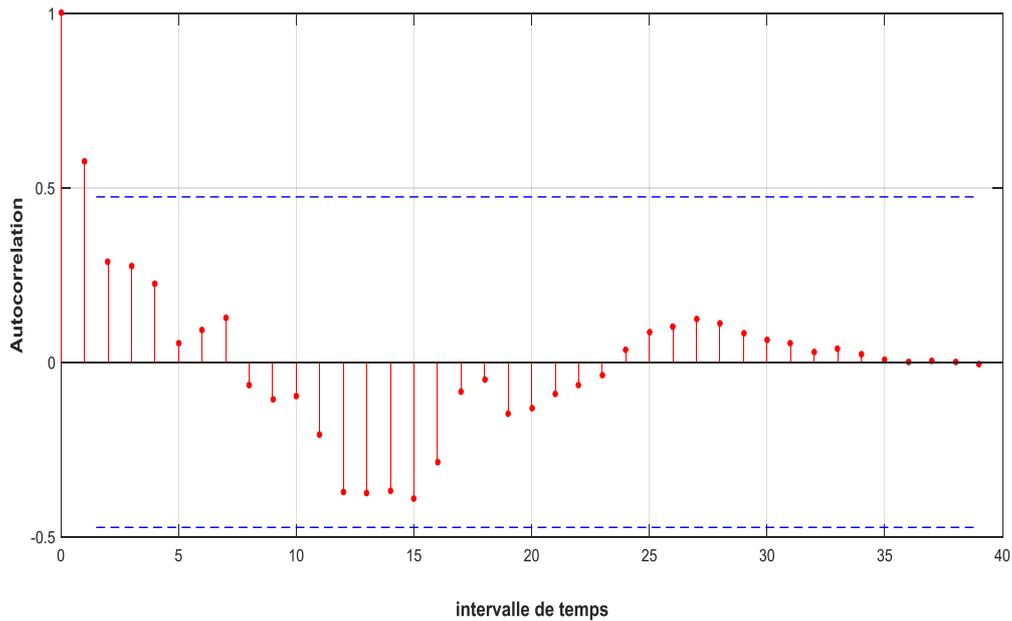


Figure V.68 : l'autocorrélation pour le puits (2)

Etant donné que le niveau significatif α choisi cette fois ci est 0.01 comme celui choisi par Cheng dans son travail, Il est apparent que l'intervalle de temps pour lequel la valeur de l'autocorrélation est différente de zéro mais dans les bornes de confiance est 2. Alors on va prendre pour la suite la valeur 2 comme la taille optimale du bloc.

En prenant cette taille des blocs, on obtient les résultats résumés dans les figures suivantes :

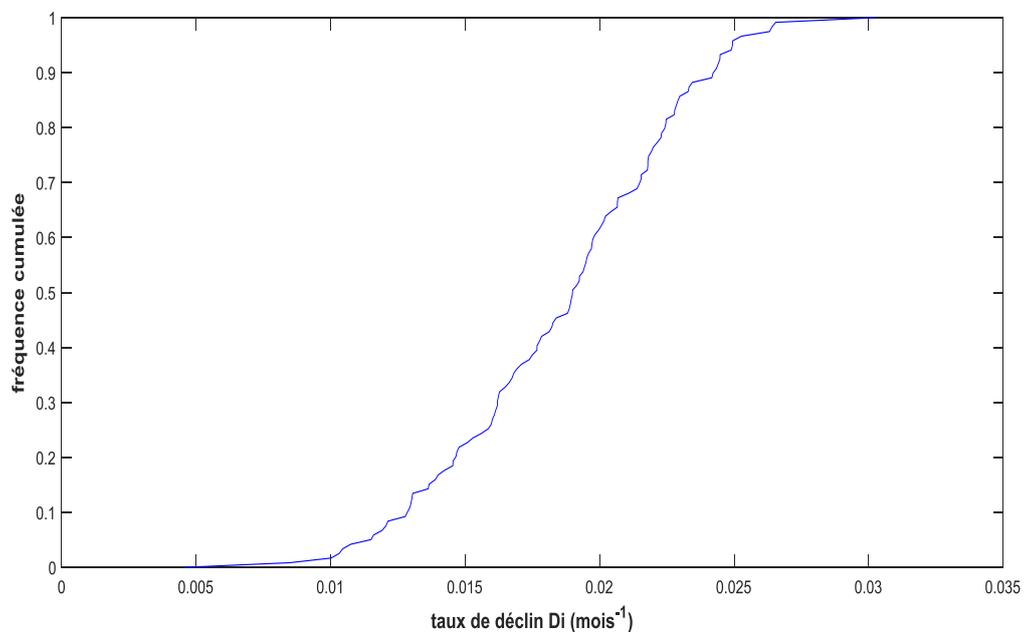


Figure V.69 : la distribution de la fréquence cumulée du taux de déclin pour le modèle exponentiel

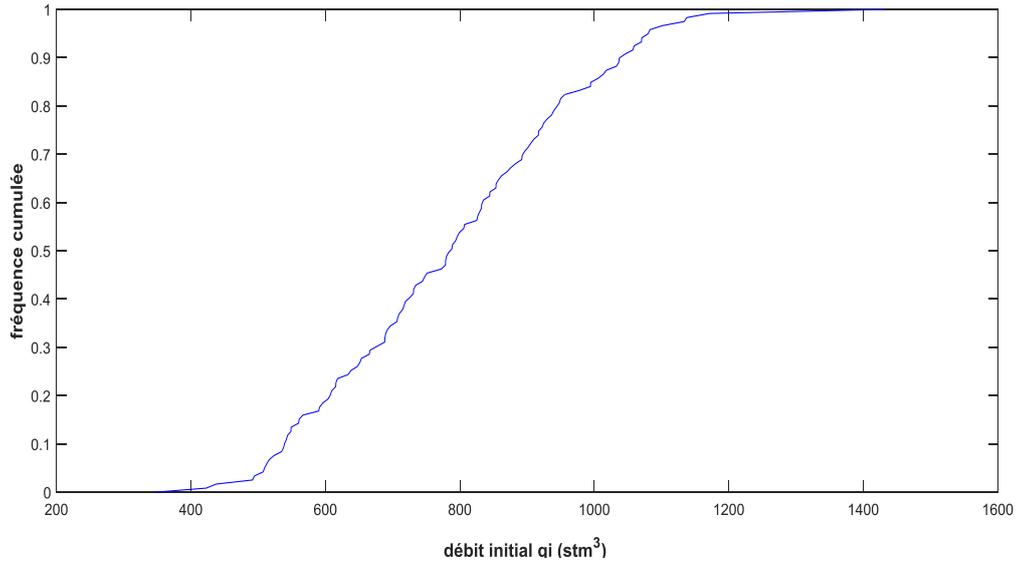


Figure V.70 : la distribution de la fréquence cumulée du débit initial de déclin exponentiel

Tableau V.3 : les percentiles des paramètres du modèle exponentiel pour le puits (2) en utilisant tout l'historique de production

	P10	P50	P90
q_i (stm ³ /jr)	538.4	785.4	1041.3
D_i (mois ⁻¹)	0.0128	0.0190	0.0243

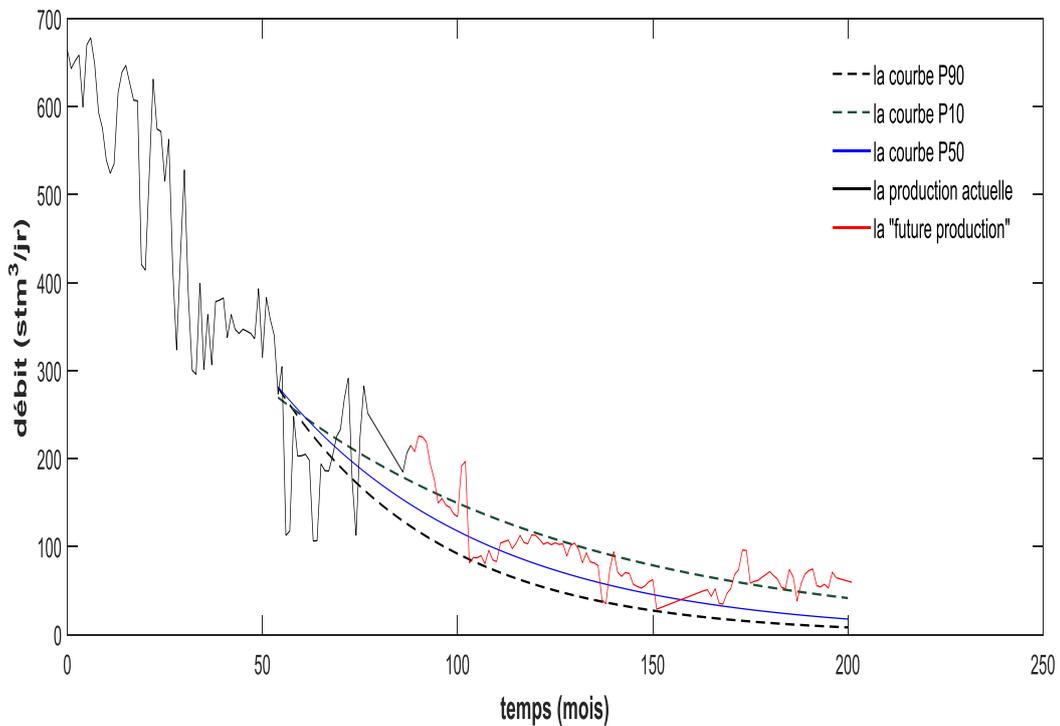


Figure V.71 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81^{er} mois) de l'historique de production avec la méthode de bootstrap modifié

V-Application et calcul

D'après les figures des résultats des deux méthodes, on peut observer en comparant les deux intervalles de confiance obtenus ou les distributions des paramètres qu'il y a une amélioration de l'intervalle de confiance dans la méthode de bootstrap modifié par rapport la méthode de bootstrap conventionnel.

V.2.3 Détermination de la taille optimale des blocs par la méthode ANOVA :

L'ANOVA (l'analyse de la variance) est une méthode statistique qui détermine si les données ont une tendance sous-jacente ou non. Pour chaque taille du bloc, la somme des carrés interclasses, la somme des carrés à intra classes, et le rapport F sont calculés, $F_{rapport}$ est ensuite comparé à F_{crit} obtenu à partir du tableau de distribution F . Selon la valeur de $F_{rapport}$, l'hypothèse nulle est testée si la tendance sous-jacente est significative ou non significative.

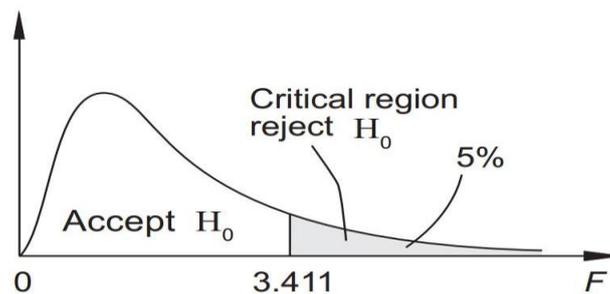


Figure V.72 : exemple de la distribution F pour le niveau significatif $\alpha = 5\%$

Pour appliquer la méthode de l'analyse de variance, on prend comme taille de bloc la valeur 10, alors on divise les données de notre échantillon (40 mois) en 4 groupes. On utilise les données brutes de la production à la place des résidus ou des données ajustées car le résultat est enraciné dans le comportement du modèle et change pour un autre.

Pour cet échantillon on applique la méthode d'ANOVA en utilisant la fonction **anova1** de Matlab qui donne le tableau de calcul d'ANOVA suivant :

Tableau V.4 : table de calcul de facteur F

ANOVA Table					
Source	SS	df	MS	F	Prob>F
Columns	33499.8	9	3722.2	0.46	0.8887
Error	242048.6	30	8068.29		
Total	275548.5	39			

On peut lire à partir du tableau les valeurs des paramètres suivants

- $SS_{Columns}$: la somme des carrées interclasses.
- SS_{Error} : la somme des carrées intra-classes.
- $df1$: le degré de liberté $N - 1 = 9$.
- $df2$: le degré de liberté $nN - N = 30$.
- Le facteur F : $F_{ratio} = 0.46$.

V-Application et calcul

Afin de décider d'accepter l'hypothèse nulle ou la refuser, on calcule la valeur critique de F_{crit} d'après la table de la distribution de F, pour les degrés de liberté df_1 et df_2 de 9 et 30 respectivement, on trouve $F_{crit} = 3.07$ pour le même niveau significatif α choisi pour l'autocorrélation. La courbe de cette distribution est montrée dans la figure suivante (V. 73).

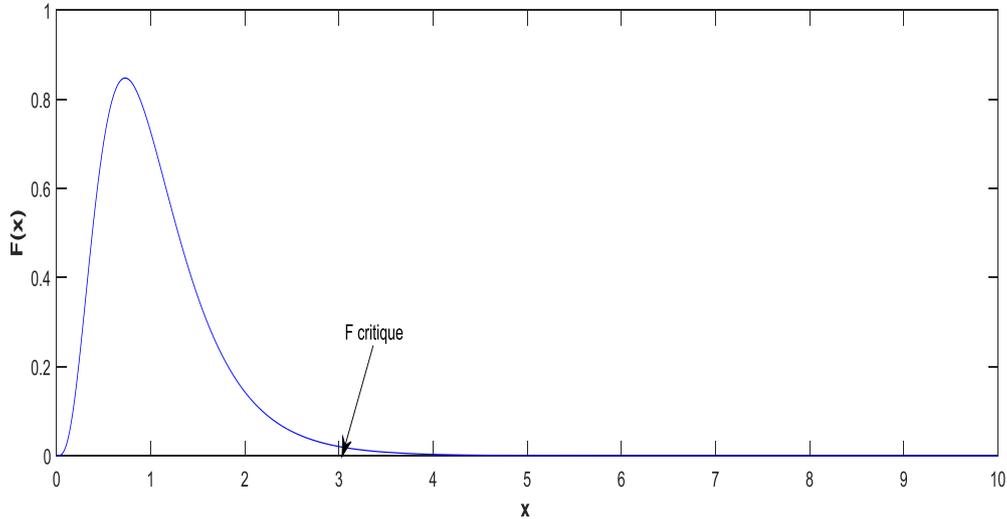


Figure V.73 : la distribution F pour les degrés de liberté 9 et 30

Il est évident que F_{ratio} est inférieur à F_{crit} , alors l'hypothèse nulle est vérifiée, on peut dire qu'il existe une tendance entre les données de chaque bloc.

On effectue maintenant ce calcul pour différentes tailles de blocs pour déterminer la taille optimale qui correspond à la valeur minimale de F_{ratio} . Après le calcul on trace les valeurs obtenues de F_{ratio} en fonction de la taille de bloc. (Figure V. 74)

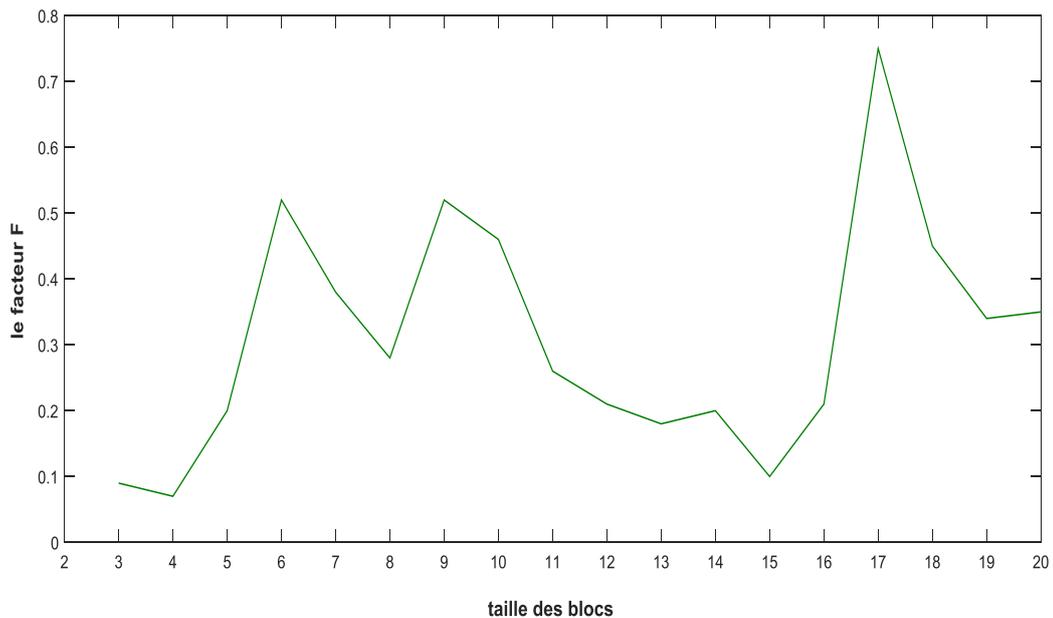


Figure V.74 : facteur F en fonction de la taille des blocs

V-Application et calcul

D'après ce graph, la valeur minimale de F_{ratio} est pour la taille du bloc 4. Donc on va prendre cette valeur comme la taille optimale des blocs.

Maintenant on refait le bootstrap avec la taille des blocs basée sur l'ANOVA. (Figure V. 75)

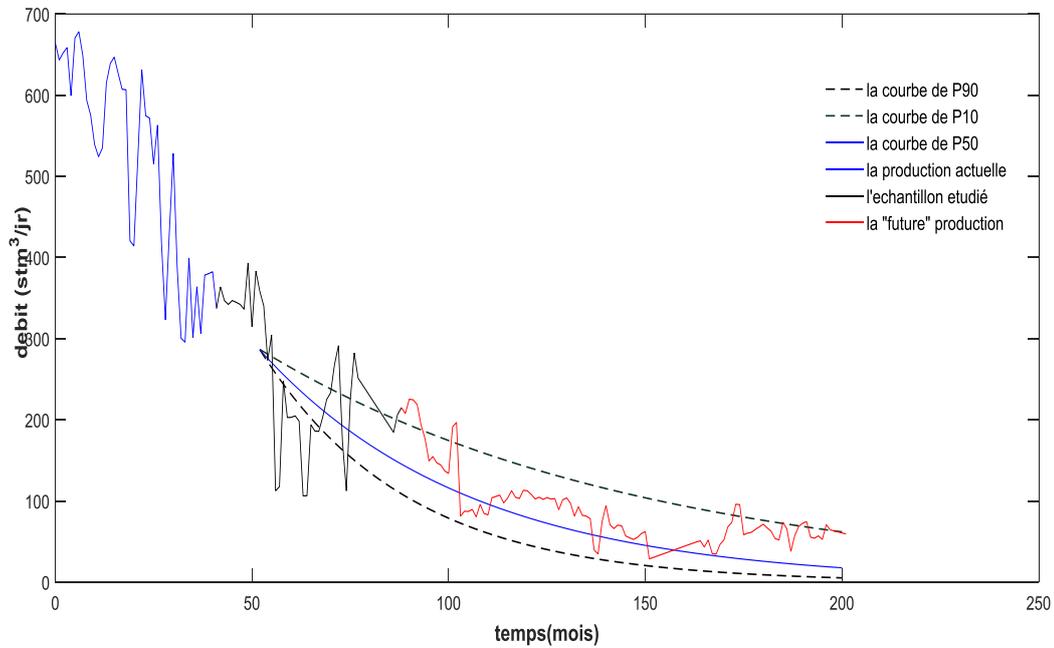


Figure V.75 : génération de l'intervalle de confiance pour le puits (2) en utilisant les données des 40 mois (jusqu'au 81^{er} mois) de l'historique de production avec la taille optimale du bloc basée sur ANOVA

Pour le calcul des réserves, on utilise l'équation (I. 7) qui est destinée pour le déclin exponentiel, tel que Le débit d'abondement $q_{ab} = 200 \text{ stb/jr}$ et le débit initial $q_f = 1638.3 \text{ stb/jr}$. On obtient la distribution suivante :

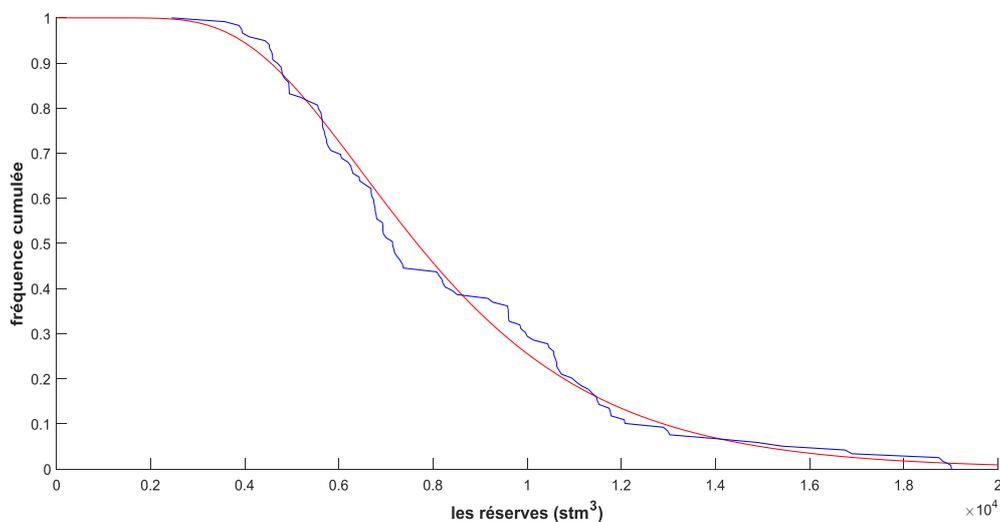


Figure V.76 : classification des réserves estimées pour le puits (2) selon les critères de l'SPE et WPC

V.3 Puits n° :3

Avec les données de déclin de ce puits on va vérifier la validité de l’ajustement des données en utilisant le modèle hyperbolique d’Arps, la figure V. 77 montre le déclin de ce puits et sa régression non linéaire.

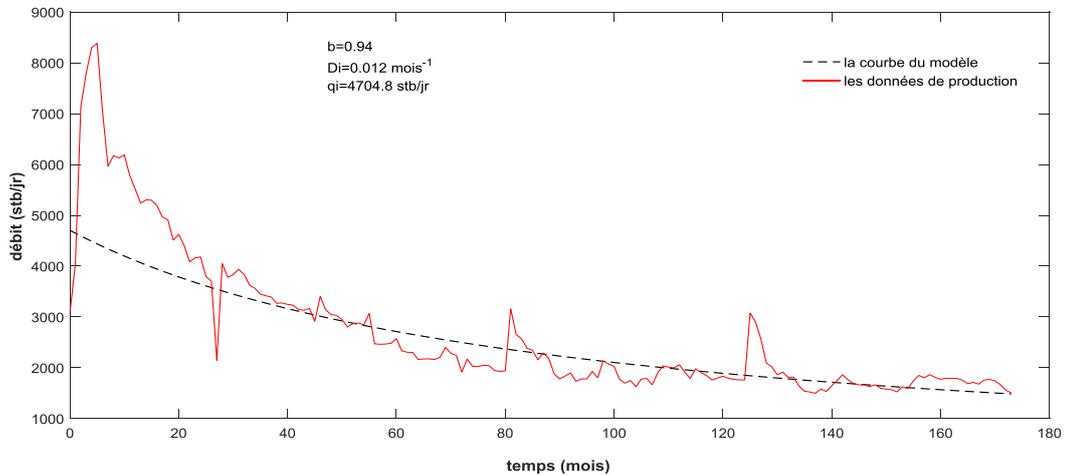


Figure V.77 : la courbe de régression non linéaire pour les données de l’historique de production du puits (3) avec le modèle hyperbolique d’Arps

D’après la figureV. 77, il est évident que ce déclin ne suit pas le modèle hyperbolique d’Arps, de ce fait ; l’application de la méthode de bootstrap ne donnera pas des approches probabilistes fiables pour prédire la future production ou estimer les réserves pour ce puits. Cependant, il existe pas mal d’autres modèles destinés pour différentes tendances, Il est remarquable que le déclin est faiblement courbé. Sinisha A. Jikich a fait un modèle mathématique destiné pour ajuster ce type de tendances. Ce modèle est défini par l’équation suivante :

$$Q = a1 + a2 \ln(t) + a3[\ln(t)]^2 \tag{V. 1}$$

La régression non linéaire des données du puits (3) donne le résultat suivant (figure V. 78).

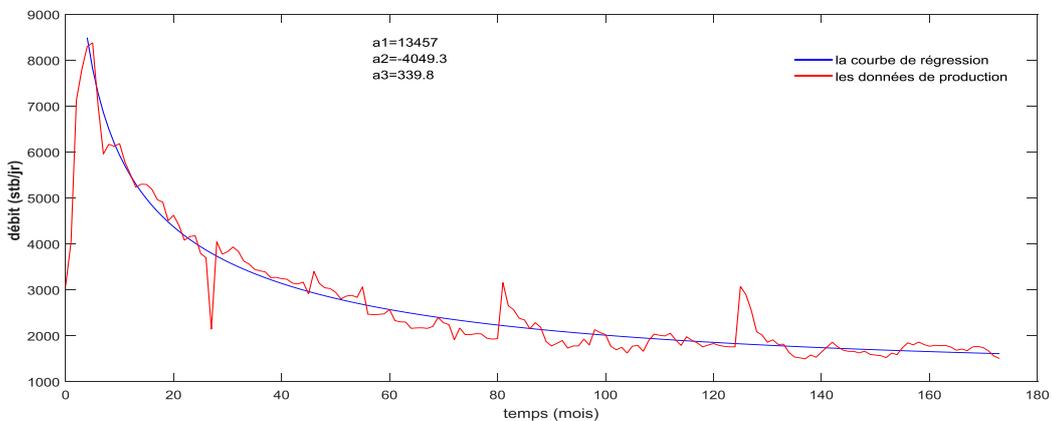


Figure V.78: la courbe de régression non linéaire pour les données de l’historique de production du puits (3) avec le modèle de Sinisha A. Jikich

V.4 Discussion des résultats

- Lors de la mise en production (les premiers mois) du premier puits (1), on peut observer que le déclin est très rapide figure (V. 1), ce que peut-être expliqué par la présence d'un régime d'écoulement transitoire. De ce fait, la régression non linéaire suivant le modèle hyperbolique d'Aprs donne une valeur de b très importante par rapport à celle de déclin généralement très proche de (1), donc la courbe de modèle hyperbolique de cette période de production ne représente pas proprement le déclin de la production de ce puits, l'utilisation des données de cette période ne donnera pas des résultats fiables ce qui est confirmé par notre calcul sur les 25 premiers mois résultat dont l'intervalle de confiance est très loin d'inclure les données de la future production voir figure V. 9.

- Notre travail sur le puits (1) comprend une comparaison entre les deux intervalles de confiance générés en prenant deux échantillons de taille différente (61 mois) et (31 mois) figure V. 41. On a confirmé ce que Spivey (1996) a dit : l'utilisation d'un échantillon de taille plus large ne conduit pas à la génération d'un intervalle de confiance plus large contrairement aux attentes. Ce concept peut être expliqué par la probabilité élevée d'avoir des courbes de régression des échantillons avec des tendances presque identiques dans le cas d'un échantillon de taille très grandes. ce qui conduit à des valeurs des paramètres du modèle très proches, par conséquent la différence entre les percentiles des paramètres est très petite (proche de zéro), ce qui est traduit par un intervalle de confiance très mince.

- La comparaison entre les intervalles de confiance obtenue par l'utilisation des deux méthodes pour les deux puits (1 et 2) confirme les résultats obtenus par Cheng, car on observe une amélioration de l'intervalle de confiance lors de l'emploi de bootstrap des résidus avec une taille optimale déterminée par l'autocorrélation.

- L'intégration de la méthode de bootstrap double dans notre programme de calcul avec (100 × 100) échantillons a aidé à améliorer l'intervalle de confiance par rapport à celle obtenue par la méthode de bootstrap simple avec 120 échantillonnages.

- La taille optimale des blocs déterminée par l'ANOVA a conduit à une amélioration de l'intervalle de confiance pour le puits (2) par rapport à la taille des blocs basée sur l'autocorrélation ce qui est observable en comparant les graphes des deux figures (V.71 et V. 75).

- Lors de l'application des méthodes des approches probabilistes, il est très important de bien choisir le modèle de la régression non linéaire pour avoir des résultats fiable. Dans le cas du puits (3) ; on peut observer la différence entre les deux courbes résultantes de la régression non linéaire suivant deux modèle (l'hyperbolique et le qui convient pour les déclins à faible courbure), dont le deuxième modèle est le plus proche de la tendance du déclin de 3^{ème} puits, par contre le modèle hyperbolique ne représente pas ce déclin.

Conclusion

Les résultats obtenus lors de notre calcul sur les deux premiers puits nous montrent que l'utilisation des approches probabilistes donne des valeurs de la future production associées à des probabilités (les niveaux de confiance P_{10}, P_{50}, P_{90}) contrairement à l'analyse déterministe qui donne des valeurs déterministes sans prendre en considération le risque associé.

Lors de l'application de la méthode de bootstrap conventionnel, l'intervalle de confiance résultante n'a pas inclus complètement les données de la future production, par contre dans le cas de bootstrap modifié l'intervalle de confiance a inclus suffisamment les données de la production avec les différentes tailles des blocs déterminées par l'autocorrélation. L'intervalle de confiance a été amélioré car avec l'autocorrélation on peut connaître la taille optimale des résidus corrélés entre eux, car les données de production ne sont pas indépendantes du temps comme proposé lors de l'application de bootstrap conventionnel. Il y a plusieurs types des intervalles de confiance améliorées, on a appliqué dans notre travail sur le puits (1) le double bootstrap et on a confirmé d'après le résultat qu'il y a une amélioration de l'intervalle de confiance par rapport au bootstrap simple.

L'analyse de variance (ANOVA) est également étudiée comme une autre technique de détermination de la taille optimale des blocs dans la méthode bootstrap modifié. L'avantage de cette méthode est la simplicité de son application. L'utilisation de l'ANOVA dans le calcul pour le puits (2) a donné une taille optimale différente à celle trouvée par l'autocorrélation ce qui a conduit à une amélioration de l'intervalle de confiance.

Les modèles d'Arps ne sont pas les seules existantes pour ajuster les données du déclin de la production, pour certains déclins ces modèles ne sont pas convenables. Pour cela les chercheurs ont proposé des différents modèles empiriques spécifiés pour les exceptions. Comme on a travaillé pour le puits (3), le modèle hyperbolique d'Arps n'ajuste pas correctement les données de production de ce puits, par contre le modèle qui convient pour les déclins à faible courbure a ajusté le déclin parfaitement. Alors il est évident que l'utilisation de ce dernier modèle va assurer de données des résultats fiables lors de l'application des approches probabilistes.

D'après notre travail sur ces échantillons de puits on peut dire que les méthodes des approches probabilistes dans l'analyse de déclin sont vraiment utiles dans l'estimation des réserves surtout après l'amélioration de la méthode de bootstrap par Cheng (2010), car elles donnent des résultats très précis selon la disponibilité et la qualité des données avec la simplicité lors de l'application.

Recommandations

Les données de la production des puits étudiés dans notre partie de calcul présentent un déclin lisse. Cependant, dans plusieurs cas les déclin comprennent pas mal de changements opérationnels traduits par des irrégularités des valeurs de débit. Par conséquent, l'application de la méthode des approches probabilistes ne donne pas des résultats faibles car la tendance réelle de decline de puits est mal définie.

L'expérience de Cheng a montré que la taille de l'échantillon à partir de laquelle les résultats de calcul sont presque identiques est de 100, alors il est recommandé de prendre l'échantillon initial avec une taille suffisamment grande pour avoir des résultats précis.

L'application de la méthode de double Bootstrap a donné une amélioration de l'intervalle de confiance, il est recommandé d'utilise les autres méthodes par Cheng pour assurer cette amélioration.

Références

Références

- [1] H. Sun, *Advanced Production Decline Analysis and Application*, USA: Elsevier, 2013.
- [2] C. Cronquist, *Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas, and Condensate*, Houston, Texas: SPE, 2001.
- [3] P. S. J, *A New Algorithm for Hyperbolic Decline Curve Fitting*, SPE, 1986.
- [4] J. P. Spivey et V. A. Jochen, *Probabilistic Reserves Estimation Using Decline Curve Analysis with the Bootstrap Method*, Denver. Colorado: SPE, 1996.
- [5] Y.Cheng, Y.Wang, D. McVay et W.J.Lee, *practical application of a probabilistic approach to estimate reserves using production decline data*, Texas: SPE, 2010.
- [6] W. Sri, «Estimating Hyperbolic Decline Curves Parameters,» *MATEMATIKA DAN SAINS*, Vols. %1 sur %2vol-13, n° %114, pp. 125-134, 2008.
- [7] T. Ahmed, *Reservoir Engineering handbook*, Texas: Gulf Professional Publishing ELSEVIER , 2010.
- [8] B. J. Choi, *Quantification of Production Recovery using Probabilistic Approach and Semi-analytical Model for Unconventional Oil Reservoirs*, Austin, Texas: Master's Thesis, The University of Texas at Austin, 2015.
- [9] B. Abderrahman et N. D. Eddine, *application de l'analyse des courbes declin pour l'evaluation des performances, boumerdes: UMBB-FHC*, 2013.
- [10] M. R. CHERNICK, *Bootstrap Methods:A Guide for Practitioners and Researchers*, New york: WILEY-INTERSCIENCE, 2008.
- [11] B. Efron et R. J. Tibshirani, *An introduction to the Bootstrap*, Chapman and Hall, 1993.
- [12] P. J. Brockwell et R. A. Davis, *Introduction to Time Series and Forecasting*, Fort Collins, Colorado: Springer, 2001.
- [13] G. Kirchgässner et J. Wolters, *Introduction to Modern Time Series Analysis*, Berlin: Springer, 2007.
- [14] F. Dress, *les probabilités et la statistique*, France: DUNOD.

Les programmes de calcul en Matlab

Puits n°1 :

- Le bootstrap conventionnel :

```
clear all
clc
%% l'importation des donnees de declin (Qo,t)
load boualem_1          %% debit de l'huile pour le puits boualem_1 %%

qe=boualem_1(5:61,:);  %% prelevement d'un echantillon de l'historique de production %%

                        %% la realisation de la simulation "# BOOTSTRAP #"

ns=120; %% le nombre des simulations a realiser%%
ex=zeros(ns,1);
qi=zeros(ns,1);
D=zeros(ns,1);
for j=1:ns
    u=datasample(qe,length(qe)); %% l'echantillon(j) genere de meme taille que "qe" %%

    if j==1    %% le premier echantillon genere %%
        figure(5)
        m=sortrows(u,2);
        plot(m(:,2),m(:,1));
        xlabel('temps(mois)')
        ylabel('debit(stb/jr)')
    end
    if j==2    %% le deuxieme echantillon genere %%
        m=sortrows(u,2);
        figure(6)
        plot(m(:,2),m(:,1));
        xlabel('temps(mois)')
        ylabel('debit(stb/jr)')

    end
    if j==3    %% le troisieme echantillon genere %%
        m=sortrows(u,2);
        figure(7)
        plot(m(:,2),m(:,1));
        xlabel('temps(mois)')
        ylabel('debit(stb/jr)')

    end

    %% preparation des valeurs initiales de la regression non lineaire qui sont "q0,b0" par la methode
    graphique%%
    in=u(10,:);
    q00=6000;
    qt=in(1,1);
    t=in(1,2);
    Qt=sum(u(:,1));
    act=Qt/(q00*t);
    b=[0+0.000000001:0.01:1-0.000000001];
    pre=b./(b-1)*(((q00/qt).^(b-1)-1)/((q00/qt).^(b)-1));
    Dt=(((q00/qt).^(b)-1))./(b*t);
for i=1:length(b)
    uu=abs(pre-act);
    minl=min(uu);
```

Annexe

```
if minl==uu(i);
    b0=b(i);
end
end
b0=sum(b0)/length(b0);
Dtt=((q00/qt)^(b0)-1)/(b0*t);
a1=q00^-b0;
a2=(q00^-b0)*b0*t*Dtt;
a3=(q00^-b0)*Dtt^2*b0^2/2000000000000000;
b=b0;
c=b;
e=0.1;

%% algorithme de la régression non linéaire pour le modelé hyperbolique d'Arps

while e>0.00001
r=(u(:,1)).^(-b0);t=u(:,2); %% les données de la régression (X,Y);

f=@(a,t)(a(1)+a(2)*t+a(3)*(t.^2)); %% le model de la régression pour l'algorithme de Spivey

beta0 = [a1 a2 a3]; %% vecteur initial des paramètres de régression
spivey=fitnlm(t,r,f,beta0);

x=table2array(spivey.Coefficients); %% conversion de tableau de la régression vers un vecteur
a=x(:,1);
b=b*(1-2*a(1,1)*a(3,1)/a(2,1)^2); %% le calcul de l'exposant "b" à partir des paramètres de modelé

e=abs(b-c); %% le critère de convergence
c=b;
end

%% les paramètres de modèle hyperbolique d' Arps sont obtenus sous forme des vecteurs %%
ex(j)=c; %% vecteur de l'exposant "b"

qi(j)=a(1,1)^(-1/ex(j)); %% vecteur de débit initial "qi"

D(j)=a(2,1)/(ex(j)*a(1,1)); %% vecteur de taux de déclin "D"
end
x=[49:1:200];
ex=sort(ex);
qi=sort(qi);
D=sort(D);
fr=[0:1/(length(ex)-1):1]; %% vecteur des fréquences cumulées

figure(1)
plot(ex,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de l'exposant "b"

figure(2)
plot(qi,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de débit initial "qi"

figure(3)
plot(D,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de taux de déclin "D"

Figure(4)
plot(x,prctile(qi,10)*(1+prctile(ex,10)*prctile(D,10)*x).^(1/prctile(ex,10)), 'r'); %% graphe de débit pour le
percentile P10 c-a-d q10,D10 et b10%
hold on

plot(x,prctile(qi,90)*(1+prctile(ex,90)*prctile(D,90)*x).^(1/prctile(ex,90)), 'k');
%% graphe de débit pour le percentile P90 c.-à-d. q90,D90 et b90%
```


Annexe

```
b=b*(1-2*a(1,1)*a(3,1)/a(2,1)^2);    %% le calcul de l'exposant b à partir des paramètres de modèle

e=abs(b-c);                          %% le critère de convergence
c=b;
end
%% les paramètres de modèle hyperbolique d'Arps sont obtenus sous formes des vecteurs pour l'échantillon
initial %%
ex=b;
qi=a(1,1)^(-1/ex);
D=a(2,1)/(ex*a(1,1));

mod=qi./(1+D*ex*t).^(1/ex);          %% la courbe de régression de modèle hyperbolique pour l'échantillon initial

res=qe(:,1)-mod;                     %% calcul des résidus de la régression
figure(1)
plot(t,res);                          %% graphe des résidus(t)
figure(10)
autocorr(res,length(qe)-1,1,1.31)    %% l'autocorrélation des résidus

bs=3;                                  %% taille de bloc optimal choisi selon l'autocorrélation

A=zeros(length(qe)/bs,bs);
for i=1:length(qe)/bs
    aa=res(bs*(i-1)+1:bs*i);         %% matrice des résidus de taille
    A(i,:)=aa;
end

ns=120; %% le nombre des simulations a réaliser%%
for j=1:ns

AA=datasample(A,length(qe)/bs);      %% l'echantillonnage des residus
for i=1:length(qe)/bs
    if i==1
        resi=AA(i,:);
    else
        resi=[resi,AA(i,:)];        %% conversion de la matrice des résidus vers un vecteur
    end
end

sample=resi'+mod;                     %% création d'échantillon des données a partir des résidus
sample=[sample t];

if j==1    %% régression non linéaire de premier échantillon
    figure(5)
    m=sortrows(sample,2);
    plot(m(:,2),m(:,1));
    xlabel('temps(mois)')
    ylabel('débit(stb/jr)')
    in=m(5,:);
    q00=6000;
    qt=in(1,1);
    t=in(1,2);
    Qt=sum(m(:,1));
    act=Qt/(q00*t);
    b=[0+0.000000001:0.01:1-0.000000001];
    pre=b./(b-1)*(((q00/qt).^(b-1)-1)/((q00/qt).^(b)-1));
    Dt=(((q00/qt).^(b)-1))./(b*t);
for i=1:length(b)
    uu=abs(pre-act);
    minl=min(uu);
```

Annexe

```
if minl==uu(i);
    b0=b(i);
end
end
%% préparation des valeurs initiales de la régression non linéaire qui sont "q0,b0" par la méthode graphique%%
Dtt=((q00/qt)^(b0)-1)/(b0*t);
a1=q00^b0;
a2=(q00^b0)*b0*t*Dtt;
a3=(q00^b0)*Dtt^2*b0^2/20000000000000000;
b=b0;
c=b;
e=0.1;
%% algorithme de la régression nonlinéaires pour le modèle hyperbolique d'Arps
while e>0.000000001
r=(sample(:,1)).^(-b0);t=qe(:,2);
f=@(a,t)(a(1)+a(2)*t+a(3)*(t.^2)); %% le model de la régression pour l'algorithme de Spivey%%
beta0 = [a1 a2 a3];
arps=fitnlm(t,r,f,beta0);
x=table2array(arps.Coefficients);
a=x(:,1);
b=b*(1-2*a(1,1)*a(3,1)/a(2,1)^2);
e=abs(b-c);
c=b;
end
x=[32:1:61];
ex=b;
qi=a(1,1)^(-1/ex);
D=a(2,1)/(ex*a(1,1));
hold on
plot(x,qi*(1+ex*D*x).^(-1/ex));

end
in=sample(5,:);
q00=6000;
qt=in(1,1);
t=in(1,2);
Qt=sum(sample(:,1));
act=Qt/(q00*t);
b=[0+0.000000001:0.01:1-0.000000001];
pre=b./(b-1)*(((q00/qt).^(b-1)-1)/((q00/qt).^(b)-1));
Dt=(((q00/qt).^(b)-1))./(b*t);
for i=1:length(b)
    uu=abs(pre-act);
    minl=min(uu);
    if minl==uu(i);
        b0=b(i);
    end
end
end

Dtt=((q00/qt)^(b0)-1)/(b0*t);
a1=q00^b0;
a2=(q00^b0)*b0*t*Dtt;
a3=(q00^b0)*Dtt^2*b0^2/20000000000000000;
b=b0;
c=b;
e=0.1;
%% algorithme de la régression nonlinéaire pour le modèle hyperbolique d'Arps
while e>0.000000001
r=(u(:,1)).^(-b0);t=u(:,2); %% les données de la regression (X,Y);
```

Annexe

```
f=@(a,t)(a(1)+a(2)*t+a(3)*(t.^2)); %% le model de la régression pour l'algorithme de Spivey

beta0 = [a1 a2 a3]; %% vecteur initial des paramètres de régression
spivey=fitnlm(t,r,f,beta0);

x=table2array(spivey.Coefficients); %% conversion de tableau de la régression vers un vecteur
a=x(:,1);
b=b*(1-2*a(1,1)*a(3,1)/a(2,1)^2); %% le calcul de l'exposant b à partir des paramètres de modèle

e=abs(b-c); %% le critère de convergence
c=b;
end
ex(j)=c; %% vecteur de l'exposant "b"

qi(j)=a(1,1)^(-1/ex(j)); %% vecteur de débit initial "qi"

D(j)=a(2,1)/(ex(j)*a(1,1)); %% vecteur de taux de déclin "D"
end
x=[49:1:200];
ex=sort(ex);
qi=sort(qi);
D=sort(D);
fr=[0:1/(length(ex)-1):1]; %% vecteur des fréquences cumulées

figure(1)
plot(ex,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de l'exposant "b"

figure(2)
plot(qi,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de débit initial "qi"

figure(3)
plot(D,fr); %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de taux de déclin "D"

figure(4)
plot(x,prctile(qi,10)*(1+prctile(ex,10)*prctile(D,10)*x).^(-1/prctile(ex,10)), 'r'); %% graphe de débit pour le
percentile P10 c-a-d q10,D10 et b10%
hold on

plot(x,prctile(qi,90)*(1+prctile(ex,90)*prctile(D,90)*x).^(-1/prctile(ex,90)), 'k'); %% graphe de débit pour le
percentile P90 c-a-d q90,D90 et b90%
hold on

plot(x,prctile(qi,50)*(1+prctile(ex,50)*prctile(D,50)*x).^(-1/prctile(ex,50)), 'b'); %% graphe de débit pour le
percentile P50 c-a-d q50,D50 et b50%
hold on

plot(boualem_1(1:65,2),boualem_1(1:65,1), 'b'); %% le graphe de la production actuelle
xlabel('temps(mois)')
ylabel('débit(stb/jr)')

hold on
plot(boualem_1(65:length(boualem_1),2),boualem_1(65:length(boualem_1),1), 'r'); %% graphe de la future
production l'historique de production de puits
```

Annexe

Puits n°2

- Le bootstrap conventionnel :

```
clear all
clc
%% l'importation des donnees de declin (Qo ,t)
load U          %% debit de l'huile pour un puits donne %%

qe=U(41:80,:);    %% prelevement d'un echantillon de l'historique de production %%
                %% la realisation de la simulation "#BOOTSTRAP#"

ns=120; %% le nombre des simulations a realiser%%
for i=1:ns
    %% RE-echantillonnage de un echantillon qui pris des donnees initiales#dataresampling#

    u=datasample(qe,length(qe));    %% l'echantillons(j) genere de meme taille que "qe" %%

    r=u(:,1);t=u(:,2);    %% les donnees de la regression (X,Y);
    f=@(a,t)(a(1)*exp(-a(2)*t));    %% la regression le modele hyperbolique

    beta0 = [700 0.01];    %% vecteur initial des parametres de regression

    arps=fitnlm(t,r,f,beta0);
    x=table2array(arps.Coefficients); %% conversion de tableau de la regression vers un vecteur
    a=x(:,1);

    qi(i)=a(1);    %% vecteur de debit initial "qi"

    D(i)=a(2);    %% vecteur de taux de declin "D"

end

%% les courbes de declin:
x=[46:1:200];
qi=sort(qi);
D=sort(D);
fr=[0:1/(length(qi)-1):1]; %% vecteur des frequences cumulees

figure(2)
plot(qi,fr);    %% la realisation de la distribution des frequences cumulees de debit initial "qi"

figure(3)
plot(D,fr);    %% la realisation de la distribution des frequences cumulees de taux de declin "D"

plot(x,prctile(qi,90)*exp(-prctile(D,90)*x),'r'); %% graphe de debit pour le percentile P90 c.-à-d. q90,D90 et
b90%
hold on
plot(x,prctile(qi,10)*exp(-prctile(D,10)*x),'y'); %% graphe de debit pour le percentile P10 c.-à-d. q10,D10 et
b10%
hold on
plot(x,prctile(qi,50)*exp(-prctile(D,50)*x),'g'); %% graphe de debit pour le percentile P50 c.-à-d. q50,D50 et
b50%
hold on
plot(U(1:41,2),U(1:41,1),'b');    %% le graphe de la production actuelle
hold on
plot(U(41:80,2),U(41:80,1),'k');    %% le graphe de l'echantillon de production
hold on
plot(U(80:179,2),U(80:179,1),'r'); %% le graphe de la future production
```

Annexe

- Le bootstrap modifié

```
clear all
clc
load U          %% débit de l'huile pour un puits donné %%

m=U(41:80,:);  %% prélèvement d'un échantillon de l'historique de production %%
qe=m;
r=qe(:,1);t=qe(:,2); %% les données de la régression (X,Y);
f=@(a,t)(a(1)*exp(-a(2)*t)); %% la régression le modèle hyperbolique

beta0 = [700 0.01]; %% vecteur initial des paramètres de régression

arps=fitnlm(t,r,f,beta0);
x=table2array(arps.Coefficients); %% conversion de tableau de la régression vers un vecteur
a=x(:,1);

q=a(1); %% vecteur de débit initial "qi"
D=a(2); %% vecteur de taux de déclin "D"

x=[41:1:90];

figure(14)
plot(x,q0.*exp(-D*x)); %% la courbe de régression de modèle exponentiel
hold on
plot(U(41:80,2),U(41:80,1));

mod=q0*exp(-D.*t); %% la courbe de régression de modèle exponentiel pour l'échantillon initial

res=qe(:,1)-mod; %% calcul des résidus de la régression

figure(1)
plot(t,res); %% graphe des résidus(t)
figure(2)
autocorr(res,length(m)-1,1,2.325) %% l'autocorrélation des résidus
bs=4; %% taille de bloc optimal choisi selon l'autocorrélation
A=zeros(length(m)/bs,bs);
for i=1:length(m)/bs
    aa=res(bs*(i-1)+1:bs*i); %% matrice des résidus
    A(i,:)=aa;
end
ns=120; %% le nombre des simulations a réaliser%%
for i=1:ns

AA=datasample(A,length(m)/bs);
for j=1:length(m)/bs
    if j==1
        resi=AA(j,:);
    else
        resi=[resi,AA(j,:)]; %% conversion de la matrice des résidus vers un vecteur
    end
end
sample=resi'+mod; %% création d'échantillon des données a partir des résidus

r=sample;t=qe(:,2); %% les données de la régression (X,Y);
f=@(a,t)(a(1)*exp(-a(2)*t)); %% la régression le modelé hyperbolique

beta0 = [700 0.01]; %% vecteur initial des paramètres de régression
```

Annexe

```
arps=fitnlm(t,r,f,beta0);
x=table2array(arps.Coefficients); %% conversion de tableau de la régression vers un vecteur
a=x(:,1);

qi(i)=a(1);          %% vecteur de débit initial "qi"

D(i)=a(2);          %% vecteur de taux de déclin "D"
end
%% les courbes de déclin:
x=[46:1:200];
qi=sort(qi);
D=sort(D);
fr=[0:1/(length(qi)-1):1]; %% vecteur des fréquences cumulées

figure(2)
plot(qi,fr);        %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de débit initial "qi"

figure(3)
plot(D,fr);        %% la réalisation de la distribution des fréquences cumulées de taux de déclin "D"

plot(x,prctile(qi,90)*exp(-prctile(D,90)*x),'r'); %% graphe de débit pour le percentile P90 c.-à-d. q90,D90 et
b90%
hold on
plot(x,prctile(qi,10)*exp(-prctile(D,10)*x),'y'); %% graphe de débit pour le percentile P10 c.-à-d. q10,D10 et
b10%
hold on
plot(x,prctile(qi,50)*exp(-prctile(D,50)*x),'g'); %% graphe de débit pour le percentile P50 c.-à-d. q50,D50 et
b50%
hold on
plot(U(1:41,2),U(1:41,1),'b'); %% le graphe de la production actuelle
hold on
plot(U(41:80,2),U(41:80,1),'k'); %% le graphe de l'échantillon de production
hold on
plot(U(80:179,2),U(80:179,1),'r'); %% le graphe de la future production
hold on
plot(U(80:179,2),U(80:179,1),'r');
qf=q0.*exp(-D.*80);
qab=30;
eur=(qf-qab)./D;
```

Les données de production des puits

Puits 1 :

Débit (stb/jr)	Temps (mois)	Débit (stb/jr)	Temps (mois)	Débit (stb/jr)	Temps (mois)	Débit (stb/jr)	Temps (mois)
7000,44	0	2951,76	35	1429,02	70	1074,28	105
5039,31	1	2098,94	36	1259,2	71	1071,76	106
4981,44	2	2232,28	37	1673,69	72	1032,14	107
5037,42	3	2723,44	38	1674,32	73	1010,13	108
4977,04	4	2681,3	39	1649,79	74	1067,36	109
5321,09	5	1989,43	40	1644,13	75	967,98	110
6757,02	6	2256,12	41	1621,48	76	873,64	111
5436,82	7	2141,01	42	1629,66	77	913,89	116
4528,58	8	2461,16	43	1572,43	78	455,37	117
4299,01	9	2045,41	44	1591,29	79	618,91	118
4075,1	10	2018,99	45	1601,36	80	811,37	119
3915,34	11	1809,55	46	1632,81	81	856,03	120
3887,66	12	2075,6	47	1543,49	82	713,25	121
3704,63	13	1539,1	48	1474,31	83	454,75	126
3612,8	14	1820,24	49	1447,26	84	862,32	127
3598,97	15	1440,38	50	1439,08	85	751,62	128
3460,59	16	2181,9	51	1277,44	86	710,74	129
3431,03	17	1759,26	52	1206,36	87	810,11	130
3364,99	18	2112,71	53	1086,23	88	937,17	136
3459,34	19	1825,29	54	1000,69	89	755,39	137
3263,73	20	2115,23	55	1114,53	90	453,49	138
3039,18	21	2146,05	56	1215,8	91	856,66	142
2968,11	22	2125,92	57	946,6	92	884,33	143
3038,55	23	2124,03	58	1047,86	93	747,85	144
2968,11	24	1449,15	59	1010,13	94	917,67	145
3044,84	25	1610,79	60	1152,27	95	847,85	146
2954,9	26	1346	61	1027,74	96	776,78	147
2798,29	27	1769,29	62	1057,93	97	948,49	148
3037,3	28	1854,2	63	1201,96	98	669,22	149
3012,77	29	1578,09	64	1076,17	99	695,64	150
2809,61	30	1553,56	65	1010,75	100	723,94	151
2992,64	31	1449,78	66	1097,55	101	539,03	152
3090,76	32	1410,15	67	793,13	102	516,38	153
2967,48	33	1639,1	68	739,04	103	622,05	154
2793,88	34	1799,48	69	1044,09	104	453,49	155
						699,41	156
						395,62	157

Annexe

Puits 2:

débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)	débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)	débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)
664,7557	0	364,0064	36	268,4316	71
643,3276	1	306,3887	37	291,5135	72
652,1481	2	378,3887	38	174,402	73
658,6897	3	380,148	39	112,5736	74
599,3741	4	382,5199	40	224,1066	75
670,4324	5	337,3253	41	282,5456	76
678,2374	6	363,8833	42	251,3633	77
649,0363	7	346,9078	43	184,7156	86
593,6323	8	342,2429	44	206,3761	87
575,4195	9	347,071	45	215,1047	88
539,2584	10	344,8297	46	207,8926	89
524,2221	11	342,28	47	225,5584	90
535,0877	12	336,2878	48	224,6706	91
615,2399	13	393,3094	49	218,9468	92
639,0696	14	314,8399	50	193,6184	93
646,9308	15	383,2531	51	176,8739	94
626,8352	16	358,3729	52	149,4353	95
607,3985	17	340,4757	53	154,7902	96
606,6404	18	273,2979	54	147,0188	97
420,6468	19	304,7466	55	144,5638	98
414,235	20	112,6167	56	137,067	99
631,4417	22	117,7815	57	134,0541	100
574,658	23	248,1706	58	191,5729	101
571,7765	24	202,9043	59	196,85	102
515,0966	25	203,1388	60	81,3202	103
563,1479	26	204,936	61	87,41848	104
418,38	27	198,3677	62	87,20883	105
323,3002	28	106,3433	63	89,70673	106
430,8337	29	106,629	64	80,5457	107
528,2823	30	193,9593	65	95,78161	108
387,3697	31	186,2109	66	84,77998	109
300,5036	32	185,8771	67	82,99283	110
295,7637	33	203,4299	68	104,0258	111
399,4741	34	225,1931	69	105,687	112
301,3019	35	233,2368	70	107,3902	113

Annexe

débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)	débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)	débit (stm ³ /jr)	Temps (mois)
97,72042	114	60,01238	149	52,80888	195
103,6746	115	62,37925	150	70,94398	196
112,7759	116	28,75067	151	64,54192	197
104,6644	117	49,69538	163	59,46979	201
103,1232	118	50,95303	164		
113,2622	119	43,36667	165		
112,6666	120	52,06667	166		
108,176	121	35,39589	167		
102,6051	122	34,57504	168		
104,7822	123	46,66667	169		
102,0333	124	52,32374	170		
104,3017	125	68,40952	171		
102,4926	126	73,71713	172		
103,0747	127	96,08083	173		
89,34886	128	95,59259	174		
101,4823	129	58,49506	175		
103,936	130	60,45746	176		
97,16108	131	61,62425	177		
81,52179	132	65,20586	178		
93,02484	133	68,23707	179		
82,50134	134	71,56485	180		
81,50332	135	66,8618	181		
78,2597	136	62,82122	182		
39,55932	137	53,77303	183		
34,901	138	52,10133	184		
74,22434	139	73,91787	185		
94,27935	140	65,50747	186		
71,10776	141	37,99085	187		
66,09049	142	57,70866	188		
70,43647	143	68,71788	189		
69,37729	144	72,76888	190		
57,06188	145	74,61622	191		
54,76097	146	55,50782	192		
52,74234	147	54,25439	193		
55,30599	148	57,12317	194		

Annexe

Puits 3 :

Débit (stb/jr)	Temps (mois)								
3083,21	0	3448,89	35	2286,62	70	1777,41	105	1647,27	140
4046,16	1	3417,26	36	2245,42	71	1790,74	106	1753,82	141
7138,81	2	3391,47	37	1914,48	72	1664,25	107	1862	142
7803,63	3	3268,88	38	2171,71	73	1897,35	108	1762,06	143
8301,78	4	3274,67	39	2028,24	74	2039,44	109	1689,79	144
8384,8	5	3247,69	40	2026,1	75	2013,46	110	1663,37	145
7032,51	6	3232,84	41	2048,3	76	1998,43	111	1661,86	146
5962,64	7	3150,2	42	2043,52	77	2059,44	112	1629,16	147
6174,6	8	3129,57	43	1949,62	78	1910,37	113	1667,59	148
6129,31	9	3171,96	44	1929,68	79	1792,31	114	1597,27	149
6188,44	10	2912,38	45	1939,49	80	1981	115	1581,36	150
5784,64	11	3404,74	46	3161,45	81	1904,08	116	1568,97	151
5517,32	12	3143,09	47	2656,83	82	1848,23	117	1527,08	152
5239,32	13	3048,11	48	2568,9	83	1759,73	118	1624,88	153
5304,1	14	3030,38	49	2384,74	84	1799,86	119	1592,17	154
5297,19	15	2949,37	50	2346,44	85	1833,45	120	1741,37	155
5191,52	16	2805,9	51	2156,68	86	1794,58	121	1849,05	156
4966,35	17	2866,78	52	2288,63	87	1771,18	122	1803,7	157
4912,88	18	2882	53	2186,68	88	1762,06	123	1866,59	158
4510,34	19	2839,74	54	1877,92	89	1760,42	124	1811,18	159
4628,59	20	3069,5	55	1780,74	90	3077,99	125	1773,88	160
4405,49	21	2471,91	56	1837,66	91	2901,19	126	1794,14	161
4085,6	22	2462,67	57	1898,23	92	2560,6	127	1789,55	162
4162,27	23	2467,58	58	1734,26	93	2091,01	128	1793,32	163
4182,15	24	2480,09	59	1780,43	94	2019,06	129	1756,21	164
3796,97	25	2574,69	60	1782,56	95	1862,44	130	1686,52	165
3701,36	26	2332,66	61	1928,36	96	1914,84	131	1713,57	166
2144,35	27	2305,99	62	1802,69	97	1813,01	132	1678,47	167
4049,37	28	2301,02	63	2136,8	98	1818,1	133	1759,73	168
3781,68	29	2164,16	64	2072,2	99	1637,59	134	1771,43	169
3831,87	30	2173,78	65	2026,98	100	1538,96	135	1742,56	170
3937,04	31	2175,48	66	1774,01	101	1522,17	136	1667,65	171
3839,92	32	2163,59	67	1697,09	102	1499,65	137	1557,33	172
3628,4	33	2205,17	68	1750,55	103	1583,37	138	1507,2	173
3562,99	34	2400,09	69	1627,02	104	1534,69	139		