

Université Kasdi Merbah Ouargla



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option: Production

Présenté Par :

BELBEY Ayoub, BELOUETTAR Younes

-THEME-

Estimation des réserves de la zone 1C (champ de Hassi Messaoud) par l'utilisation des méthodes volumétrique, bilan matière et courbe de décline.

Soutenue le : 25 / 06 / 2018 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Salim Gareh	M.C.B	Univ.Ouargla
Examineurs :	Ouazazi Mohammed	M.A.A	Univ.Ouargla
Rppporteur :	Abde Raouf Remita	M.A.A	Univ.Ouargla
Invité :	Ahmed Annou		Univ.Ouargla

Année universitaire 2017/2018

Remerciement

Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années d'étude. Nous tenons à remercier tout d'abord Allah de nous Avoir donné la force pour réaliser ce modeste travail.

Deuxièmement Nous remercions notre encadreur Mr. ABDE RAOUF REMITA & Mr. DEBBACHE REDOUANE (DP Irara) d'avoir encadrés, suivi et orienté nos travaux de recherche.

Nous tenons à remercier Mr. Salim Gareh, pour l'honneur qu'il nous est fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.

Nous présentons également notre profonde reconnaissance à Mr. Mohammed Ouazazi qui ont accepté d'examiner notre travail.

Nous remercions également Mr. Ahmed Annou d'avoir accepté l'invitation à évaluer notre travail

Nos aussi remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, En doit nommer aussi Mr. Khaled et tous le département réservoir engineering (DP Irara).

Je présente également ma profonde reconnaissance à la faculté universitaire de l'université kasdi merbah Ouargla.

Enfin, dans ces dernières lignes nous tenons à remercier nos parents, nos sœurs et nos frères, les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier.

Merci encore à tous....

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

Mes parents dont le mérite, les sacrifices et les qualités humaines m'ont permis de vivre ce jour.

Mes chers frères, ma sœur et tous les membres de mes deux familles BELBEY et KAFI.

Je dédie ce travail à ma seul tante Aïcha.

Aussi, je dédie ce travail à A mon binôme Younes et tous mes chers amis sur tout :

Idris, Youcef, Oussama, Ilyes, Zakariya, Haïder, Riad, Diya, Zizo, Imad, Anwar et les autres.

Sans oublier tous mes collègues du groupe

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à

Mon Grand-père et ma Grand-mère, qu' aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour Dont ils ne cessent de me combler. Que dieu leur procure bonne santé et longue vie.

Ayoub

Dedication

I dedicate this work to:

Essentially to my dearest Mother and Father

Without whom none of this would be possible

Also to my two precious brothers

Oussama & Issam

For their brotherhood & friendship

I dedicate this work also to every member of the families

Belouettar & Lebmagria & keena

Also aunt Aicha and every member of her family

especially her nephew and my collaborator ayoub

To my late uncles Mukhtar & Houssin

I dedicate this also to my friends

Sami, Med Lamin, Zidan, Riad, Issam, Anis

Anwar, Youssef, Sadek, Abed El Nour, Jalil, Mostapha

To my fellow class mates class hydrocarbon production

(master) Year (2017-2018)

Younes

ملخص :

إستغلال المكامن النفطية يعتبر من المشاريع الهامة و الإستثمارات التي قد تكون محفوفة بالمخاطر الإقتصادية، إن لم يتم تقدير ارباح المشروع بشكل جيد مع الأخذ بعين الاعتبار المصاريف و رأس المال الابتدائي للمشروع، ولهذا فان تقدير المخزون يحضى بأهمية كبيرة و يقع هذا الواجب على قسم الهندسة البترولية و بسبب تقدمات اليوم الحاضر و التكنولوجيا المتطورة يتم تقدير المخزون بطرق مختلفة من اجل ضبط التوقعات و الوصول إلى التقدير المثالي للمخزون، ولكن تقدير المخزون لم يعد يتعلق فقط بحساب الحجم، بل انه يتضمن أبعاد اخرى من نتاج فطنة و ذكاء المهندسين لإستنباط و تقدير معطيات و معلومات أخرى عن المخزون. في هذه المذكرة سنحاول تقدير المخزون المنطقة '1 سي' بثلاث طرق مختلفة و إستكشاف الفروقات و النتائج التي يمكن تحصيلها من كل طريقة و تأثيرها على التخطيط و الأشغال اليومية لتطوير قدرات تحصيل البترول برفع معدل الإسترداد.

الكلمات المفتاحية : تقدير, مخزون, حجمي, منحنى تناقص الاداء, ديناميكية, المنطقة 1 سي.

Résumé :

L'exploitation des réservoirs pétroliers est considérée comme un important projet d'investissement qui pourrait avoir une grande marge de risque économique, si les revenus du projet et le capital initial du projet n'étaient pas bien projetés, d'où l'importance de l'estimation des réserves, l'estimation des réserves est la tâche d'un ingénieur de réservoir, les réserves sont estimées par diverses méthodes pour adapter les résultats avec le modèle de réservoir réel et atteindre une estimation optimale, mais en raison des progrès technologiques en ce jour et les développements actuels dans le domaine pétrolier l'estimation de réserve n'est plus seulement basé sur les volumes mais elle inclut plus de profondeur et beaucoup plus d'implications, grâce aux ingénieurs de réservoir et à leur intelligence interprétant les données de champ pour trouver d'autres informations sur le réservoir, dans ce modeste effort nous essayons d'estimer les réserves de la zone 1C par trois méthodes différentes pour explorer leurs différences et les résultats qui pourraient être cultivés à partir de leur application, et ces effets pour améliorer le facteur de récupération.

Les Mots-clés : Estimation, Réserves, Volumétrique, Déclin, Dynamique, Zone 1C.

Abstract:

The exploitation of oil reservoirs is considered an important investment project that could have a great economic risk margin, if the revenue of the project wasn't well projected keeping in mind expenses and the initial project's capital, hence the importance of reserves estimation. The reservoir estimation is the duty of a reservoir engineer the reserves are estimated by various methods to adapt the expectation with the real reservoir model and reach an optimum estimation, but owing to this day's technological advancements, nowadays developments in the field of reservoir engineering and the new and improved reservoir model the reservoir estimation isn't just about volumes any more but it includes more depth and have many more implications, acknowledgements to reservoir engineers and their resourcefulness interpreting the field data to unveil other information and reservoir properties, in this humble effort we try to estimate the reserves of the zone 1C by three deferent methods to explore their differences and the results that could be cultivated from their practice, and their effect on the daily plans and works to improve the recovery factor.

key words: estimation, reserves, volumetric, decline, dynamic, Zone 1C.

Sommaire

REMERCIEMENT	I
DEDICACE	II
RESUME	III
SOMMAIRE	IV
LISTE DES FIGURES	V
LISTE DES TABLEAUX	VI
LISTE DES ABREVIATIONS	VII
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE H.M.D ET LA ZONE 1C	2
I.1.Introduction :	2
I.2 : Situation géographique.....	2
I.3 Aspect structurel du réservoir :.....	3
I.4 Les caractéristiques du réservoir :.....	4
I.5 Les zones du champ de Hassi Messaoud :.....	4
I.6. Présentation de la zone 1c :.....	5
I.6.1 Stratigraphie de la zone 1C:	6
I.6.2 Analyse des paramètres pétro-physiques	7
I.6.3 Les problèmes de zone 1C :	7
I.6.4 La situation de la zone 1C :.....	9
I.7 CONCLUSION.....	9
CHAPITRE II : LES RESSOURCES ET LES RESERVES	10
II.1. Introduction :.....	10
II-2. Classification des ressources :.....	10
II.3. Les définitions des ressources :.....	11
II.4. Classification des réserves :.....	12
II.4.1. Classification des réserves selon le degré d'incertitude :.....	12
II.4.2. Classification selon les volumes récupérés :.....	13

II.5. Les réserves pétrolières mondiales et les réserves algérien.....	14
II.5.1. Les réserves pétrolières mondiales et Répartition mondiale des réserves.....	14
II.5.2. Les réserves pétrolières algériennes.....	17
II.6. Conclusion.....	18
CHAPITRE III: LA METHODE VOLUMETRIQUE ET BILAN MATIERE.....	19
III.1. Introduction :.....	19
III.2. La méthode statique (volumétrie).....	19
III.2.1. La porosité :.....	19
III.2.2. La saturation :.....	20
III.3. La méthode dynamique (Bilan Matière) :.....	21
III.3.1. Les déférences entre bilan matière et simulation numérique :.....	22
III.3.2. Les mécanismes de drainage :.....	22
III.3.2.1. Déplétion naturelle (huile sous saturé) :.....	22
III.3.2.2. Drainage par expansion du gaz dissous :.....	23
III.3.2.3. Drainage par expansion de dôme de gaz :.....	23
III.3.2.4. Drainage par expansion d'aquifère (water drive):.....	24
III.3.3. Les types de régimes de pression :.....	24
III.3.4. Les Hypothèse de l'équation de bilan matière :.....	24
III.3.5. Le principe de bilan matière :.....	25
III.4. Conclusion.....	27
CHAPITRE IV.LA METHODE DE COURBE DECLINE.....	28
IV.1. Introduction :.....	28
IV.2. L'histoire et le début de l'analyse de la courbe de décline :.....	28
IV.3. Hypothèses de l'analyse de la courbe de déclin :.....	29
IV.4. Avantages de l'analyse de la courbe de déclin :.....	29
IV.5. Limitations de l'analyse de la courbe de déclin :.....	30
IV.6. Les modèles de courbe de déclin :.....	31
IV.7. La base mathématique de l'analyse des courbes de décline :.....	31
IV.7.1. Équation exponentielle méthode graphique :.....	32

IV.7.2. Type de déclin :.....	32
IV.7.3 Détermination du débit en fonction de temps (équation exponentiel méthode analytique.....)	33
IV.8. L'analyse des courbes de déclin selon les modèles de décline :.....	37
IV.9. L'analyse des courbes de déclin selon les comportements typiques des gisements pétroliers :.....	38
IV.10. Conclusion :.....	39
CHAPITRE V : ETUDE DE CAS (ZONE 1C).....	40
V.1. Introduction.....	40
V.2. Historique de developpement de la zone 1C :.....	40
V.3. Application de la methode volumetrique sur la zone 1C.....	41
V.4.application de la methode bilan matiere sur la zone 1C.....	44
V.4.1 les caractéristiques le réservoir de la zone 1C :.....	44
V.4.2. Software utilisé (mbal) :	44
V.4.3. Les données PVT constants :.....	45
V.4.4. Les résultats de simulation :.....	47
V.4.5. Les mécanismes de drainage présents dans la zone.....	47
V.5. Application de la methode courbe declin sur la zone 1C.....	49
V.5.1. Évaluation de la production en zone 1C.....	49
V.5.1.1. Évaluation générale de la production dans la zone 1C.....	49
V.5.1.2. Évaluation spécifique de la production dans la zone 1C par type de puits :.....	51
V.5.2. Le courbe decline de la zone :	53
V.5.2.1 production mensuelle de la zone 1C.....	53
V.5.2.2. Les résultats de prévision :.....	54
V.5.3 calculer le reserve de huile en place.....	56
V.5.3.1. Dans le cas de depletion naturel.....	56
V.6. Conclusion:.....	57
RRECOMMANDATION :.....	58
CONCLUSION GENERALE :.....	59
BIBLIOGRAPHIE	
ANNEXE	

Liste des figures

FIGURE I.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP (HMD).....	2
FIGURE I.2 : CARTE DES ZONES DU CHAMP DE HMD.....	4
FIGURE I.3 : LA POSITION DE LA ZONE 1C DANS LE CHAMP (HMD)	5
FIGURE I.4 : LA DISTRIBUTION DES PUIITS DANS LA ZONE 1C.....	6
FIGURE I.5 : REPRESENTE LES DEPOTS DANS CHAQUE PUIITS.....	8
FIGURE I.6 : LES PROFILS DES PUIITS DE LA ZONE 1C.....	9
FIGURE II.1 : UN ORGANIGRAMME REPRÉSENTE LES CLASSIFICATIONS DES RESSOURCE.....	10
FIGURE II.2. : CLASSIFICATION DES RESSOURCES SELON LE DÉGRÉE D'INCERTITUDE ET LA CHANCE DE COMMERCIALISATION.....	14
FIGURE II.3 : ESTIMATION DES RÉSERVES ULTIMES AVEC COURBE DE TENDANCE.....	15
FIGURE II.4 : RÉPARTITION MONDIALE DES RÉSERVÉS PROUVÉES DE PÉTROLE PAR CONTINENTS 1996,2006,2016.....	16
FIGURE II.5 : LES RÉSERVES ALGÉRIENS PROUVÉES 1980-2018 EIA.....	17
FIGURE II.6 : LA QUANTITÉ EN SURFACE DANS LE BRUT DE QUELQUE PAYS PAR RAPPORT AU DENSITÉ.....	18
FIGURE III.1 : LES PORES ET LA POROSITE UTILE ET LA POROSITE RESIDUELLE.....	20
FIGURE III.2 : DRAINAGE PAR EXPANSION DU GAZ DISSOUS.....	23
FIGURE III.3 : DRAINAGE PAR EXPANSION DE DOME DE GAZ.....	23
FIGURE III.4 ::DRAINAGE PAR EXPANSION D'AQUIFERE.....	24
FIGURE III.5 : L'ETAT DU FLUIDE DANS LE RESERVOIR AVANT ET APRES LA MISE EN PRODUCTION.....	25
FIGURE III.6 : VOLUMES DES FLUIDES AVANT ET APRES LA PRODUCTION.....	25
FIGURE V.1 :LA CARTE ISO HAUTEUR DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.....	42
FIGURE V.2: LA CARTE ISO POROSITÉ DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.....	42

FIGURE V.3: CARTE ISO SATURATION HUILE DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.....	43
FIGURE V.4: RS DE FLUIDE RÉSERVOIR ZONE 1C.....	46
FIGURE V.5: FVF DE FLUIDE RÉSERVOIR ON FONCTION DE PRESSION DE GISEMENT ZONE 1C.....	46
FIGURE V.6: VISCOSITÉ DE FLUIDE RÉSERVOIR ON FONCTION DE PRESSION DE GISEMENT ZONE1C.....	46
FIGURE V.7: HISTORY MATCHING ENTRE LA PRESSION MESURE ET LA PRESSION DE SIMULATION.....	47
FIGURE V.8: REPRÉSENTE LE MÉCANISME DE DRAINAGE DE LA ZONE 1C.....	47
FIGURE V.9: LES RÉSULTATS DONNÉE PAR MBAL.....	48
FIGURE V.10: LE DÉBIT DE PRODUCTION DE LA ZONE 1C PAR ANNÉE.....	49
FIGURE V.11:GRAPHE REPRÉSENTE LE DÉBIT, CUMUL DE PRODUCTION ET LE NOMBRE DES PUIITS EN PRODUCTION EN FONCTION DE TEMPE.....	50
FIGURE V.12 :LE COURBE DÉCLIN DE LA ZONE 1C DEPUIS L'ANNÉES 1980 COLLECTION DES DONNES PAR MOIS.....	52
FIGURE V.13 :LA PRODUCTION MENSUELLE DE LA ZONE 1C.....	52
FIGURE V.14 : LA TENDANCE DE DÉCLIN DE LE 05/07/2010 AU 01/01/2018.....	53
FIGURE V.15 : LA COURBE DÉCLIN APRÈS L'INJECTION.....	53
FIGURE V.16 : LA TENDANCE DE DECLINE DE LE 01/07/2010 AU 01/10/2017.....	54
FIGURE V.17 : LES PREVISION AVEC INJECTION.....	55

Liste des Tableaux

Tableau I 1 les problèmes des dépôts dans quelques puits depuis le rapport au labo de salinité	8
Tableau II 1 Répartition mondiale des réserves 2016.....	15
Tableau III 1 Les déférences entre bilan matière et simulation numérique.....	22
Tableau III 2 Les composants de l'équation bilan matière.....	26
Tableau IV 1:Les variables des modèles de déclin (exponentiel) et (harmonique).....	36
Tableau IV 2: Les variables de modèle de déclin (hyperbolique).....	37
Tableau IV 3: Les modèles de déclin et leur cas d'utilisation.....	37
Tableau IV 4: Les mécanismes de drainage et le modèle de déclin correspondant et les courbes d'intérêt.....	38
Tableau V 1 : l'état des puits forés entre 1979-1985.....	43
Tableau V 2 : l'état des puits forés entre 2001-2011.....	45
Tableau V 3 : la position et les caractéristiques petro-physique de chaque puits.....	47
Tableau V 4 : Les réserves par drain.....	45
Tableau V 5 : Les paramètres entrée dans Mbal.....	47
Tableau V 6 : les données PVT constant.....	47
Tableau V.7 : Les resultats de prevision.....	54
Tableau V.8 : Les resultats de prevision cas de bailliage.....	55

AAPG: American Association of Petroleum geologists.

API: American Petroleum Institute gravity

B_g : Facteur volumétrique d'gaz (vol/vol).

B_{gi} : Facteur volumétrique initial d'gaz au P_i (vol/vol).

B_{oi} : Facteur volumétrique initial d'huile au P_i (vol/vol).

BP : British Petroleum.

BV: Bulk Volume.

B_w : Facteur volumétrique d'eau (vol/vol).

B_{wi} : Facteur volumétrique initial d'eau au P_i (vol/vol).

C_A : Dietz shape factor ($C_A = 31.62$ pour un puits dans réservoir circulaire).

CFPA : Compagnie française des pétroles algériens

C_t : compressibilité totale.

D(1/ID/2/3/4/5): drains.

DCA : analyse des courbes de décline.

DDI : indice de déplétion.

éco : économique.

E_g : le facteur d'expansion de gaz.

EIA: Energy Information Administration

Elf : Essence Lubrifiant France

E_o : le facteur d'expansion de l'huile.

ESP : Electrical Submersible Pump

E_t : le facteur d'expansion total.

EUR : Estimated Ultimate Recovery.

G : volume d'accumulation de gaz.

Gb: Giga barils.

G_i : volume cumulée de gaz injectée.

GL : gas lift

GOC: Gas Oil Contact.

GOR: Gas Oil Ratio.

G_p : volume de production de gaz cumulée.

HCPV: hydrocarbon in pore volume.

HMD : Hassi messaoud.

H_t : Hauteur moyenne total de la roche (m).

H_u : Hauteur utile moyenne de la roche(m).

HZN : Hors Zone Nord.

irréc : irrécupérable.

md: Millie Darcy.

N : Réserves en place (m³).

N : volume d'accumulation d'huile.

N.B: (latin) *Nota Bene*.

nonéco :non économique.

N_p / N_{P_0} : volume de production d'huile cumulée.

\emptyset_{moy} : Porosité moyenne de la roche (fraction).

OOIP : Original Oil In Place

OPEP : Organisation des pays exportateurs de pétrole.

$\bar{p}(t)$: pression de réservoir moyen.

P / P(t) : pression actuel.

P_b : pression de bulle.

P_g : pression de gisement.

P_i : pression initial.

PPH : puits producteur d'huile.

PV: Pore volume.

PVT : pression volume température.

P_{wf} : Well face pressure / pression de fond de puits.

$P_x C_x U_x$: niveau de confiance.

$q / q_2 / q(t) / q_o(t)$: le débit de production actuel.

q_c : débit économique de base.

q_i / q_{oi} : le débit de production initial.

r : rayon de drainage. ($r_w < r < r_e$)

$R(1_{(i/a)} / 2/3)$: réservoir.

r_e : rayon extérieur de réservoir.

réc : récupérable.

R_f : facteur de récupération.

R_s : gas solution ratio.

R_{si} : initial gas solution ratio.

r_w : rayon de puits.

S : surface de la zone.

S : le facture de skin.

SCF: standard cubic feet.

SDI : indice de ségrégation.

SN REPAL : Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie

S_{omoy} : Saturation moyenne d'huile (fraction).

SPE: Society of Petroleum Engineers.

SR : Short Radius.

SR : short raduis

STB: stock tank barrels / standard barrels.

S_{wmoy} : Saturation moyenne d'eau (fraction).

t : l'intervalle de temps actuel (par mois du début de production).

t_c : le temps final de production économique.

t_0 : le temps avant l'intervalle de temps actuel

USGS: US Geological Survey.

v/v : unité de volume/ unité de volume.

V_{cut} : cumule de production final au q_c .

V_G : volume de gaz.

V_O : volume d'huile

V_P : volume des pores.

V_r : Volume de roche contenant des hydrocarbures (m³).

V_S : volume solide.

V_T : volume total.

V_w : volume d'eau.

W : volume d'accumulation d'eau.

WDI : indice d'entrée d'eau.

W_i : volume cumulée d'eau d'injectée.

WOR : Water Oil Ratio.

W_p : volume de production d'eau cumulée.

WPC: le World Petroleum Congress.

X-COR : la coordonnée X de puits.

Y-COR : la coordonnée Y de puits.

γ : le constante d'Euler $\gamma = 0.577216$.

ϕ : La porosité.

Introduction Générale

L'estimation des réserves de pétrole est l'une des phases les plus importantes du travail d'un ingénieur pétrolier puisque les solutions aux problèmes qu'il traite dépendent généralement d'une comparaison du coût estimé en dollars, avec le résultat attendu en barils de pétrole. Ces recommandations à la direction en ce qui concerne le meilleur plan d'action sont donc normalement basées sur l'équilibre le plus favorable entre les deux.

La détermination du volume total d'hydrocarbures dans la roche réservoir est un intérêt pour un ingénieur pétrolier. Car il peut évaluer le volume d'huile récupérable, les compartiments de fluide du réservoir, le taux de production et sélectionner la méthode de récupération idéale, la simulation du réservoir et prédire la date précise d'abondement du puits, les calculs de réserves sont fiables tant que les données de production / injection et l'information géologique sont fiables, ces données d'entrée doivent être bien collectées (technologies de mesure / personnel) et correctement introduites dans un modèle mathématique approprié.

Le processus d'estimation des réserves se divise en des diverses catégories : volumétrique, bilan matière, simulation numérique et analyse du courbe de déclin. La sélection des procédures d'estimation des réserves les plus appropriées dépend des informations disponibles. En général, la marge d'incertitude associée à une estimation diminuée et le niveau de confiance à mesure augmente plus que d'informations sont disponibles, et lorsque l'estimation est prise en charge par plus d'une méthode. Indépendamment de la méthode d'estimation utilisée, les résultats doivent répondre aux critères de certitude imposée par la politique de l'entreprise ou les lois gouvernementales.

Notre travail est subdivisé en Cinq Chapitres :

Introduction générale.

- Première Chapitre : Généralités sur le champ HMD et présentation de la zone 1C
- Deuxième Chapitre : Les ressources et Les réserves
- Troisième Chapitre : La méthode volumétrique et Bilan Matière
- Quatrième Chapitre : La méthode courbe déclin
- Cinquième Chapitre : Etude de cas (application les trios méthodes sur la zone 1C)

Conclusion générale.

CHAPITE I

Présentation du Champ de H.M.D et La Zone 1C.

CHAPITRE I : PRESENTATION DU CHAMP DE H.M.D ET LA ZONE 1C.

I.1.Introduction :

L'Algérie parmi les grands pays producteurs des hydrocarbures a cause les divers géants gisements de gaz comme Hassi R'mel et de pétrole comme Hassi Messaoud, 97 % d'économie algérienne basée sur le pétrole.

Le grand gisement pétrolier dans l'Algérie c'est le gisement de Hassi Messaoud,

Ce gisement découverte en juin 1956 par les deux sociétés françaises SN REPAL et CFPA avec le premier puits productif MD1.

En 1958, neuf puits sont en état de productivité : quatre sur le permis de la CFPA (devenue par la suite Total et basée à Ouargla) : OM 1, OM 6, OM 7, OM 81 (Oued-Mya), et cinq sur celui de la REPAL (devenue Elf)) : MD 2, 3, 4 et 5 et le MD1.

I.2. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Est d'Alger (650 km à vol d'oiseau) et à 350 km de la frontière Tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

- De : 790.000 à 840.000 Est.
- De : 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 15°.
- A l'ouest par la longitude 5 40°.
- Au Sud par latitude 31 30°.
- A l'Est par la longitude 6 35°.



FIGURE I0.1 : SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP DE (HMD).

I.3 Aspect structurel du réservoir :

Les grés de Hassi-Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en trois unités, R1 (Ri, Ra), R2 et R3, qui constituent le Cambrien. Chaque zone est subdivisée en drain. La notion de drains fait appel aux données sédimentologies, diagaphiques et à la qualité réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétro physiques du réservoir. D'où :

❖ Ri : (13% des réserves) Son épaisseur moyenne est de 42 m, elle se compose de grés quartzitiques isométriques, fins bien classés, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites. Elle contient le drain D5.

❖ Ra : (68% des réserves) Son épaisseur moyenne est de 125 m, elle se compose de grés quartzitiques an isométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux. Elle contient les drains D1, ID, D2, D3 et D4, d'où :

✓ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grés à stratifications obliques tabulaires fréquents formant des méga-rides.

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

✓ D2 : grés grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fins bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosions vers la zone centrale du champ.

✓ ID : Niveau plus minces argileux siliceux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

✓ D1 : Grés grossiers à stratifications, de type oblique arqués, dominantes bien marquées et souvent à base micro- conglomérations, avec absence de tigillites.

❖ R2 : (19% des réserves) Son épaisseur moyenne est de 100 m, Il se compose de grès moyen à grossier, micacés, mal classé, à ciment argileux, assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

❖ R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 m, elle se compose de grés très grossiers, micacés, conglomératiques à la base, à ciment argileux et siliceux reposant sur le socle granitique, sans aucun intérêt pétrolier.

I.4 Les Caractéristiques du réservoir :

- L'huile est légère de densité moyenne 0.8 (45° API).
- La pression de gisement est variable de 120 à 400 (kg/cm^2).
- La température est de l'ordre de 120 °c.
- Le GOR de dissolution est de l'ordre de 219 (v/v), sauf pour les puits en percée de gaz où le GOR peut dépasser 1000 (v/v).
- La porosité est faible, elle est de l'ordre de 5 à 10%.
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md.
- Contact huile/eau : - 3380 m.
- Le Point de Bulle est varié entre 140 à 200 (kg/cm^2).
- La côte de référence : - 3200 m.
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre jusqu'à 120 m mais peut également être nulle.
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.

I.5 Les Zones du champ de Hassi Messaoud :

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices séparées par des zones stériles (les inters zones).

Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui se comportent de la même manière du point de vue pression de gisement (iso pression).

Ces 25 zones constituent la partie centrale du champ de HMD, limité au sud par l'hors zone sud (HZS), et au nord par l'hors zone nord (HZN ou Upside) qui représente le secteur objet de la présente étude.

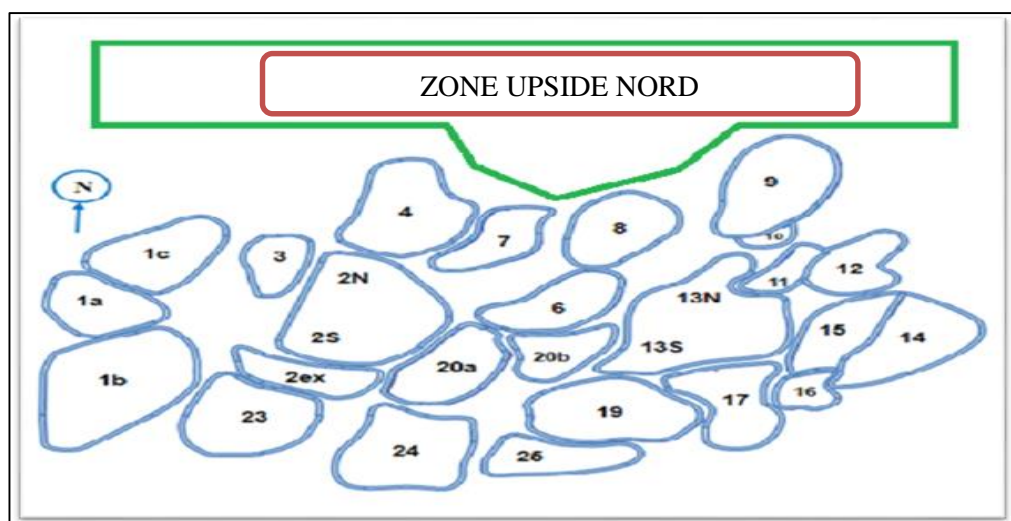


FIGURE I.2 : CARTE DES ZONES DU CHAMP DE (HMD).

I.6. Présentation de la zone 1C :

La zone 1C se situe au nord du champ de Hassi Messaoud (Fig.I.3), représente une partie de zone 1, la production de cette zone est à cause la déplétion Natural elle est limitée au :

Nord par la zone Hors Zone.

Est par la zone 3.

Sud par la zone 1a.

Elle est localisée en coordonnées Lambert entre :

X : (794704.6649) et (800087.75003).

Y : (131862.068966) et (1401364.456233).

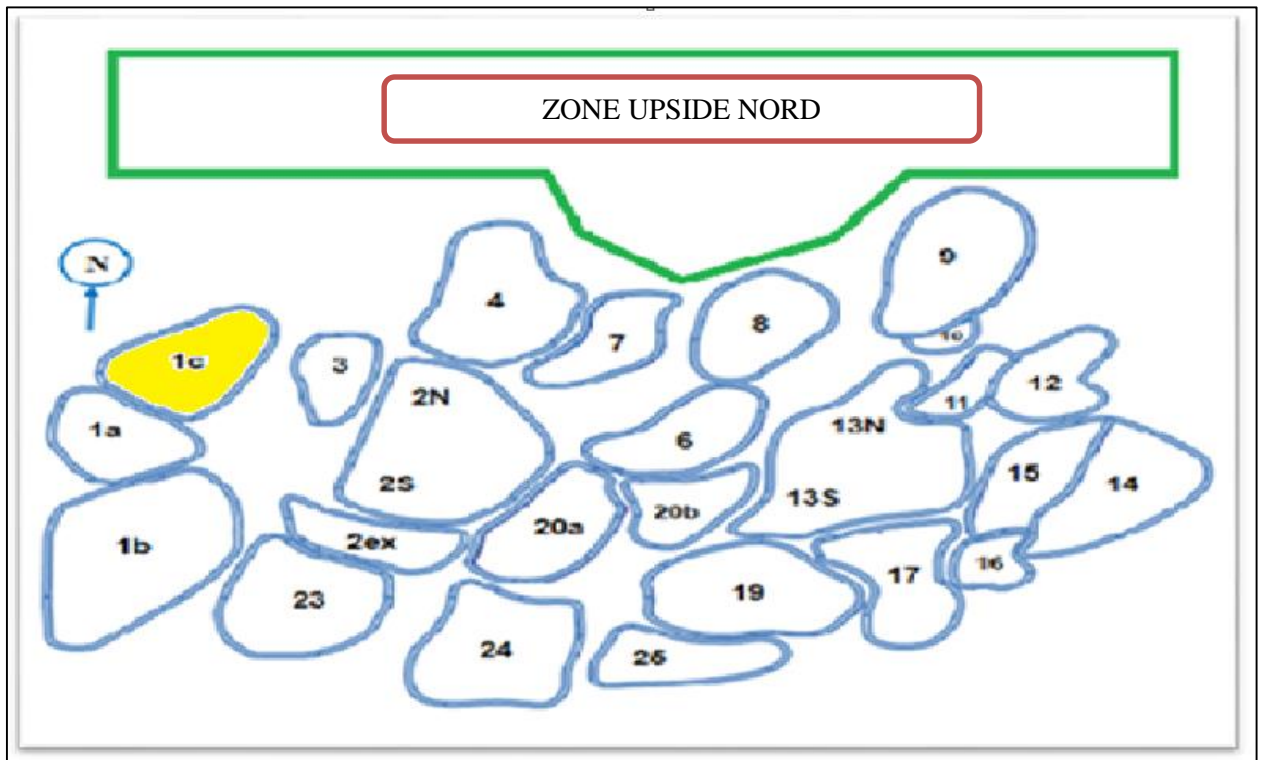


FIGURE I.3 : LA POSITION DE LA ZONE 1C DANS LE CHAMP (HMD).

Présence de joints argilo-micacées, parfois stylolitiques, grés-verdâtres, parfois bruns.

Présence de tigillites disparaissant vers 3465m.

Stratification : inobservable, parfois oblique, rarement entrecroisée.

Quelques passées centimétriques, parfois décimétriques de siltstone, grés-verdâtre, parfois grés-noir, plus nombreuses au D5 et au D3.

Nombreuses fissures subhorizontales, vides, parfois à remplissage d'argile, de pyrite ou de silice, moins fréquentes au D2.

Quelques fissures subverticales fermées, vides ou colmatées de bitume, d'argile, de silice ou de pyrite, rares au D2, localement nombreuses au D5 et au D4.

1.6.2 Analyse des paramètres pétro-physiques

Le réservoir dans la zone 1C a des faibles qualités à cause de leur caractéristiques moyennes : la saturation en eau (17.1%), la porosité (07.175 %), et la perméabilité (03.068 md).

- a- **La saturation en eau** : la saturation en eau des différents drains de la zone 1C varie entre 6.4% (OMM66) et 25.2 % (OMM763).
- b- **La perméabilité** : la perméabilité de la zone varie entre 0.07md (OMM632) et 14.22md (OMM54), La perméabilité est élevée dans le drain D4 par rapport aux autres drains
- c- **La porosité** : la porosité de la zone 1C varie entre 9.247 % (OMM741) et diminue jusqu' à 4.526 % (OMM763).
- **Commentaire** : Dans la zone 1C nous Remarquons que les paramètres pétro-physiques de puits producteur (OMM622) est le meilleur avec une porosité 8.07 %, perméabilité 19.82% et saturation en huile 91.44 %.

1.6.3 Les problèmes de zone 1C :

- Problèmes d'exploitation : production par déplétion naturelle à ce jour.
- Production d'eau de réservoir.
- Les dépôts de sel.
- Les dépôts organiques (asphalte).
- Problème de sable de formation dans quelque puits.

PUITS	DATE	PROBLEME DE DEPOT
OMM741	21/08/2009	CAILLOUX
	10/04/2014	22.5% CaCO3
		8.5% MgCO3
		7.4% Matière organique
		Reste grés de formation
11/11/2014	Billes de fracturation	
OMMZ751	21/01/2010	INTERIEUR CCE : 100% Asphalte
		EXTERIEUR CCE :Produits des traitements + FeCO3
OMM67	08/03/2014	30% Perte par calcination
		Reste produit de corrosion (FeS. FeCO3. Fe2O3)
OMM773	08/04/2014	100% Grés de formation
OMM652	05/12/2012	98% Sel NaCl

Tableau I.1 : les problemes des dépôts dans quelques puits depuis le rapport au labo de salinité.

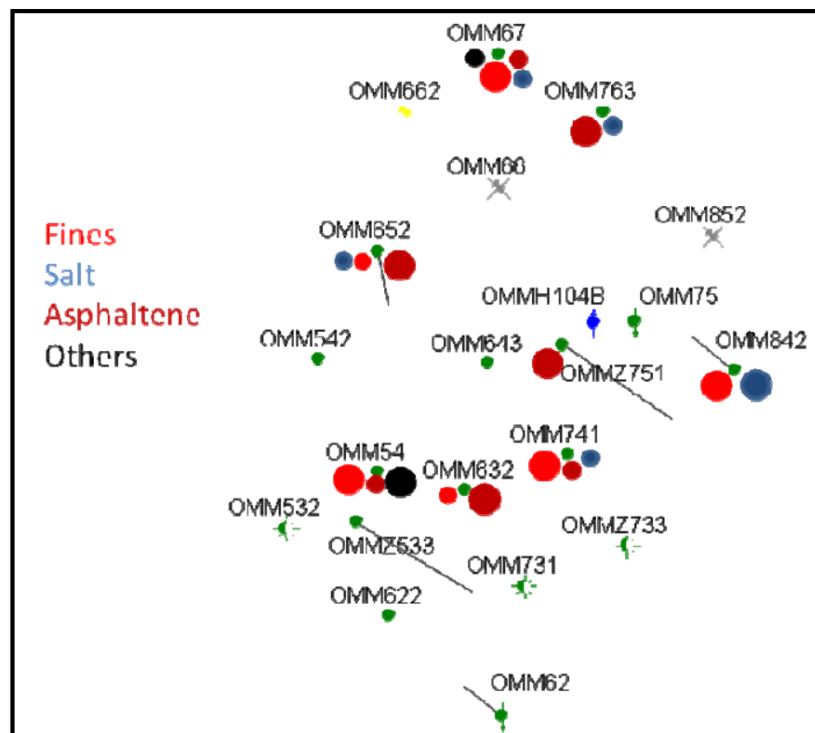


FIGURE I.5 : REPRESENTE LES DEPOTS DANS CHAQUE PUIT

I.6.4 La situation de la zone 1C :

La zone 1C est une zone de moyen superficielle dans le champ de Hassi Messaoud, dans cette zone il y a 24 puits foré, la situation actuelle des puits comme suit :

- (4) Puits Producteur huile en gaz lift (2 ouverts et 2 fermés).
- (14) Puits producteur Huile éruptif (7 ouverts et 12 fermés).
- (3) Inexploitable.
- (1) Abandonnée et (1) Puits Sec.
- (1) Producteur Eau.

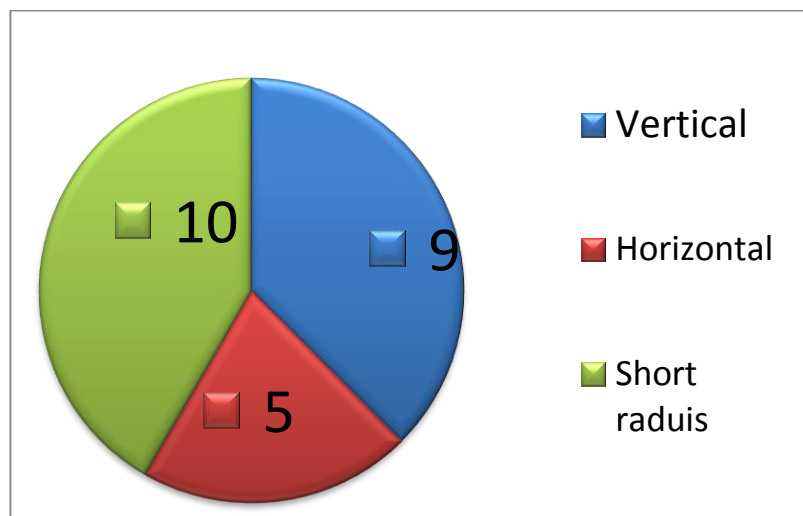


FIGURE I.6 : LES PROFILS DES PUIITS DE LA ZONE 1C.

Les principales causes de fermeture des puits :

- Production par intermittence.
- Un bouchage en tête.
- Production d'eau.
- Bouchage par sel.
- Débit nul.
- Passage gaz négatif.

I.7 Conclusion

La zone 1 c'est une partie de la zone 1 qu'il est parmi les 25 zones de champ nord de Hassi Messaoud.

La zone 1c c'est une zone avec moyen surface et moyen propriété pétro-physique et plusieurs problèmes comme les dépôts organiques et les dépôts de sel.

Dans cette zone la récupération est primaire avec une énergie naturelle pas d'injection d'eau ou de gaz.

CHAPITE II

Les Ressources et Les Réserves.

CHAPITRE II : LES RESSOURCES ET LES RESERVES

II.1. Introduction :

Les ressources naturelles sont des richesses que l'être humain n'avait pas une intervention dans son existence ou répartition dans la nature qu'il s'agisse au-dessus du sol ou souterrain. [1] Leur découverte est essentielle non seulement à cause de ses utilisations comme des commodités utiles mais aussi elles sont à travers l'histoire importantes à l'existence et développement des civilisations. Leur répartition inhomogène ce qui signifie qu'il pourrait y avoir un besoin de ressources d'une autre civilisation, qui permet de créer des routes d'échange et commerce entre les civilisations même que les guerres. Cela a fait que chaque civilisation ait une réserve de ses ressources les plus importantes (eau potable ou non, l'or, le bois, le fer, le Cuivre, le charbon, l'huile, et le gaz ...).

Du point de vue de l'ingénierie pétrolière les ressources et les réserves ont d'autres définitions et classifications qui seront discutées dans ce chapitre.

II-2. Classification des ressources :

En février 2000, les définitions des ressources ont été approuvées et publiées par la Society of Petroleum Engineers (SPE), le World Petroleum Congress (WPC) et l'American Association of Petroleum geologists (AAPG). [2]

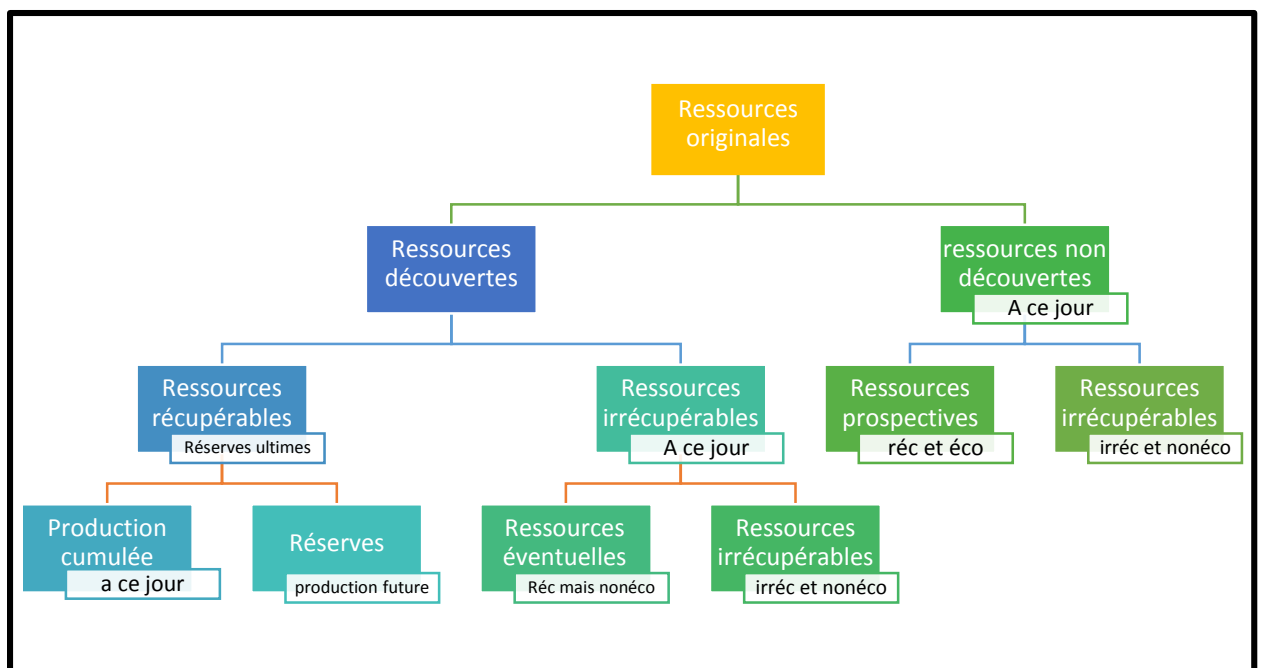


FIGURE II.1 : UN ORGANIGRAMME REPRESENTE LES CLASSIFICATIONS DES RESSOURCES.

II.3. Les définitions des ressources : [2]**➤ Ressources originales :**

Les ressources originales sont les quantités de pétrole et de gaz estimées avoir existé à l'origine dans la croûte terrestre dans des accumulations naturelles.

➤ Ressources découvertes :

Les ressources découvertes sont les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée qui restent dans le sous-sol, plus les quantités déjà produites à partir d'accumulations connues.

➤ Les ressources récupérables découvertes :

Les ressources récupérables découvertes sont appelées réserves ultimes (production cumulative plus production future (réserves)).

N.B : les réserves ultimes (Estimated Ultimate Recovery (EUR)) : Le volume total de pétrole ou de gaz qui devrait être extrait d'une réserve souterraine. C'est la quantité de pétrole et de gaz qui devrait être économiquement récupérée à partir d'un réservoir ou d'un champ à la fin de sa durée de vie productif.

➤ Les réserves :

Ces quantités de pétrole et de gaz devraient être économiquement récupérables à partir des ressources découvertes. La définition de l'économique pour une accumulation variera en fonction des conditions locales de prix, de coûts et de circonstances des opérations et est laissée à la discrétion du pays ou de la société concernée.

Ces quantités ne doivent pas être classées comme réserves à moins qu'il y a des expectations que l'accumulation doit être développée et mise en production dans un délai raisonnable (Conditions techniques).

Dans certaines circonstances, les réserves peuvent être affectées à des accumulations connues, même si le développement peut ne pas avoir lieu avant un certain temps. Par exemple, les champs peuvent être consacrés à un contrat d'approvisionnement à long terme et ne seront développés que lorsqu'ils seront nécessaires pour satisfaire à ce contrat (Réserves pour les générations futures).

➤ Les ressources irrécupérables découvertes :

Les ressources irrécupérables découvertes sont divisées en ressources éventuelles et les ressources irrécupérables.

Les Ressources éventuelles :

Les ressources éventuelles sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée qui pourraient être récupérées des accumulations connues utilisant une technologie établie ou une technologie en cours de développement, mais qui ne sont pas économiquement rentable dans le moment présent.

Ce type peut inclure des accumulations pour lesquelles il n'existe actuellement aucun marché viable en raison d'une ou plusieurs éventualités. (Juridique, réglementaire, accès au marché, facteurs politiques, licences sociales, économique, engagement à développer, temps de développement).

➤ Les Ressources non découvertes :

Les ressources non découvertes sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée qui doivent être contenues dans des accumulations qui restent à découvrir.

➤ Les Ressources prospectives :

Les ressources prospectives sont définies comme les quantités de pétrole et de gaz estimées à une date donnée qui pourraient être récupérées d'accumulations non découvertes. Ils sont techniquement viables et économiques à récupérer.

➤ Les ressources irrécupérables :

Ils représentent les quantités de pétrole qui se trouvent dans le réservoir après la fin de la production commerciale et dans des accumulations connues et inconnues qui ne sont pas considérées comme récupérables en raison du manque de processus de récupération technique et économique. Découvertes ou non découvertes, elles ne sont ni techniquement possibles ni économiques à produire.

II.4. Classification des réserves :

En raison de la grande incertitude entourant l'estimation des ressources, les évaluations de ces actifs nécessitent un certain type de méthode probabiliste. Les concepts de valeur attendue et les analyses d'arbre de décision sont des routines, Mais dans les projets à haut risque et à forte récompense, la simulation Monte Carlo peut être utilisée.

II.4.1. Classification des réserves selon le degré d'incertitude :

Lors de l'évaluation des ressources, en particulier les ressources éventuelles et prospectives, parmi les catégories recommandées :

➤ **Faible estimation (pessimiste) :**

Ceci est considéré comme une estimation conservatrice de la quantité qui sera réellement récupérée de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P90 avec un niveau de risque 10 %.

➤ **Meilleure estimation :**

Ceci est considéré comme la meilleure estimation de la quantité qui sera réellement récupérée de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme est une mesure de la tendance centrale de la distribution de l'incertitude (le plus probable / mode, P50 / médiane, ou moyenne arithmétique / moyenne).

➤ **Haute estimation (optimiste) :**

Ceci est considéré comme une estimation optimiste de la quantité qui sera réellement récupérée de l'accumulation. Si des méthodes probabilistes sont utilisées, ce terme reflète un niveau de confiance P10.

II.4.2. Classification selon les volumes récupérés :

Les réserves sont estimées les quantités restantes de pétrole et de gaz naturel à partir d'accumulations connues, à partir d'une date donnée, sur la base de :

- L'analyse des données de forage, géologiques, géophysiques et d'ingénierie.
- L'utilisation de la technologie établie.
- Les conditions économiques spécifiées, généralement acceptées comme raisonnables, et qui doivent être divulguées.

Les réserves sont classées selon le degré de certitude associé aux estimations.

➤ **Réserves prouvées :**

Les réserves prouvées sont les réserves qui peuvent être estimées avec un degré élevé de certitude pour pouvoir être récupérées. Il est probable que les quantités restantes réelles récupérées dépasseront les réserves prouvées estimées.

➤ **Réserves probables :**

Les réserves probables sont les réserves supplémentaires qui sont moins sûres d'être récupérées que les réserves prouvées. Il est également probable que les quantités restantes réelles récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées + probables estimées.

➤ **Réserves possibles :**

Les réserves possibles sont les réserves supplémentaires qui sont moins sûres d'être récupérées que les réserves probables. Il est peu probable que les quantités restantes effectivement récupérées dépassent la somme des réserves estimées prouvées + probables + possibles.

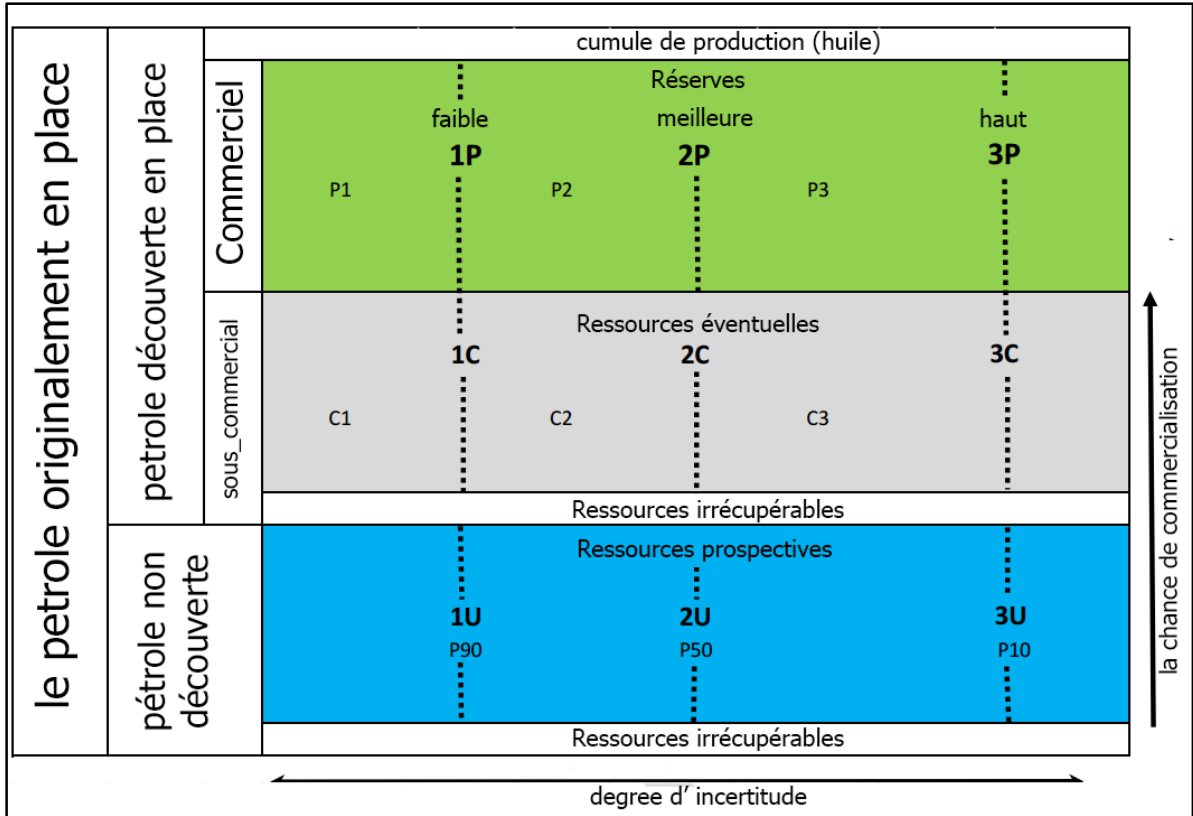


FIGURE II.2 : CLASSIFICATION DES RESSOURCES SELON LE DEGREE D'INCERTITUDE ET LA CHANCE DE COMMERCIALISATION.[3]

II.5. Les réserves pétrolières mondiales et les réserves algériennes

II.5.1. Les réserves pétrolières mondiales et Répartition mondiale des réserves

Au niveau mondial, de nombreuses estimations des réserves ultimes ont été réalisées depuis les années 1940 (73 pays dans le graphique ci-dessous). D'abord largement en deçà de la réalité, la moyenne de ces estimations est ensuite restée stable autour de 2000 Gb pendant plus de quarante années. Plusieurs d'entre elles, émanant d'organisations américaines (EIA, Exxon Mobil et USGS) depuis le début des années 2000, se situaient entre 3000 et 4000 Gb, faisant remonter la tendance. Selon Jean Laherrère un expert et un ingénieur, il y aurait confusion entre hydrocarbures conventionnels et non conventionnels dans ces estimations.

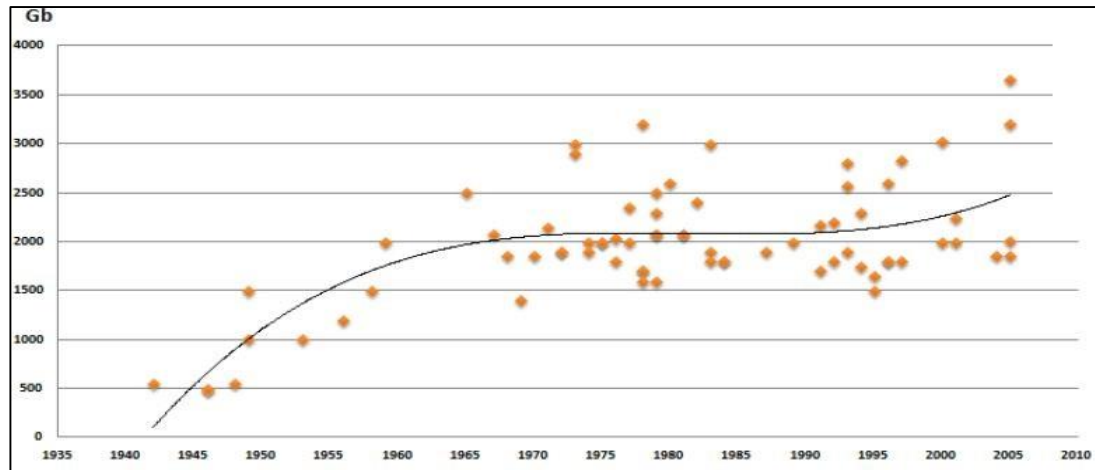


FIGURE II.3 : ESTIMATION DES RESERVES ULTIMES AVEC UNE COURBE DE TENDANCE.

Les estimations inférieures à 1500 Gb ont été réalisées entre 1940 et 1970 et environ deux tiers des estimations se situent entre 1500 et 2500 Gb. L’USGS (US Geological Survey) évalue les réserves ultimes avec une fourchette comprise entre 2248 Gb (95% de probabilité en l’an 2012) et 3896 Gb (5% de probabilité en l’an 2012), pour une valeur moyenne envisagée de 3003 Gb. (Ce sont les résultats d'une ancienne étude) [4]

En 2017, l'Energy Information Administration (EIA) et la British Petroleum Oil Company ont publié un rapport mondial sur l'énergie contenant une estimation des réserves de chaque pays producteur et du nombre de barils produits chaque jour. La section suivante discute les résultats des deux.

Total des réserves prouvées	Estimée par British Petroleum
Amérique du Nord	227.5
Amérique du Sud et Centrale	327.9
Europe et Eurasie	161.5
Moyen-Orient	813.5
Afrique	128
Asie-Pacifique	48.4
Le monde	1706.7

Tableau II.1 : Répartition mondiale des réserves par milliard des barils 2016. [5]

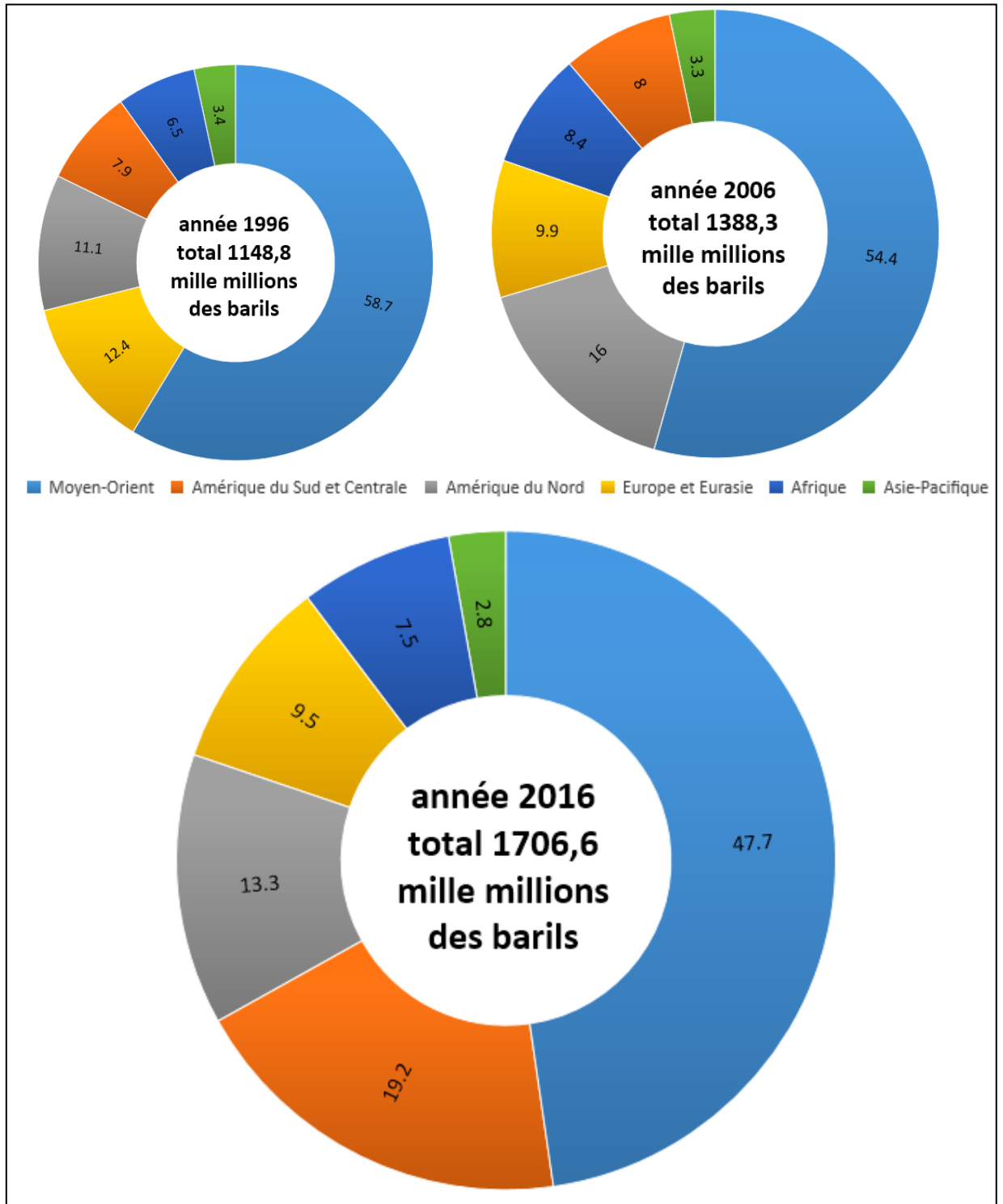


FIGURE II-4 : REPARTITION MONDIALE DES RESERVES PROUVEES DE PETROLE PAR CONTINENTS 1996,2006,2016. [5]

Les réserves mondiales prouvées de pétrole en 2016 ont augmenté de 15 milliards de barils (0,9%) à 1707 milliards de barils, ce qui suffirait pour atteindre 50,6 années de production mondiale aux niveaux de 2016. L'augmentation provient principalement de l'Irak (10 milliards de barils) et de la Russie (7 milliards de barils), avec de légères baisses (inférieur à 1 milliard de barils) réparties dans un certain nombre de pays et de régions. Les pays de l'OPEP détiennent actuellement 71,5% des réserves prouvées mondiales.

II.5.2. Les réserves pétrolières algériennes

L'Algérie est un pays producteur de pétrole et un membre de l'OPEP (L'Organisation des pays exportateurs de pétrole) avec une réserve prouvée estimée de 12,2 milliards de barils à la fin de l'année 2016 par British Petroleum, c'est ce qui fait d'elle le 15^{ème} pays dans les pays avec la plus grande réserve prouvée, le pétrole algérien a des caractéristiques superbes selon les normes de l'industrie et le marché spécialement sa densité faible (légère) et ses concentrations très faibles en H₂S à non existant. Le pétrole algérien existe dans des volumes plus grands au sud saharien que de nord.

A cause de la grande surface de l'Algérie il reste au ce jour des terrains non examinés par les équipes d'exploration qui ouvriront la porte à des nouvelles découvertes.

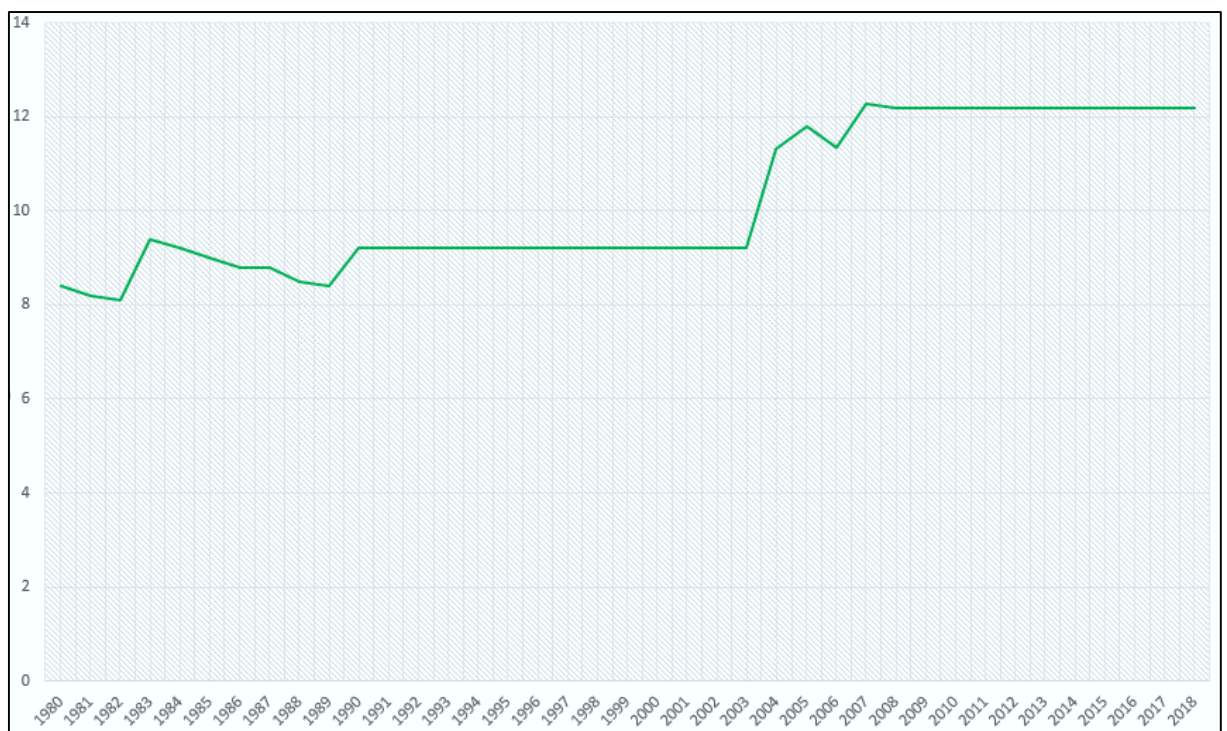


FIGURE II.5 : LES RESERVES ALGERIENS PROUVEES 1980-2018 EIA.

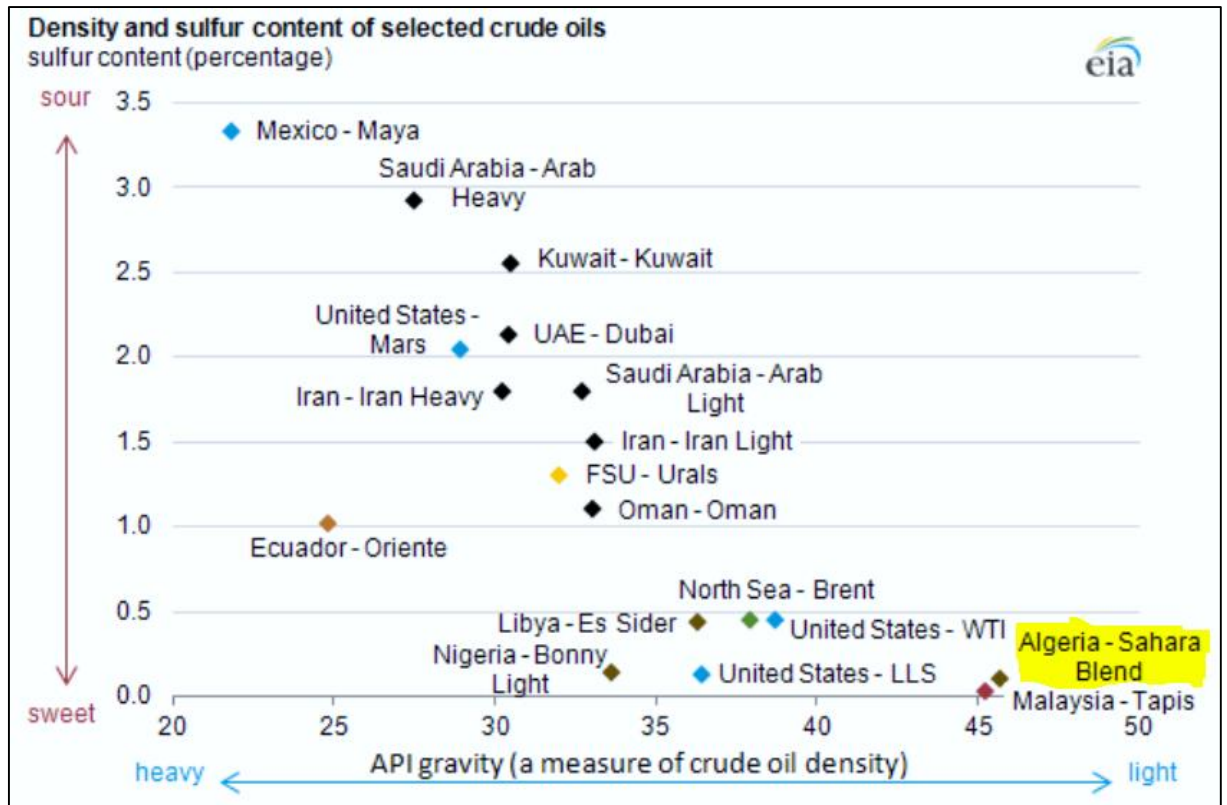


FIGURE II.6 : LA QUANTITE EN SURFACE DANS LE BRUT DE QUELQUE PAYS PAR RAPPORT AU DENSITE. [6]

II.6. Conclusion

- Les réserves mondiales prouvées de pétrole estimée de 1707 milliards des barils peuvent atteindre 50,6 années de production mondiale aux niveaux de 2016.
- L'Algérie est un pays producteur de pétrole et un membre de l'OPEP avec une réserve important estimée de 12.2 milliard barils.
- Les pays de l'OPEP détiennent actuellement 71,5% des réserves prouvées mondiales.
- Le brute algérienne est de super qualité par rapport à la plupart de pays de monde.
- Les estimations des réserves contiennent toujours une marge d'incertitude.
- Il existe trois type des estimations de réserves par rapport au degré d'incertitude (pessimiste (conservative), Meilleure, optimiste).

CHAPITE III

La méthode volumétrique et Bilan Matière.

CHAPITRE III : LA METHODE VOLUMETRIQUE ET BILAN MATIERE

III.1. Introduction :

L'une des informations la plus importante pour l'exploitation et le développement d'un gisement c'est la quantité des hydrocarbures en place, après la connaissance des volumes des hydrocarbures (OOIP) et avec une étude techno économique une décision politique Nous décidons d'exploiter le gisement ou non.

- La disions politique : car certaines zones géographiques ne sont que partiellement ouvertes à l'exploration par les Etats qui les contrôlent exemple : une zone militaire.
- Etude technique : car il existe des zones où les méthodes géologiques et géophysiques demeurent encore insuffisantes par exemple (l'offshore ultra-profond)

L'ingénieur de réservoir c'est le premier responsable de calculer des réserves des hydrocarbures on place par des méthodes simplifiées et des méthodes modernes.

- **Methods simplifies:**

- 1- **La méthode volumétrique** : basée sur les caractéristiques Pétro-physiques moyennes dans le réservoir (elle vise la totalité d'huile dans le champ).
- 2- **La méthode dynamique** : basée sur le déplacement de fluide sous la différence de pression (elle vise uniquement les réserves dynamique).

- **Methods moderns:** [7]

Modèles numériques-modélisation- (permettent de tenir compte des hétérogénéités).

III.2. La méthode statique (volumétrique)

La méthode volumétrique peut être utilisée à n'importe quel stage de déplétion ou même pendant la phase de développement, elle assimile le gisement comme un bloc homogène qui a des paramètres pétro physiques isotopiques, c'est paramétré sont mesuré par deux méthodes diagraphie et par carottage

III.2.1. La porosité :

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_T est constitué d'un volume solide V_S et d'un volume des pores V_P . On appelle porosité ϕ :

$$\phi = \frac{V_{pores}}{V_{total}}$$

ϕ Exprimée en %

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T + V_S}{V_T} = 1 + \frac{V_S}{V_T}$$

La porosité, qui intéresse le spécialiste gisements, est celle qui permet la circulation des fluides se trouvant dans les pores. C'est la porosité utile ϕ_u qui correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur. [7]

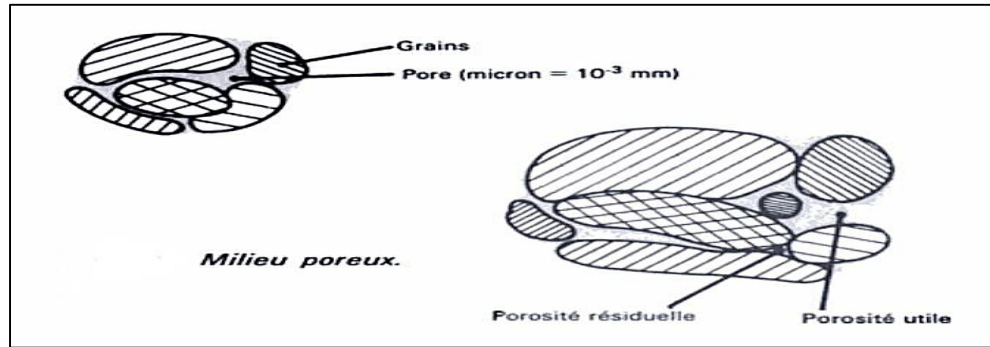


FIGURE III.1 : LES PORES ET LA POROSITE UTILE ET LA POROSITE RESIDUELLE.

III.2.2. La saturation :

Dans le volume de pores V_p se trouvent un volume V_w d'eau, un volume V_o d'huile et un volume V_g de gaz $V_w + V_o + V_g = V_p$

Les saturations en huile, eau et gaz sont : exprimée en pourcents %.

$S_w = \frac{V_w}{V_p}$	$S_o = \frac{V_o}{V_p}$	$S_g = \frac{V_g}{V_p}$
-------------------------	-------------------------	-------------------------

Avec $V_w + V_o + V_g = 100\%$

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement, nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante. [7]

*Le volume d'huile en place dans les conditions standards est donné par : [8]

$$N = V_r * (H_u/H_t) * \phi_{moy} * (1 - S_{wmoy})/B_{oi}$$

N : Réserves en place (m³).

H_u : Hauteur utile moyenne de la roche(m).

H_t : Hauteur moyenne total de la roche (m).

V_r : Volume de roche contenant des hydrocarbures (m³).

Ø_{moy} : Porosité moyenne de la roche (fraction).

S_{omoy} : Saturation moyenne d'huile (fraction).

Boi : Facteur volumétrique initial d'huile (vol/vol).

D'autre part :

- Volume de roche réservoir (BV) = surface de réservoir × épaisseur.
- Le volume des pores de réservoir (PV) = surface de réservoir × épaisseur × porosité.
- Le volume des hydrocarbures dans les pores (HCPV) = surface de réservoir × épaisseur × porosité × saturation des hydrocarbures.

$$\text{OOIP} = \frac{\text{surface de réservoir} \times \text{épaisseur utile} \times \text{porosité} \times \text{saturation des hydrocarbures}}{\text{facteur volumétrique}}$$

$$N = S * H_u * \phi_{moy} * (1 - S_{wmoy}) / B_{oi}$$

S : surface de la zone.

Hu : Hauteur utile.

N : Réserves en place (m³).

Boi : Facteur volumétrique initial d'huile.

Les valeurs moyennes des paramètres Hu, Sw, et Φ sont calculées pour chaque puits par la méthode de moyenne pondéré comme suit [2] :

$$S_{wmoy} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{wi} \cdot h_{ui} \cdot \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot \phi_i}$$

$$\phi_{moy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot \phi_i}{\sum_{i=1}^n h_{ui}}$$

$$H_{umoy} = \frac{\sum_{i=1}^n h_{ui} \cdot H_{ti}}{\sum_{i=1}^n H_{ti}}$$

III.3. La méthode dynamique (Bilan Matière) :

Elle s'intéresse seulement aux déplacements de fluides donc là où il y a une différence de pression, elle permet de donner les quantités dynamiques, cette dernière méthode n'est plus applicable que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans min) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

- **Les avantages de bilan matière**

- Estimation des réserves en place.
- Analyse et prédiction des performances futures du réservoir.
- Définir les régimes de drainage participant à la production et leurs taux de contribution. [9]

III.3.1. Les différences entre bilan matière et simulation numérique :

Bilan matière	Simulation numérique
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Le modèle géologique n'est pas nécessaire ➤ Données de production ➤ Données de pression ➤ Données PVT 	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Le modèle géologique est nécessaire ➤ Données de production ➤ Propriétés pétro-physique ➤ Données PVT

Tableau III.1 : Les différences entre bilan matière et simulation numérique.

III.3.2. Les mécanismes de drainage :

La récupération primaire correspond aux mécanismes de drainage naturel qui peuvent être classés en deux groupes : [10]

- Drainage par expansion des fluides de réservoir : le réservoir est peu étendu et il n'y a pas d'aquifère actif :
 - Expansion monophasique du fluide réservoir et réduction du volume des pores (Déplétion naturelle).
 - Drainage par expansion du gaz dissous.
 - Drainage par expansion du dôme de gaz (gaz cap).
- Drainage par expansion d'aquifère:

Le réservoir est en contact avec un grand aquifère actif qui assure le maintien en pression du réservoir.

III.3.2.1. Déplétion naturelle (huile sous saturé) :

- La déplétion naturelle des réservoirs d'huile sous saturée est le mécanisme de drainage le plus simple.
- Il est basé sur l'expansion du volume d'huile et d'eau interstitielle et la diminution du volume des pores sous l'effet de la chute de pression du réservoir.
- Étant donné les faibles compressibilités, le (coefficient de récupération) attendu est Faible, normalement de l'ordre de 5 %.

III.3.2.2. Drainage par expansion du gaz

dissous :

- L'huile se déplace grâce à l'expansion du gaz dissous libéré dans le Réservoir au fur et à mesure que la pression chute en dessous de la pression de point de bulle.
- Les réservoirs produits par expansion des

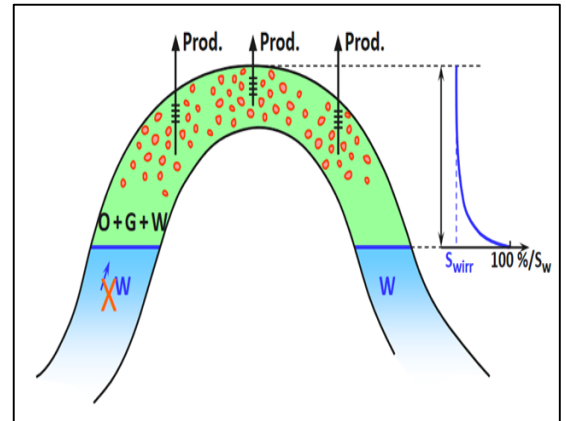


FIGURE III.2 : DRAINAGE PAR EXPANSION DU GAZ DISSOUS.

gaz dissous présentent en général une chute rapide de la pression du réservoir et,

par conséquent, une diminution rapide de la production d'huile, tandis que le GOR augmente rapidement par rapport à la valeur initiale jusqu'à une valeur maximale, avant de chuter rapidement.

- Le coefficient de récupération est généralement faible, normalement dans une fourchette de 5 à 25 %. [10]

III.3.2.3. Drainage par expansion de dôme de gaz :

- Ce mécanisme de drainage est lié à l'expansion du gaz libre sous l'effet de la diminution de la pression associée à la production d'huile.
- Pour être efficace il faut un grand dôme de gaz (dôme de gaz initial ou secondaire formé par le gaz dissous).
- Un mécanisme de drainage par expansion de dôme de gaz efficace présente normalement une diminution lente de la pression du réservoir et une diminution lente de la production d'huile

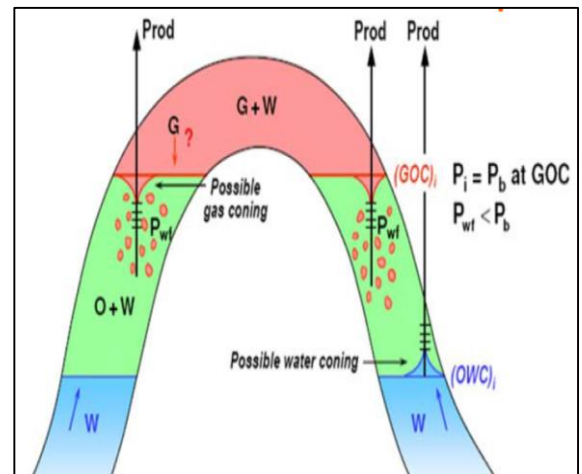


FIGURE III.3 : DRAINAGE PAR EXPANSION DE DOME DE GAZ.

tandis que le GOR augmente lentement et progressivement.

- Le coefficient de récupération est l'ordre de 20 à 40 % en général et dépend beaucoup des perméabilités verticales.

III.3.2.4. Drainage par expansion d'aquifère (water drive):

- La source d'énergie primaire est fournie par des entrées d'eau (provenant d'un aquifère adjacent) dans le réservoir ; l'énergie nécessaire à ce déplacement d'eau provient de l'expansion du volume d'eau et de la réduction du volume poreux dans l'aquifère.
- L'efficacité du drainage par expansion d'aquifère dépend des propriétés de l'aquifère et non du réservoir ; les deux paramètres principaux sont la transmissibilité de l'aquifère aux temps courts et la taille de l'aquifère aux temps longs.
- Le débit total de fluide demeure généralement constant, avec une forte augmentation du WOR tandis que le GOR de meure généralement constant.
- Le facteur de récupération peut atteindre des valeurs de 40 à 60 %. [10]

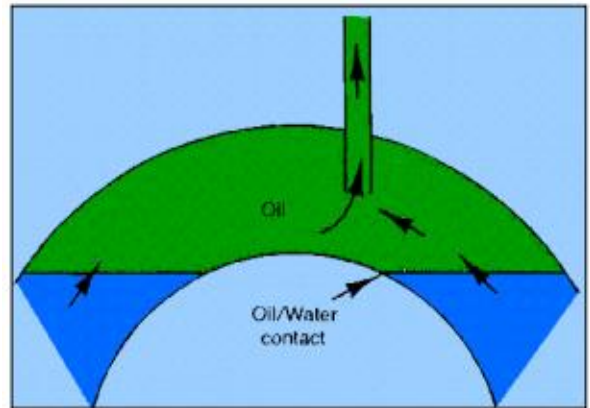


FIGURE III.4 : DRAINAGE PAR EXPANSION D'AQUIFERE.

III.3.3. Les types de régimes de pression :

- Pression hydrostatique normale : pression correspondant au poids d'une colonne verticale d'eau depuis la surface.
- Sous pression ou pression sous-normale : pression inférieure à la pression hydrostatique normale.
- Surpression : pression supérieure à la pression hydrostatique normale, peut être causé par des phénomènes de compaction, soulèvement de la formation, failage, repressurisation, génération d'hydrocarbure, déposition massive d'évaporites, etc. [10]

III.3.4. Les Hypothèse de l'équation de bilan matière :

- Le réservoir étant un système fermé, ça nous permet de considérer une pression moyenne sur toute l'étendue du gisement.
- La température de gisement est constante ou varie légèrement d'une manière négligeable.
- Le réservoir a un volume constant exceptant l'effet des compressibilités qui sont prises en compte dans l'équation.

III.3.5. Le principe de bilan matière :

C'est une Équation de continuité pour le réservoir ou partie de réservoir pendant un intervalle de temps fin. [10]

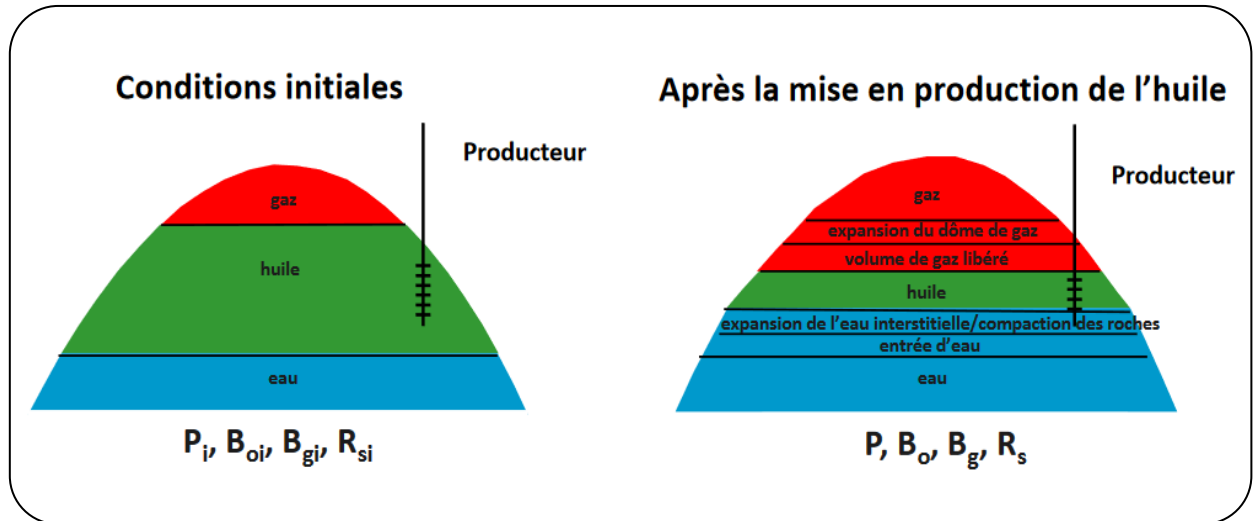


FIGURE III.5 : L'ETAT DU FLUIDE DANS LE RESERVOIR AVANT ET APRES LA MISE EN PRODUCTION.

* L'équation de bilan matière est basée sur le principe suivant :

QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE = QUANTITE ORIGINALE EN PLACE

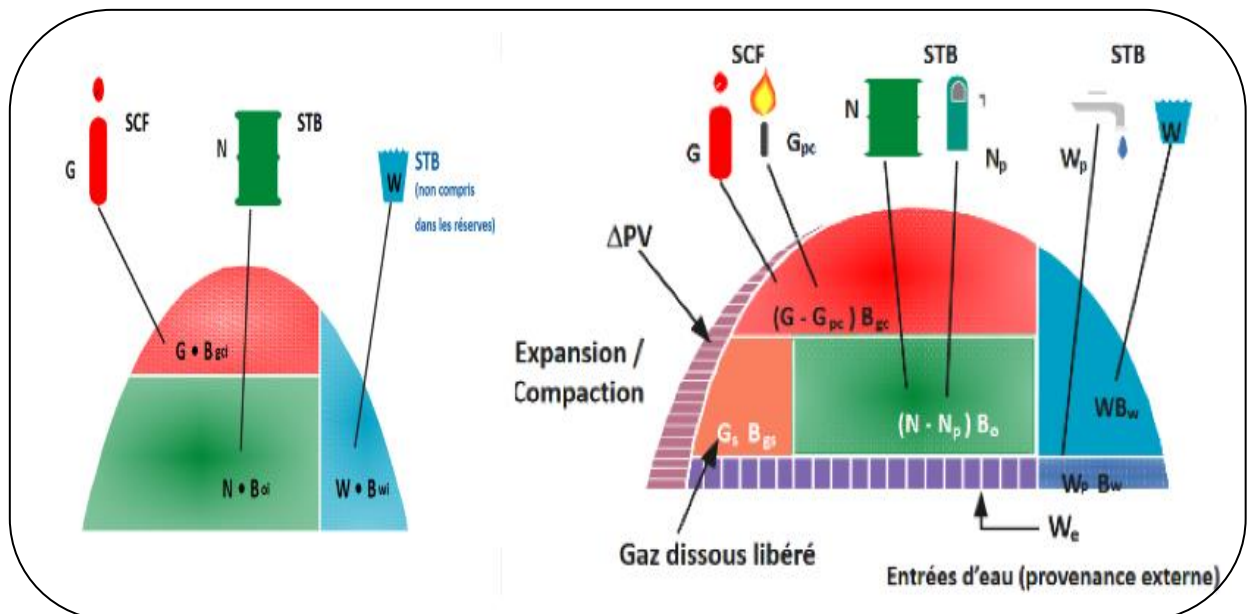


FIGURE III.6 : VOLUMES DES FLUIDES AVANT ET APRES LA PRODUCTION.

$N B_{oi} =$	volume d'huile initial
$(N - N_p)B_o$	volume d'huile restant dans le réservoir avec son gaz dissous
$+ [N R_{si} - (N - N_p)R_s - G_p] B_g$	volume de gaz libéré de l'huile et restant dans le réservoir
$+ m N B_{oi} (B_g / B_{gi} - 1)$	volume de gaz provenant du dôme de gaz initial et envahissant la zone à huile
$+ W_e$	entrée d'eau provenant de l'aquifère
$- W_p \cdot B_w$	eau de production
$R_p = G_p / N_p$	GOR moyen de la production
$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$	acteur volumétrique de formation total (ou diphasique)
$m = G B_{gi} / N B_{oi}$	volume de la zone à gaz / volume de la zone à huile

Tableau III.2 : Les composants de l'équation bilan matière.

Donc :

En introduisant R_p dans l'équation précédente et en réorganisant les termes :

$$N \cdot B_{oi} = (N - N_p) B_o + [N \cdot R_{si} - (N - N_p) R_s - G_p] B_g + m N B_{oi} \cdot (B_g / B_{gi} - 1) + W_e - W_p B_w$$

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g] + m N B_{oi} [B_g / B_{gi} - 1] + W_e - W_p B_w$$

- D'autre en pose $D = N_p [B_o + (R_p - R_s) \cdot B_g] = N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g]$ en divisant par D nous obtenons :

$$1 = \frac{N(B_t - B_{ti})}{D} + \frac{m N B_{oi} [B_g / B_{gi} - 1]}{D} + \frac{W_e - W_p B_w}{D}$$

$$1 = DDI + SDI + WDI$$

- **DDI** = indice de déplétion.

- **SDI** = indice de ségrégation.
- **WDI** = indice d'entrée d'eau.

Remarque :

- Le dénominateur représente le volume d'hydrocarbures produit, exprimé dans les conditions de pression du réservoir actuelles.
- Les trois paramètres DDI, SDI et WDI caractérisent les mécanismes de production du réservoir et guident l'opérateur dans ses choix en matière de développement futur. [10]

Autre équation de bilan matière généralisé :

Une autre façon d'exprimer le bilan matière est d'écrire : [10]

Soutirage net total de fluide = expansion des fluides HC dans le réservoir+ entrées d'eau cumulée

- ✚ Le soutirage net total de fluide est donné par :

$$F = N_p(B_o - R_s B_g) + B_g(G_p - G_i) + B_w(W_p - W_i)$$

- ✚ L'expansion de l'huile et de son gaz dissous initial s'écrit :

$$NE_o = N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g]$$

- ✚ L'expansion du gaz cap s'écrit :

$$NmE_g = mNB_{oi}[B_g/B_{gi} - 1]$$

- ✚ L'expansion de l'eau interstitielle / compaction volume poreux est :

$$NE_{f,w} = NB_{oi}(1+m)\left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}}\right)\Delta P$$

Alors

$$F = N(E_o + mE_g + E_{f,w}) + W_e$$

$$F = NE_t + W_e$$

III.4. Conclusion

La méthode volumétrique c'est la première méthode simplifiée utiliser dans un nouveau champ pétrolier pour l'estimation de réserve a cause il basée sur les données mesuré et calculé Pondant le forage et au début de production.

D'autre part la méthode bilan matière basée sur l'historique de production, donc un champ en production au moins 1 ou 2 ans.

Chaque méthode donnée des différents idées et informations sur le réservoir ces informations aident l'ingénieur à développer le champ.

CHAPITE IV

La méthode de courbe décline.

CHAPITRE IV. LA METHODE DE COURBE DECLINE

IV.1. Introduction :

Les courbes de déclin ont été introduites par J-J-ARPS (1945) comme méthode pour étudier et anticiper les taux de production décroissants sur une certaine période de temps donnée et prévoir les performances futures des puits de pétrole et de gaz. Ajuster une ligne à travers l'histoire de la performance et en supposant que cette même tendance se poursuivra à l'avenir est la base du concept d'analyse de la courbe de déclin.

Le taux de déclin fait référence à la diminution de l'extraction pétrolière au cours du temps. Dans de nombreux cas, le taux de déclin est calculé sur une base annuelle, ce qui donne la variation du volume produit d'une année à l'autre. Le déclin pourrait être causé par la politique, les dysfonctionnements, le sabotage, l'épuisement et d'autres facteurs. La cause de déclin peut être politique ou socio-économique, représentant des restrictions artificielles sur l'utilisation d'un réservoir. Le déclin peut également être provoqué par des forces naturelles, telles que l'épuisement des volumes récupérables dans un réservoir et le déclin résultant de la pression du réservoir qui diminue les débits. En réalité, le déclin est souvent motivé par plusieurs facteurs.

Le déclin dû à l'épuisement se produit lorsque les ressources récupérables sont épuisées et que le débit de production est réduit en raison des limites physiques du réservoir. Il ne peut être atténuée qu'en développant les réserves récupérables du réservoir, qui seront finalement limitées par l'étendue physique de la formation, la perméabilité ou d'autres paramètres géologiques.

IV.2. L'histoire et le début de l'analyse de la courbe de décline :

ARPS a présenté son article nommé l'analyse des courbes de déclin en mai 1944 dans lequel il a essayé d'établir une relation entre le taux de déclin et le mécanisme d'épuisement de réservoir.

Ses travaux d'analyse et d'interprétation des courbes de déclin et les résultats de ses efforts qu'il rassembla en un ensemble compréhensive d'équations définissant les déclin exponentiels, hyperboliques et harmoniques qu'il observait à l'époque, qui sont encore utilisés jusqu'à ce jour pour expliquer le déclin de débit d'un puits ou d'un champ, ce qui a ouvert la porte à plus de développement dans l'analyse des courbes de déclin pour affiner et mieux

adapter ses travaux avec le modèle réservoir actuel. La section suivante donne une perspective historique du travail effectué sur le sujet : [11]

- ARPS (1945-1956) son travail pendant ce temps qui a conduit à l'expansion de l'analyse de la courbe de déclin.
- BRONS (1963) et FETKOVICH (1983) ont appliqué une solution à pression constante à l'équation de diffusivité et ont démontré que la courbe de déclin exponentiel reflète effectivement la production de fluide incompressible monophasique à partir d'un réservoir fermé. (DCA est plus qu'une courbe empirique).
- FETKOVICH (1980-1983) a développé un ensemble de courbes de type pour améliorer l'application du DCA.
- DOUBLET et BLASINGAME (1995) ont développé une base théorique pour combiner l'écoulement transitoire et l'écoulement dominée par la frontière pour une solution de l'équation de diffusivité à pression transitoire.

IV.3. Hypothèses de l'analyse de la courbe de déclin : [12]

L'analyse traditionnelle de la courbe de déclin, appliquée aux réservoirs conventionnel, est basé sur les hypothèses suivantes :

1. Le puits est produit par déplétion naturelle seulement. (L'injection d'eau ou de gaz, l'apport d'eau provenant d'un aquifère adjacent ou la présence d'un gaz cap influencent habituellement sur le taux de production d'une manière qu'une tendance de décline ne peut pas être identifiable).
2. Le puits produit à partir de sa propre zone de drainage sans aucune interférence des puits voisins. (Le régime d'écoulement est appelé « boundary dominated flow »).
3. Le puits produit à une pression de fond constante. En réalité, une telle condition peut ne pas être observée.

IV.4. Avantages de l'analyse de la courbe de déclin : [12]

Les avantages de l'analyse de la courbe de déclin sont les suivants :

1. L'analyse de courbe de déclin est une méthode rapide et intuitive pour prédire les taux de production futurs et la récupération finale. Dans certains cas, les ingénieurs du réservoir effectuent l'analyse de centaines de puits en peu de temps.
2. L'approche est basée sur des modèles empiriques simples mais puissants. Des techniques graphiques sont utilisées pour faire correspondre les taux de production et extrapoler à l'avenir.

3. Les progrès récents dans l'analyse de la courbe de déclin comprennent la reconnaissance de divers régimes d'écoulement dans un contexte géologique complexe tel que les schistes ultra-compacte avec des fractures induites et naturelles.
4. L'analyse de la courbe de déclin peut impliquer la mise en œuvre de plusieurs modèles à différentes étapes de la production afin de prédire les performances futures avec précision.
5. L'analyse peut facilement conduire à l'estimation de la production de puits cumulée jusqu'à ce que la limite économique du puits soit atteinte.
6. Comme les volumes de production mensuels et annuels sont prévus, l'analyse des flux de trésorerie pour le puits ou le terrain peut également être effectuée facilement.
7. La méthode est appliquée non seulement pour les puits individuels ; Dans de nombreux cas, la tendance globale à la baisse de l'ensemble du champ peut être analysée. La récupération finale de l'ensemble (huile ou gaz) champ, et les réserves de pétrole, peut être estimé lorsque tous les puits de production sont inclus dans l'analyse.
8. Basé sur une tendance identifiable, le futur water cut dans un puits peut également être prédit.
9. Dans le cas où le puits présente une tendance inattendue, une analyse plus approfondie peut-être effectuée sur le puits et le réservoir.
10. Analyse de la courbe de déclin est ressource non intensive par rapport à la simulation de réservoir. L'analyse peut être effectuée sur une période de temps relativement courte, souvent à l'aide d'applications logicielles disponibles dans l'industrie.

IV.5. Limitations de l'analyse de la courbe de déclin : [12]

1. La méthode, bien que simple et transparente, n'est applicable que lorsque le taux de production de puits diminue avec une tendance identifiable.
2. L'analyse nécessite des données de débit de puits suffisantes allant de plusieurs mois à un an pour prédire la performance future en toute confiance.
3. Dans de nombreux cas, une tendance à la baisse définitive n'est pas identifiable. Ceci est dû au fait que la gestion des réservoirs de pétrole implique l'injection des fluides dans le cadre du maintien de pression.

IV.6. Les Modèles de courbe de déclin : [12]

L'hypothèse de base dans cette procédure est que, quelles que soient les causes contrôlées, la tendance d'une courbe dans le passé continuera à régir sa tendance dans le futur d'une manière uniforme. Les modèles de courbe de déclin sont empiriques et présentent les taux de puits futurs en fonction des performances passées. Pour ce faire, l'équation du modèle nécessite un ajustement optimal aux données de production existantes en déterminant un ou plusieurs coefficients inconnus dans l'équation par des techniques graphiques ou mathématiques.

L'exposant b doit rester constant lorsque le taux de production diminue de la valeur initiale à une valeur plus récente mais les conditions d'exploitation peuvent changer tout au long de la vie du puits. Alors il existe trois types de courbes de déclin selon ARPS

- Exponentiel $b = 0$
- Hyperbolique $0 < b < 1$
- Harmonique $b = 1$

N.P : les courbes exponentielles et harmoniques ne sont que des cas particuliers de déclin hyperbolique général.

V.7. La base mathématique de l'analyse des courbes de décline :

L'application majeure de DCA dans l'industrie aujourd'hui repose toujours sur des équations et des courbes décrites par ARPS. ARPS a appliqué l'équation d'Hyperbole pour définir trois équations générales pour modéliser les baisses de production.

La courbe de déclin exponentiel est de loin la plus pratique à travailler et reste en accord avec les données réelles. Les courbes de déclin hyperbolique et harmonique impliquent des fonctions plus compliquées et sont, par conséquent, moins pratiques à utiliser. Nous allons donc définir ces trois variables à travers l'équation empirique d'ARPS en utilisant la forme exponentielle.

Initialement, nous introduisons le taux de variation en termes de taux de déclin D .

$$D = - \frac{dq/q}{dt}$$

..... (IV.1)

D est le changement fractionnel de débit par unité de temps peut être exprimé par « % par année ». c'est dans un diagramme débit par rapport au temps : $D = \text{la pente/le débit}$.

IV.7.1. Équation exponentielle méthode graphique : [13]

$$\ln q_2 = -Dt + \ln q_1$$

..... (IV.2)

L'ordonnée à l'origine de l'axe y est q_i et la pente de la fonction est D donc

$$D = \frac{\ln \left[\frac{q_1}{q_2} \right]}{t}$$

..... (IV.3)

Alors

$$t = \frac{\ln \left[\frac{q_1}{q_2} \right]}{D}$$

..... (IV.4)

Par utilisation de l'équation de débit pour simplifier

$$N_p = \frac{q_i - q_2}{D}$$

..... (IV.5)

Cette équation précédente est utilisée pour calculer V_{cut} donc q_2 peut être trouvée écrite comme q_c le débit économique de base.

Réorganiser pour l'équation de ligne

$$q_2 = -DN_p + q_i$$

..... (IV.6)

IV.7.2. Type de déclin :

Le déclin effectif est

$$D_e = \frac{q_i - q}{q_i}$$

..... (IV.6)

Le déclin nominal est

$$D = -\ln(1 - D_e) \text{ ou } D_e = 1 - e^{-D}$$

..... (IV.7)

IV.7.3 Détermination du débit en fonction de temps (équation exponentiel méthode analytique) [16] [17] [18]

C'est une solution valide seulement dans le cas d'un débit pseudo-permanent monophasique d'un liquide peu compressible dans un system de débit radial c'est-à-dire $\frac{d}{dt} [p(r, t)]_p = \text{constant}$.

Dans cette section suivante, les hypothèses suivantes sont faites pour adapter l'équation aux conditions précédentes :

- Un liquide peu compressible (compressibilité constant).
- Viscosité constant.
- Débit d'un Liquide monophasique.
- Les effets de gravité et capillarité sont négligés.
- Perméabilité constant.
- Débit horizontal seulement (pas de débit vertical).

On a de l'équation de bilan matière :

$$\bar{p}(t) = p_i - m_{o\ pss} \cdot N_p(t) \dots\dots\dots (IV.8)$$

Où

$$m_{o\ pss} = \frac{1}{N \cdot C_t} \times \frac{B_o}{B_{oi}} \dots\dots\dots (\text{constant}) (IV.9)$$

Et

$$N_p(t) = \int_0^t q_0(t) \cdot dt \dots\dots\dots (IV.10)$$

Alors on dérive l'équation (IV.8)

$$\frac{d\bar{p}(t)}{dt} = \frac{dp_i}{dt} - m_{o\ pss} \cdot \frac{dN_p(t)}{dt}$$

..... (IV.11)

$$\frac{d\bar{p}(t)}{dt} = \frac{dp_i}{dt} - m_{o\ pss} \cdot q_0(t)$$

..... (IV.12)

Où $\frac{dp_i}{dt} = 0$

$$\frac{d\bar{p}(t)}{dt} = -m_{o\ pss} \cdot q_0(t)$$

..... (IV.13)

D'autre part on a l'équation de débit en régime pseudo-permanent :

$$\bar{p}(t) = p_{wf}(t) + b_{o\ pss} q_0(t)$$

..... (IV.14)

Où

$$b_{o\ pss} = 141.2 \frac{\mu_o B_o}{kh} \left[\frac{1}{2} \ln \left[\frac{4}{e^\gamma} \frac{1}{C_A} \frac{A}{r_w^2} \right] + S \right]$$

.....(constant) (IV.15)

On dérive l'équation (IV.14) avec $\frac{dp_{fw}(t)}{dt} = 0$

$$\frac{d\bar{p}(t)}{dt} = b_{o\ pss} \frac{dq_0(t)}{dt}$$

..... (IV.16)

On combine les équations (IV.13) et (IV.16)

$$b_{o\ pss} \frac{dq_0(t)}{dt} = -m_{o\ pss} \cdot q_0(t)$$

..... (IV.17)

L'équation (IV.17) est une équation différentielle de première ordre qui peut être réarrangé dans la forme suivante : (équation (IV.20))

$$\frac{1}{q_0(t)} \cdot dq_0(t) = -\frac{m_{o\ pss}}{b_{o\ pss}} dt$$

..... (IV.18)

On nomme $D_i = \frac{m_{o\ pss}}{b_{o\ pss}}$

$$\frac{1}{q_o(t)} \cdot dq_o(t) = -D_i \cdot dt \dots\dots\dots (IV.19)$$

$$-D_i \cdot dt = \frac{1}{q_o(t)} \cdot dq_o(t) \dots\dots\dots (IV.20)$$

Par integration

$$-D_i \int_0^t dt = \int_{q_{oi}}^{q_o(t)} \frac{1}{q_o(t)} \cdot dq_o(t) \dots\dots\dots (IV.21)$$

Alors

$$-D_i \cdot t = \ln\left(\frac{q_o(t)}{q_{oi}}\right) \dots\dots\dots (IV.22)$$

Par Exponentiation

$$e^{-D_i \cdot t} = \frac{q_o(t)}{q_{oi}} \dots\dots\dots (IV.23)$$

$$q_o(t) = q_{oi} \cdot e^{-D_i \cdot t}$$

\dots\dots\dots (IV.24)

L'équation (IV.24) c'est La formule de débit en fonction de temps pour un décline exponentielle obtenue par Arps en (1944)

➤ **Détermination du cumule en fonction de temps**

Pour écrire l'expression de le cumule produit N_p en fonction de temps, nous retournons a la définition original de N_p dans l'équation (IV.10) On remplace de l'équation (IV.24) dans l'équation (IV.10)

$$N_p(t) = \int_0^t q_{oi} \cdot e^{-D_i t} \cdot dt \dots\dots\dots (IV.25)$$

$$N_p(t) = q_{oi} \left[-\frac{1}{D_i} \cdot e^{-D_i t} \right]_0^t \dots\dots\dots (IV.26)$$

$$N_p(t) = \frac{q_{oi}}{D_i} [1 - e^{-D_i t}]$$

..... (IV.28)

L'équation (IV.28) c'est La formule de le cumule produit en fonction de temps pour un décline exponentielle obtenue par Arps en (1944)

• **Pour résumer**

Variables	Exponentiel	harmonique
b	$b = 0$	$b = 1$
$q_2 = q(t)$	$q_i e^{-D \cdot \Delta t}$	$q_i \frac{1}{e^{-D \cdot \Delta t}}$
$N_p(t)$	$N_{P_0} + \frac{q_i}{D} (1 - e^{-D \cdot \Delta t})$	$N_{P_0} + \frac{q_i}{D} \ln(1 + e^{-D \cdot \Delta t})$
EUR	$N_{P_0} + \frac{q_0}{D}$	Non define
t_{cut}	$t_0 + \frac{1}{D} \ln\left(\frac{q_i}{q_c}\right)$	$t_0 + \frac{1}{D} \left[\frac{q_0}{q_c} - 1 \right]$
V_{cut}	$N_{P_0} + \frac{q_i - q_c}{D}$	$N_{P_0} + \frac{q_i}{D} \ln\left(\frac{q_0}{q_c}\right)$

Tableau IV.1 : les variables des Modèles de déclin (exponentiel) et (harmonique). [19]

Variables	Hyperbolique
b	$b \in]0 ; 1[$
$q_2 = q(t)$	$q_i [1 + Db \cdot \Delta t]^{-1/b}$
$N_P(t)$	$N_{P_0} + \frac{q_0}{D(1-b)} \left[1 - (1 + Db \cdot \Delta t)^{1-\frac{1}{b}} \right]$
EUR	$N_{P_0} + \frac{q_0}{D(1-b)}$
t_{cut}	$t_0 + \frac{1}{Db} \left[\left(\frac{q_i}{q_c} \right)^b - 1 \right]$
V_{cut}	$N_{P_0} + \frac{q_i}{D(b-1)} \left[\left(\frac{q_i}{q_c} \right)^{b-1} - 1 \right]$

Tableau IV.2. : les variables de Modèles de déclin (hyperbolique) [19]

IV.8. L'analyse des courbes de déclin selon les modèles de décline :

Les modèles	Cas d'utilisation
Hyperbolique	la production par expansion des gaz dissous, à la dilatation de la zone à gaz et aux zones à gaz volumineuses, notamment pour les productions déclinantes (champs très matures)
Exponential	Applicable au déclin initial. Les prévisions sont pessimistes pour les productions déclinantes (champs très matures).
Harmonique	Applicable à la poussée hydraulique (water drive), quand la présence d'eau et de sédiments augmente (BSW), n'est pas pratique si l'expansion des gaz dissous est le mécanisme principal. (optimiste)

Tableau IV.3. : les modelés de déclin et leur cas d'utilisations. [20]

IV.9. L'analyse des courbes de déclin selon les Comportements Typique des gisements pétroliers :

Le mécanisme de drainage*	Les modelés de décline**	Les courbes d'intérêt
Épuisement naturel	exponentielle	Courbes q_o vs N_p
Expansion des gaz dissous	Exponentielle Où Hyperbolique $b \approx 0.3$	Courbes q_o vs N_p
Aquifère actif	harmonique	Courbes f_w ou WOR Vs N_p
Dilatation de la zone à gaz	Hyperbolique tant que le contact gaz-Pétrole n'a pas atteint les perforations	Courbes $\log GOR$ Vs N_p
Injection d'eau	exponentielle, puis harmonique	Courbes f_o vs N_p plutôt que q_o vs N_p
À la fin de la vie de champ	/	$\log f_o$ ou $\log WOR$ Vs N_p

Tableau IV.4 : les mécanismes de drainage et le modelé de décline correspondant et les courbes d'intérêt. [20]

N. P :

* le mécanisme de drainage est pris dans le tableau précédent, car il explique le comportement typique du gisement. (La phase d'âge du réservoir de la prospective de la production)

** cette colonne affichée le modèle le mieux adapté dans ce type de compartiment de gisement.

IV.10. Conclusion :

Les remarques et observations suivants sont obtenus à travers les études de courbe de déclin théorique et pratique

- Le modelé exponentiel $b = 0$ représente un réservoir fortement sous-saturé $P_g > P_b$.
- La courbe de déclin avec sa nature graphique a aidé à résoudre et à déterminer de nombreuses variables pétro physiques qui sont par ailleurs très compliquées à résoudre en utilisant leur équation algébrique prospective (*Équations du 3ème degré et équations différentielles du 1er ordre*)
- À l'époque quand l'utilisation des duses n'était pas une pratique commune, les puits qui n'étaient pas équipés d'un deses ont été remarqués comme ayant un taux de déclin important.
- Le courbe de déclin peut être utilisé pour étudier l'effet de duses sur le puits tout au long de sa vie, surtout après un changement dans le diamètre de duses.
- L'effet de la mise en place d'un nouveau puits sur la performance globale du gisement peut être examiné en utilisant la courbe de déclin. **C'est le Cas de père et fils (voir l'annexe)**
- Le courbe décline peut-être utiliser pour détermine le performance d'un champ lorsque le courbe EUR Vs le cumule de production de la première année.

CHAPITE V

Etude de cas (Zone 1C)

CHAPITRE V : ETUDE DE CAS (ZONE 1C)

IV.1. Introduction :

Dans l'étude de cas en va appliquer les trois différentes méthodes (Volumétrique, Bilan Matière et Courbe de Déclin) pour estimer les quantités en place initiales de la zone 1C.

- Pour la méthode volumétrique on a utilisé l'équation simple de calcul des volumes.
- Pour la méthode Bilan Matière on a utilisé le logiciel **Mbal**.
- Pour la Courbe de Déclin on a utilisé le logiciel **OFM**.

Donc nous allons étudier et interpréter les résultats donnés par chaque méthode.

IV.2. Historique de développement de la zone 1 C :

Les puits de la zone 1C Divisés en deux groupes selon la date de forage.

➤ **Le premier groupe entre 1979 et 1985 :**

La plupart des puits sont forés dans cette période (18 puits) dont :

N	Puits	Date Fin de Forage	Statu
1	OMM622	15/11/1979	PPH
2	OMM741	04/09/1980	PPH
3	OMM62	17/11/1980	PPH+GL
4	OMM731	22/11/1980	Inexploitable
5	OMM54	19/03/1981	PPH
6	OMM632	05/05/1981	PPH
7	OMM75	01/11/1981	PPH+GL
8	OMM66	02/11/1981	Inexploitable
9	OMM542	08/12/1981	PPH
10	OMM67	24/10/1982	PPH
11	OMM532	30/11/1982	Inexploitable
12	OMM652	03/04/1983	PPH
13	OMM842	23/02/1984	PPH+GL
14	OMM662	15/04/1984	SEC
15	OMM643	01/11/1984	PPH
16	OMM763	04/12/1984	PPH
17	OMM772	18/09/1985	PPH
18	OMM852	30/11/1985	Abandonné

Tableau V.1 : l'état des puits forés entre 1979-1985.

➤ **Le deuxième groupe entre 2001 et 2012 :**

Le reste des puits sont forés dans cette période (**05** puits) dont :

N	Puits	Date Fin de Forage	STATUS
1	OMMZ751	04/02/2001	PPH
2	OMMZ533	28/09/2001	PPH
3	OMMZ733	02/05/2008	PPH+GL
4	OMMZ653	20/04/2010	PPH
5	OMMZ77	03/07/2011	PPH

Tableau V.2 : l'état des puits forés entre 2001-2011.

IV.3. Application de la méthode volumétrique sur la zone 1C

Noms des puits	X-COR	Y-COR	Hu	porosité	So
OMM532	795561.2	134320	63.50	0.06	0.83
OMM54	796400.6	134850.7	85.19	0.06	0.82
OMM542	795846.8	135900.5	46.94	0.08	0.88
OMM62	797534	132563.3	92.35	0.06	0.88
OMM622	796500.4	133498.2	71.48	0.08	0.91
OMM632	797199.8	134667.3	100.43	0.06	0.88
OMM643	797400.3	135850.2	67.50	0.08	0.77
OMM652	796400.6	136904	50.00	0.08	0.76
OMM66	797500.4	137499.4	60.05	0.07	0.94
OMM662	796652.6	138201.1	64.47	0.07	0.80
OMM67	797498.9	138751.5	63.00	0.08	0.79
OMM731	797730.8	133776.4	74.07	0.07	0.80
OMM741	798127.4	135001.5	95.50	0.09	0.81
OMM75	798748.8	136250.3	95.00	0.08	0.87
OMM763	798450	138200.3	23.47	0.05	0.75
OMM772	797849.7	139550.7	58.67	0.05	0.80
OMM842	799650.8	135798.2	121.00	0.09	0.82

Tableau V.3 : la position et les caractéristiques petro-physique de chaque puits.

- **Les Résultats d'application de méthode volumétrique**
 - D'après ces résultats, on va construire les cartes des distributions des paramètres pétro-physique dans la zone 1C :

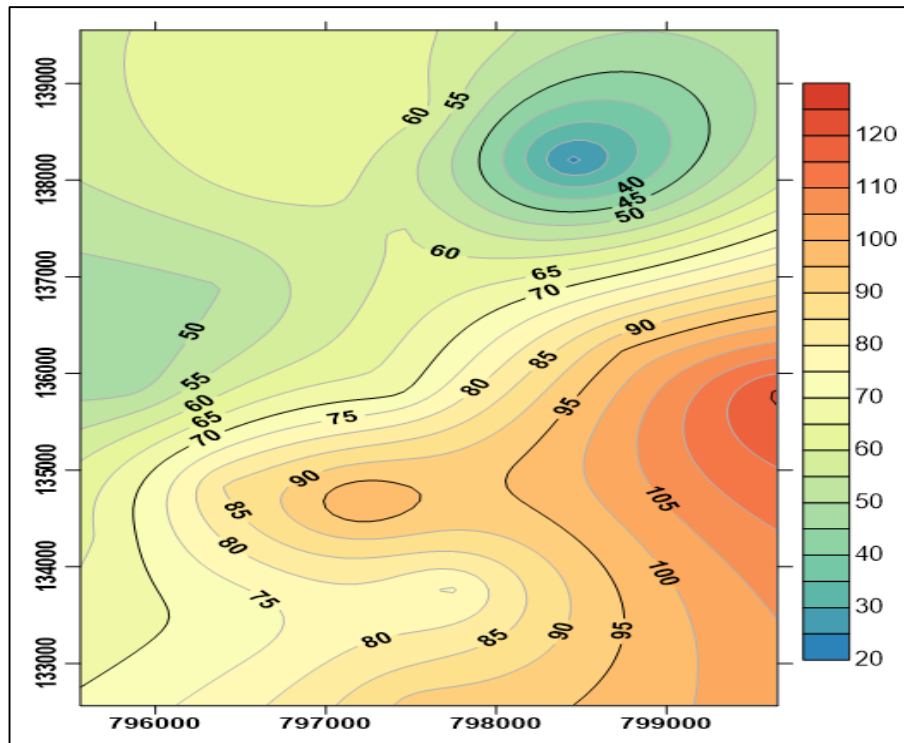


FIGURE V.1 : LA CARTE ISO HAUTEUR DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.

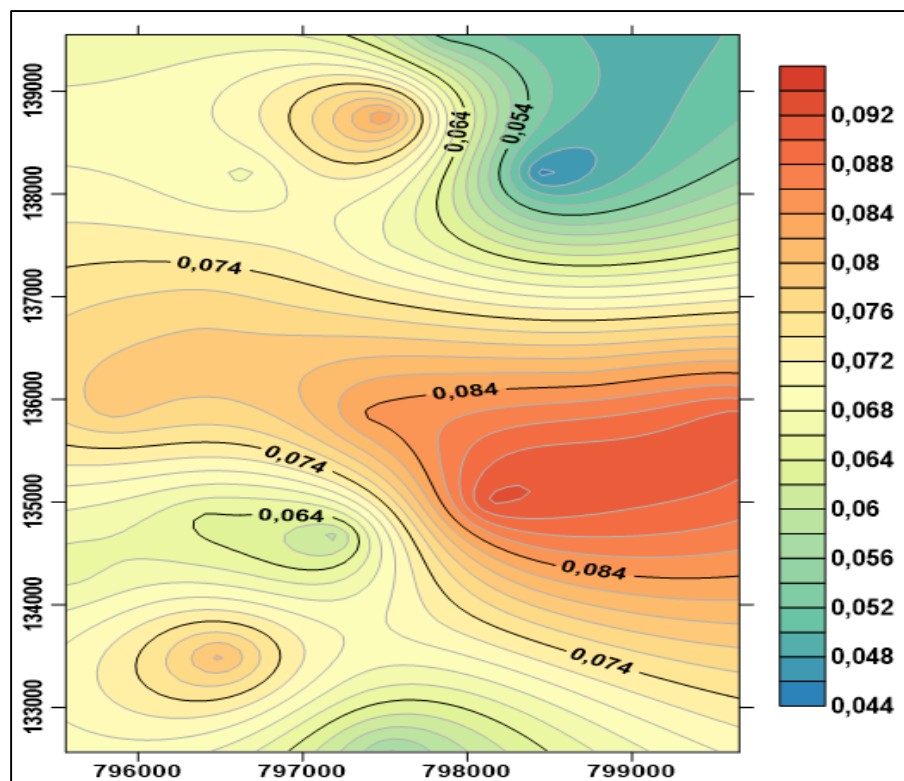


FIGURE V.2 : LA CARTE ISO POROSITES DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.

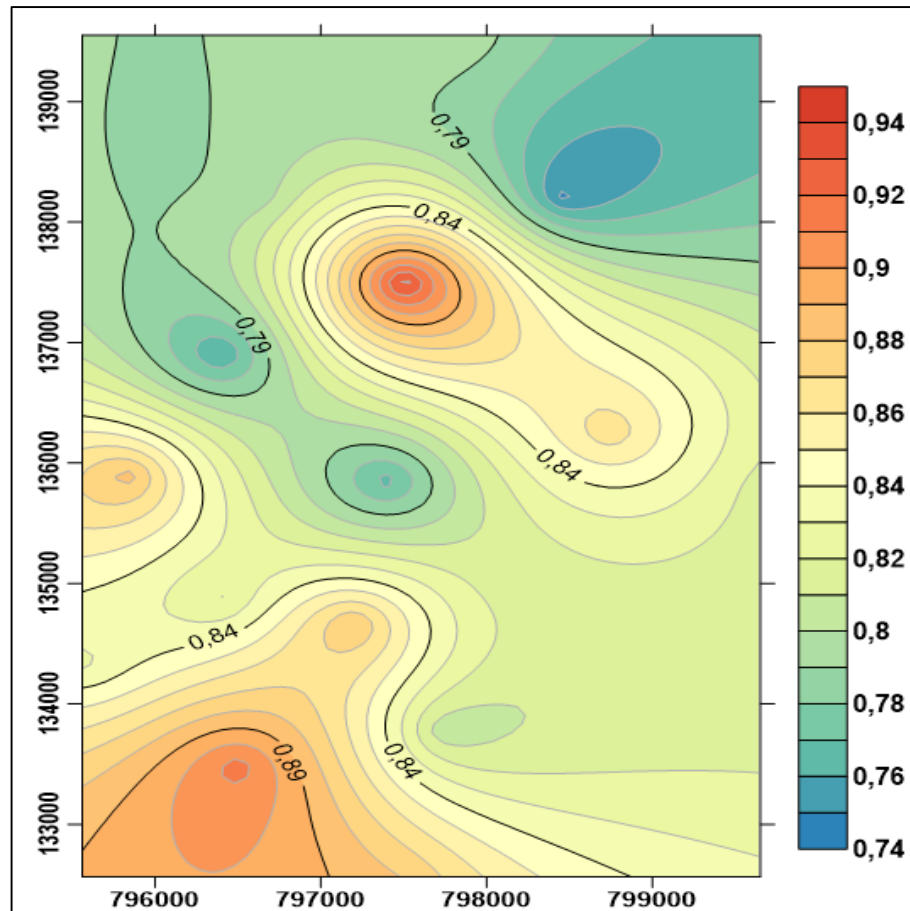


FIGURE V.3 : LA CARTE ISO-SATURATION D’HUILE DE CAMBRIEN R1 DE LA ZONE 1C.

Remarque : les carters sont tracés par le logiciel **Surfer 13**. Dans notre travail on calcule le volume des hydrocarbures de chaque drain.

$$S = 28579243,835 \text{ m}^2$$

$$Bo_i = 1.61 \text{ Rm}^3/\text{Stm}^3$$

➤ Après le calcul des paramètres pétro-physiques avec les équations précédentes on trouve :

Drain	Porosité	S_w	Hu_{moy}	Volume
D5	0.074	0.170	28.91	31.60E+06
D4	0.070	0.114	34.78	38.30E+06
D3	0.077	0.244	16.66	17.20E+06
D2	0.085	0.157	14.90	19.00E+06
ID	0.090	0.230	8.00	09.84E+06

Tableau n° V.4 : Les réserves par drain.

Pour le réservoir Ri (D5) en trouve :

* OOIP (Ri) :

31.6 Mm³

➤ Pour le réservoir Ra (D4, D3, D2, D1, ID) en trouve :

* OOIP (Ra) :

84.3 Mm³

* OOIP de la ZONE 1C (Ri + Ra) :

116 Mm³

V.4. Application de la méthode Bilan Matière sur la zone 1C

V.4.1 Les caractéristiques le réservoir de la zone 1C :

- Le mécanisme de drainage : déplétions naturelle.
- La pression de gisement au-dessus de la pression de bulle.
- L'effet des entrées d'eau est négligeable.
- Le réservoir est sous-saturé.

V.4.2. Software utilisé (Mbal) :

Mbal est un outil de modélisation dynamique des réservoirs, il a été désigné pour permettre à comprendre mieux le comportement des réservoirs et faire des prévisions ; Ceci est fait à l'aide des différentes approches

- Decline curve analyses.
- Materiel balance.
- Monte Carlo.
- Reservoir allocation.

L'estimation des réserves des hydrocarbures ainsi que la détermination des mécanismes des drainages avec MBAL passent par les principales étapes mentionnées ci-dessous.

Les paramètres du réservoir nécessaire pour l'élaboration du model sur MBAL sont :

Reservoir fluid	Oil
Tank model	Single tank
PVT model	Simple PVT
Production History	By Tank
Tank type	Oil
Temperature	114 °C
Initial pressure	467 kg/cm ²
Porosity	0.08
water saturation	0.25
Initial gas cap	0
Start of production	01/11/1979

Tableau V.5 : les paramètres entrés dans Mbal

*** Etude PVT de la zone :**

Le modèle **PVT** que nous avons utilisé pour la modélisation du comportement du fluide est un modèle Black Oil. La modélisation est principalement basée sur les mesures effectuées dans le laboratoire.

Dans le cas de la zone **1C** on utilise :

- La corrélation de 'Laster' pour R_s, B_o, P_b .
- La corrélation de 'Beal et Al' pour la viscosité.

V.4.3. Les données PVT constants :

Les constants PVT	valeur
$R_{si} (Std. m^3/m^3)^*$	181,9
$P_{bulle} (kg/cm^2)$	149,7

Tableau V.6 les données PVT constant

* : constante jusqu'à ce que le réservoir atteigne la pression de la bulle, (Acceptable pour des valeurs du pression de réservoir supérieures ou égales au P_{bulle}).

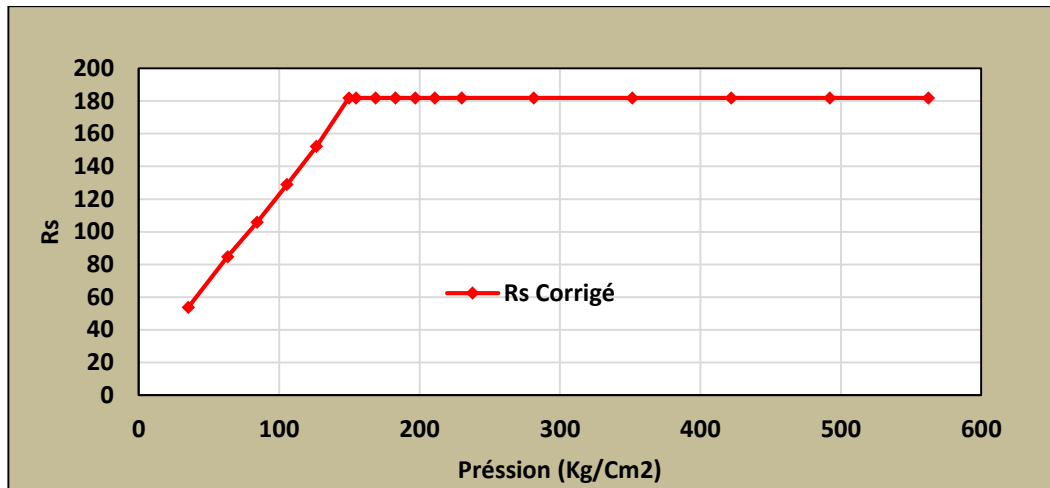


FIGURE V.4 : LE R_s DE FLUIDES RESERVOIR ZONE 1C.

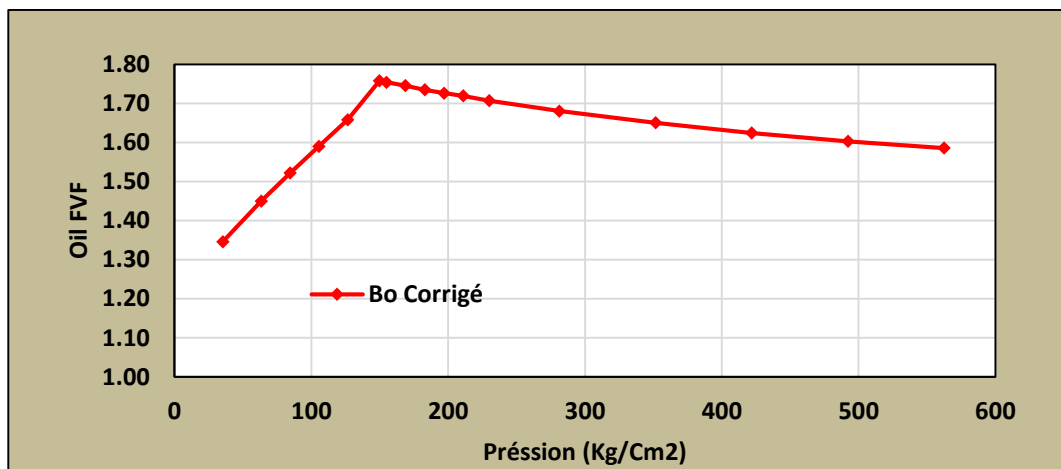


FIGURE V.5 : LE FVF DE FLUIDES RESERVOIR ON FONCTION DE PRESSION DE GISEMENT ZONE 1C.

➤ Le B_{oi} de la zone 1C est 1.61 @ 466.6 kg/cm²

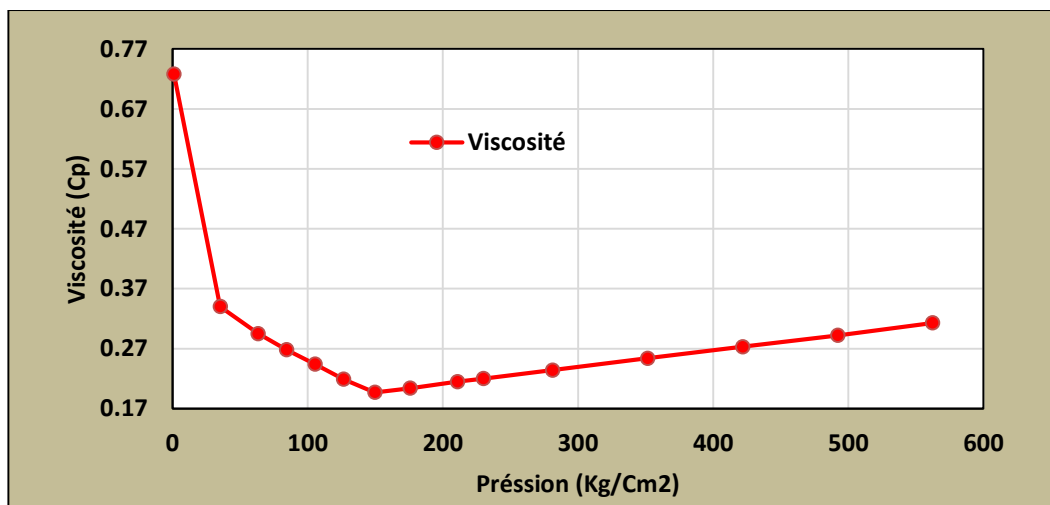


FIGURE V.6 : VISCOSITE DE FLUIDES RESERVOIR ON FONCTION DE PRESSIONS DE GISEMENT ZONE 1C.

V.4.4. Les résultats de simulation :

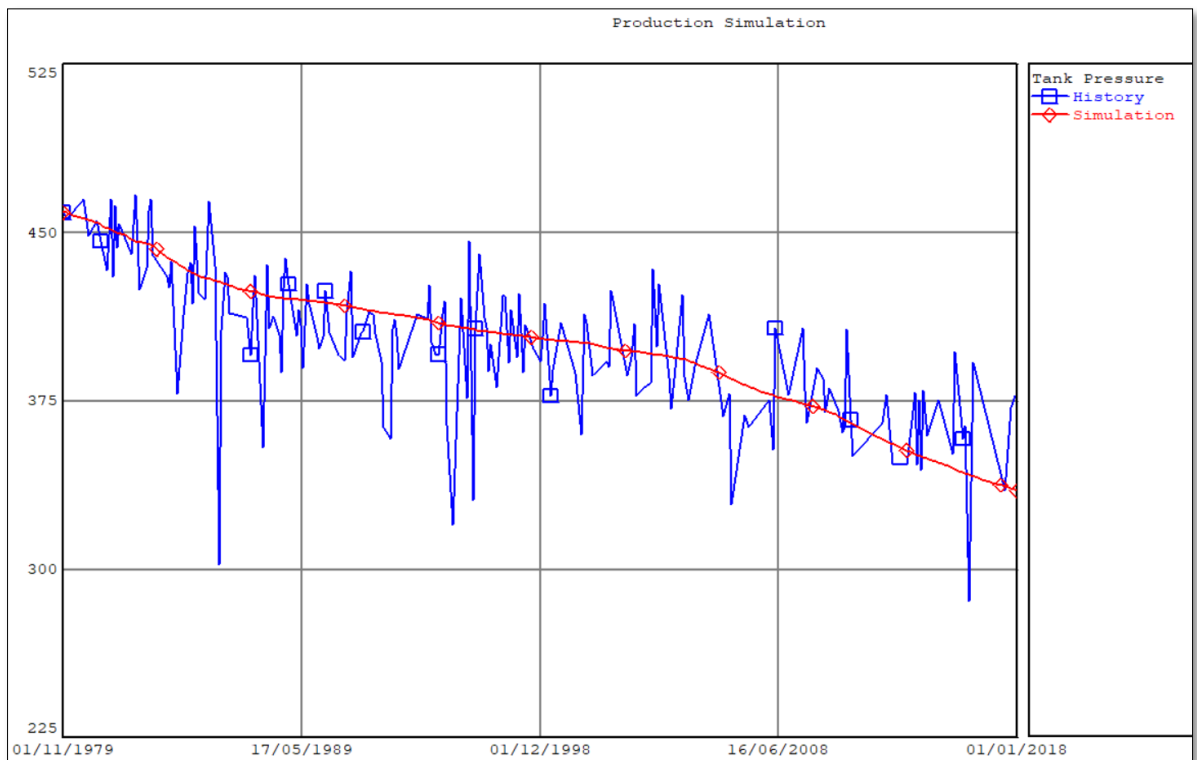


FIGURE V.7 : HISTORY MATCHING ENTRE LA PRESSION MESUREE ET LA PRESSION DE SIMULATION.

- Dans ce graphe Il y a un match parfait entre la pression de simulation et l'historique de pression donc le modèle est bien choisi et doit donner des résultats précis.

V.4.5. Les mécanismes de drainage présents dans la zone.

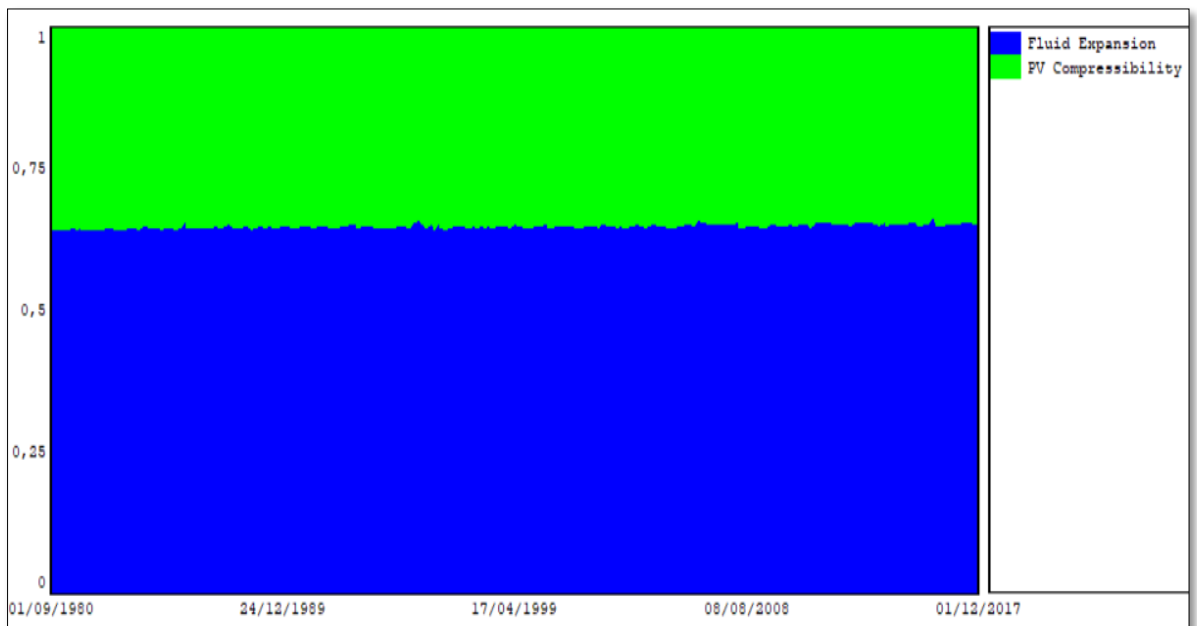


FIGURE V.8 : MECANISMES DE DRAINAGE DE LA ZONE 1C.

- Cette figure confirme que le mécanisme de drainage est la déplétion naturelle (compressibilité de la roche et l'expansion de fluide) avec des taux de participation de 35% et 65% respectivement.
- En observe qu'il n'y a pas de **gaz cap** et **water drive** donc nous confirme que le mécanisme de drainage de la zone 1C est une déplétion naturelle.

Méthode analytique :

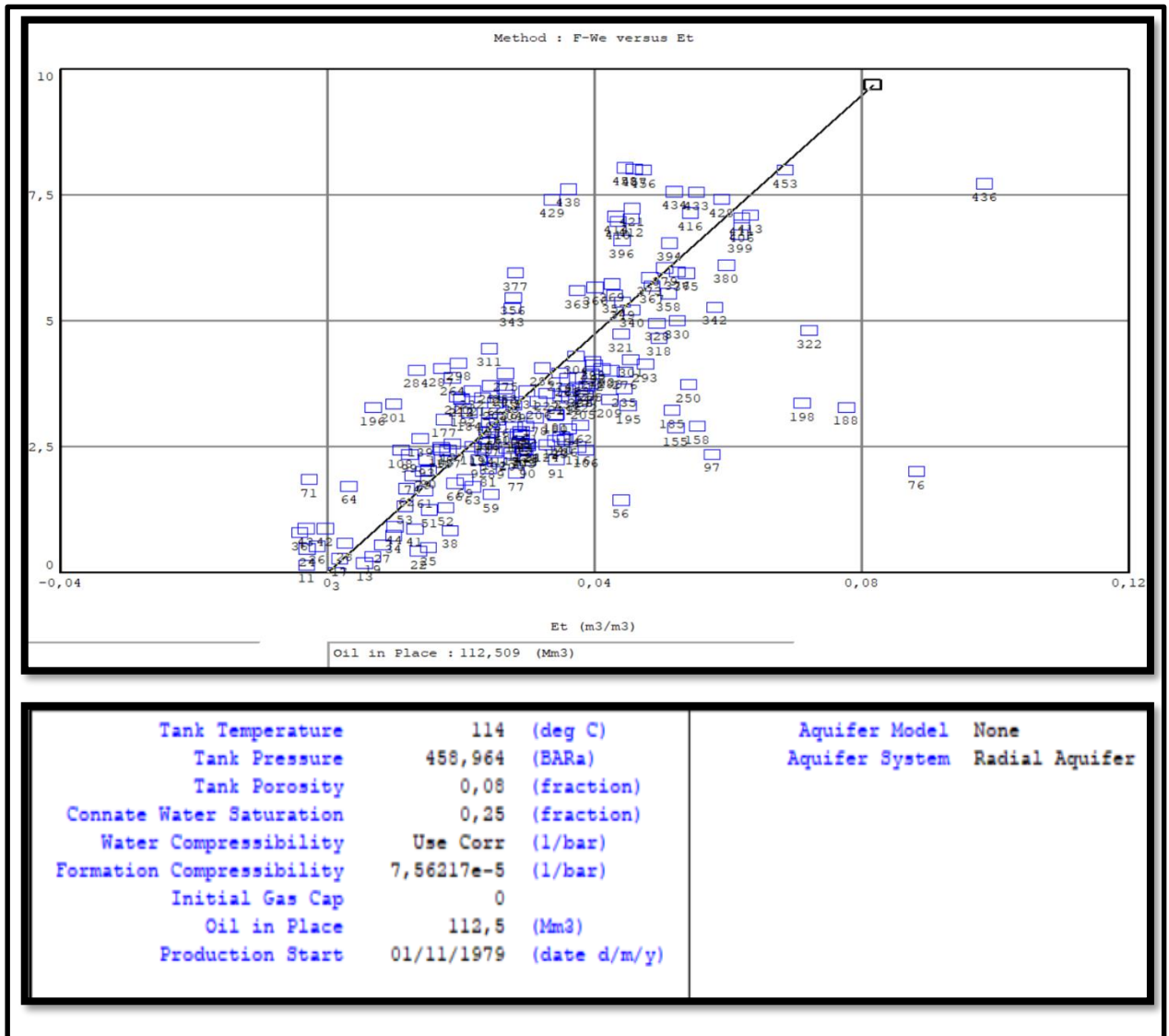


Figure V.9 : les résultats donnés par Mbal.

L'estimation par le Mbal donné une :

$$\text{OOIP} = 112.5 \text{ Mm}^3$$

V.5. Application de la méthode courbe de déclin sur la zone 1C

V.5.1. Évaluation de la production de la zone 1C

V.5.1.1. Évaluation générale de la production dans la zone 1C

La courbe d'accumulation de production par année en fonction du temps donne à l'ingénieur du réservoir une perspective pour évaluer la performance d'une zone ou d'un puits au cours des années. Plus loin pour identifier les périodes de pénurie par comparaison aux autres années afin qu'il pose alors la question (que s'est-il passé pendant cette période de temps ?) ceci le fera analyser la recherche et identifier les causes de la pénurie (naturel et autrement). Pour cette raison, cette courbe est tenue en haute estime pour un ingénieur de production.

L'analyse de l'accumulation de la production de pétrole de la zone 1C a révélé ce qui suit.

- L'année avec la production la plus élevée était 1984 avec une production annuelle de 8950 m³ avec le maximum de 7 puits en production à l'époque.
- L'accumulation de production de la zone 1C jusqu'au 01/12/2017 est de 4653.12615 km³.
- Le nombre maximum des puits actifs simultanément est de 11 puits.

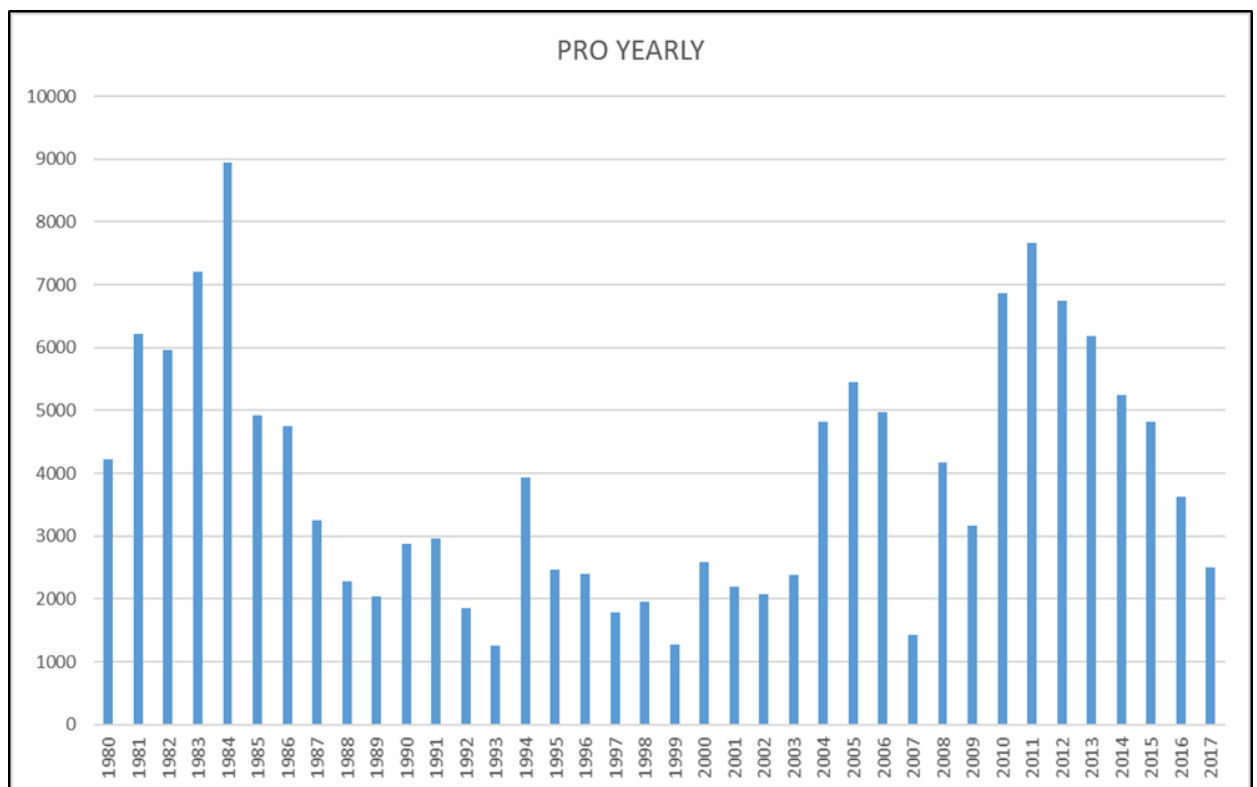


FIGURE V.10 : LE DEBIT DE PRODUCTION DE LA ZONE 1C PAR ANNEE.

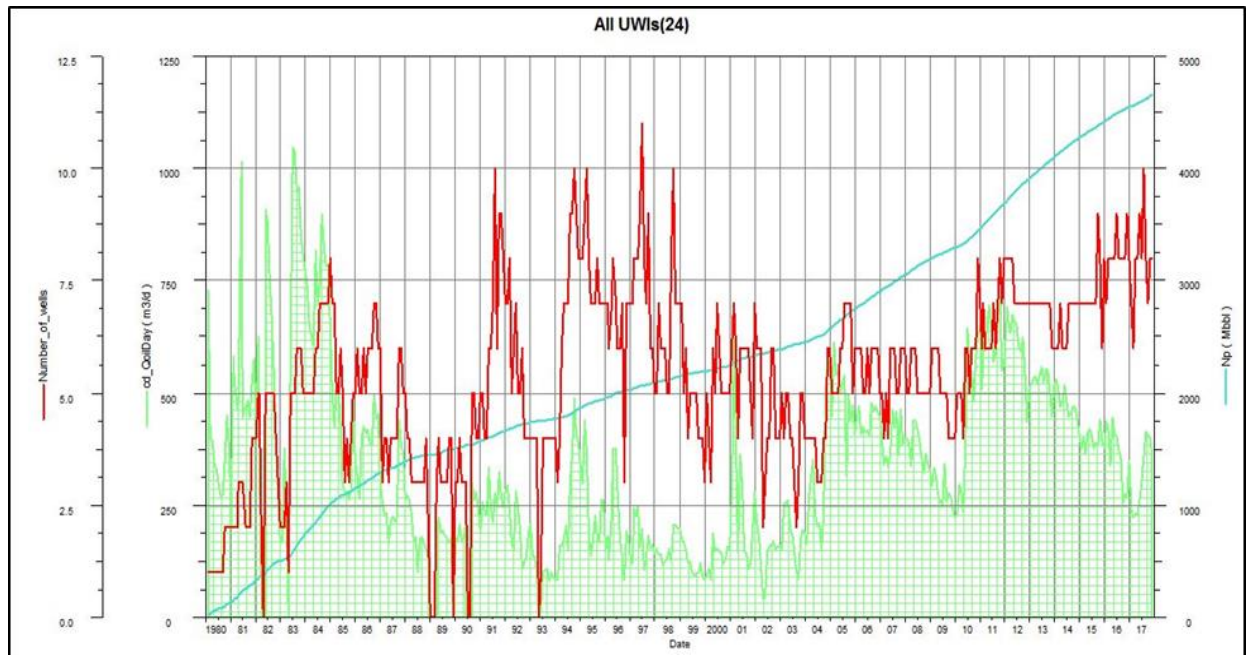


FIGURE V.11 : GRAPHE REPRESENTE LE DEBIT, CUMUL DE PRODUCTION ET LE NOMBRE DES Puits EN PRODUCTION EN FONCTION DE TEMPS.

L'analyse de courbe

- Du 1980 au 1984

Cette période est caractérisée par un nombre croissant de puits, en commençant par le premier puits dans cette zone atteignant le total de 7 puits opérationnels, ce qui a reflété une accumulation de production continuellement croissante avec un débit d'huile se comportant de la même manière.

- Du 1984 au 2001

Après les périodes précédentes de l'inflation, vient un temps de décadence. Cette période est caractérisée par une baisse du nombre de puits en exploitation causée par la nature de cette zone. (La raison est que cette zone contient des asphaltes et d'autres matières organiques ne mentionnant pas les hauts niveaux de salinité qui sont devenus une sorte de problème opérationnel prévu pour le traiter tôt ou tard quand on travaille dans la région de Hassi Messaoud). Ceci a infléchi une diminution du taux de l'augmentation de l'accumulation annuelle d'huile de la zone, la diminution du débit d'huile est également un signe du déclin mentionné.

Cette période a également été témoin du forage de plusieurs autres puits, mais pas de beaucoup d'amélioration dans la production ou du débit de la zone. La mise en place de nouveaux puits qui n'auraient pas aidé le taux de production déjà en déclin (plus dans le chapitre IV sur les courbes de déclin « père et fils »)

- Du 2001 au 2005

Cette période a été remarquée par la conversion de puits verticaux en puits horizontaux dans l'espoir d'améliorer le débit et l'accumulation de la production en élargissant la zone de drainage du puits, ce qui a permis d'observer quelques pics dans le débit de la zone et une brève augmentation soudaine du taux d'augmentation de l'accumulation d'huile produite.

- Du 2005 au 2010

L'application de la technologie Gas-lift dans du puits et avec seulement 6 puits, le taux de production de cette zone a atteint une pointe atteignant un pic de 537 m³/jour. De plus, l'effet de ce changement de technologie n'est pas passé inaperçu dans l'accumulation annuelle de pétrole de cette zone que nous remarquons qu'elle a augmenté rapidement au cours de cette période.

- Du 2010 au Décembre 2017

Cette période récente a été caractérisée par ses interventions et services effectués en accord avec les recommandations après que Sonatrach a sanctionné une enquête d'assurance de flux qui a été menée par (Schlumberger Limited) en juin 2010, l'enquête a inclus toute la zone 1, ce qui avait conduit à un autre pic de débit de production, qui est en déclin constant tout au long de cette période, et une augmentation du taux d'augmentation des accumulations annuelles de pétrole C'est ce qui constitue la dernière tendance..

L'augmentation pourrait également être liée à la transformation de certains puits verticaux dans cette période en puits de short radius.

V.5.1.2. Évaluation spécifique de la production dans la zone 1C par type de puits :

Ce type de courbes présente le débit, l'accumulation et le nombre de puits producteurs de pétrole actifs en fonction de temps pour chaque type de puits (vertical, horizontal et rayon court) ce type de courbes permet à l'ingénieur de production d'établir une relation entre le type de puits et son efficacité par rapport à son accumulation annuelle d'huile.

BN : nous notons d'abord que les puits en short radius malgré qu'ils ont été converties seulement depuis l'année 2002 à partir de leur état vertical initial, mais leurs courbes commencent beaucoup plus tôt dans les graphes, la raison est que, contrairement aux puits horizontaux les noms des puits en short radius ne change pas après leur changement. Les graphiques présentés ci-après ne servent qu'à observer les effets de la conversion sur les variables étudiées dans leurs périodes prospectives.

- Débit d'huile

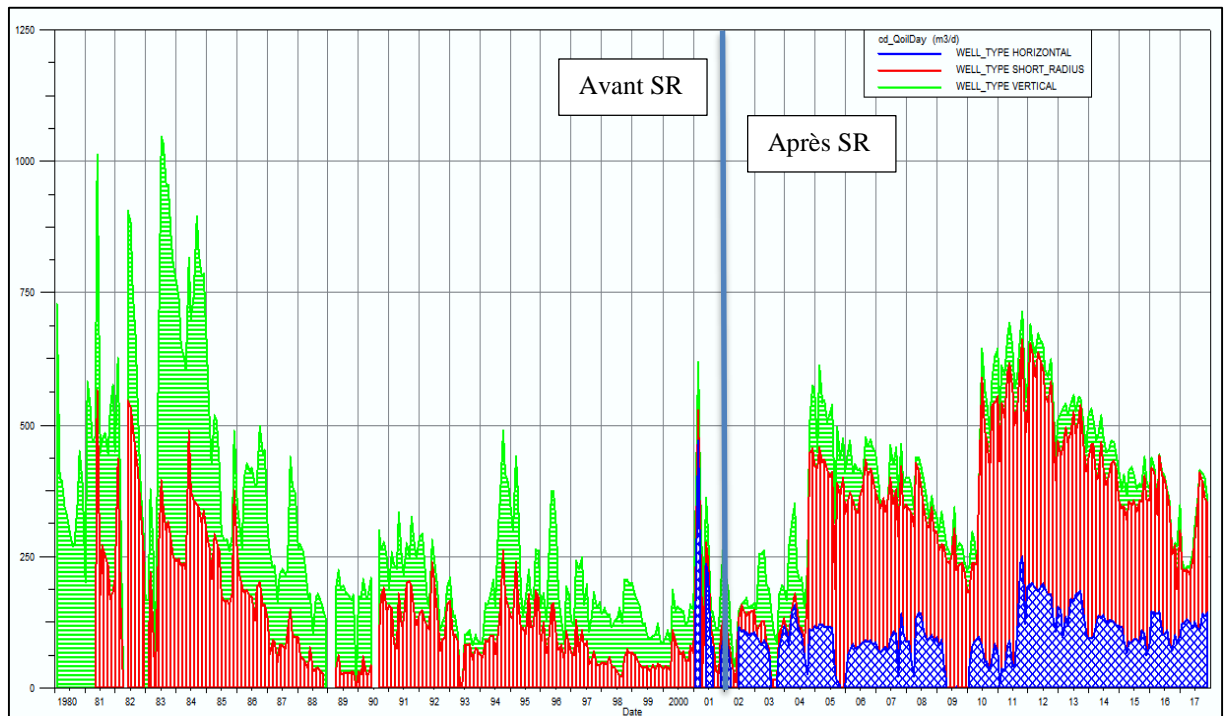


FIGURE V.12 : DEBIT D'HUILE PAR TYPE DE PUITTS. *

- L'accumulation de production

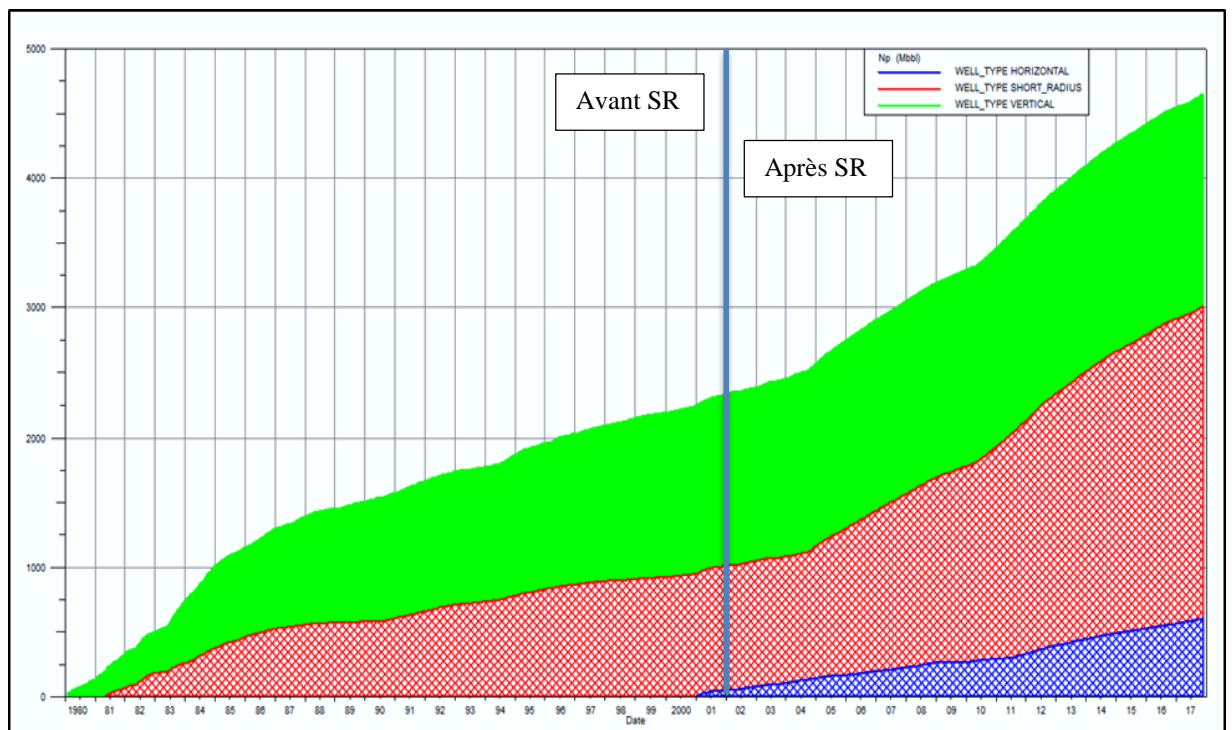
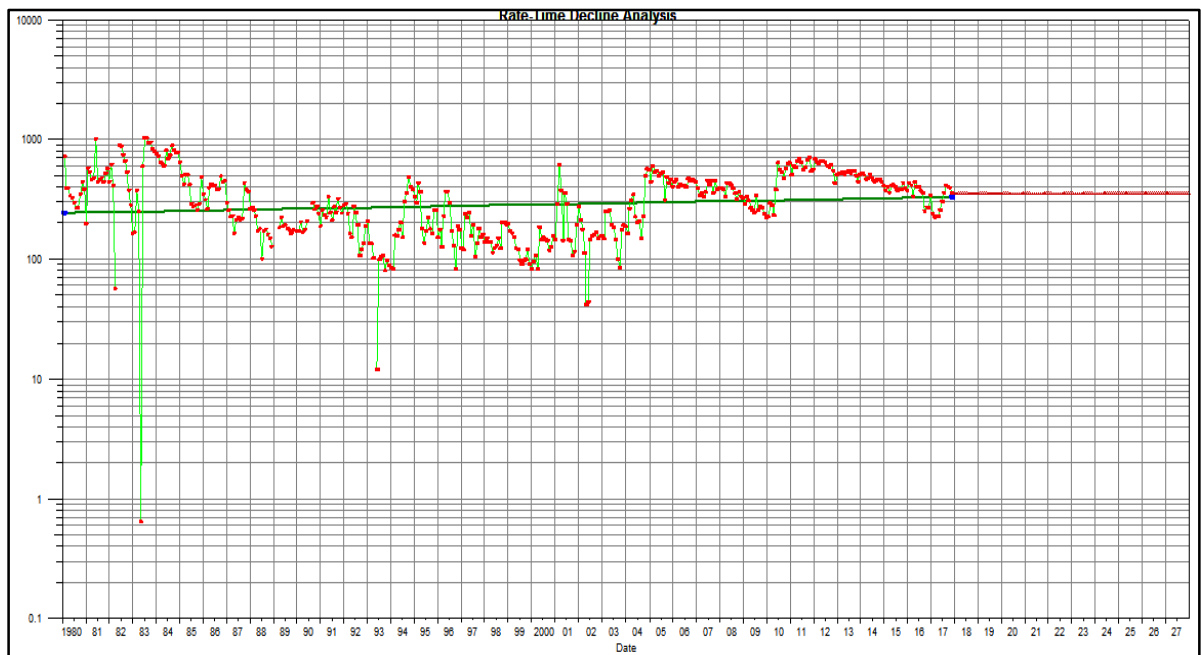


FIGURE V.13 : LE CUMUL DE PRODUCTION PAR TYPE DE PUITTS. *

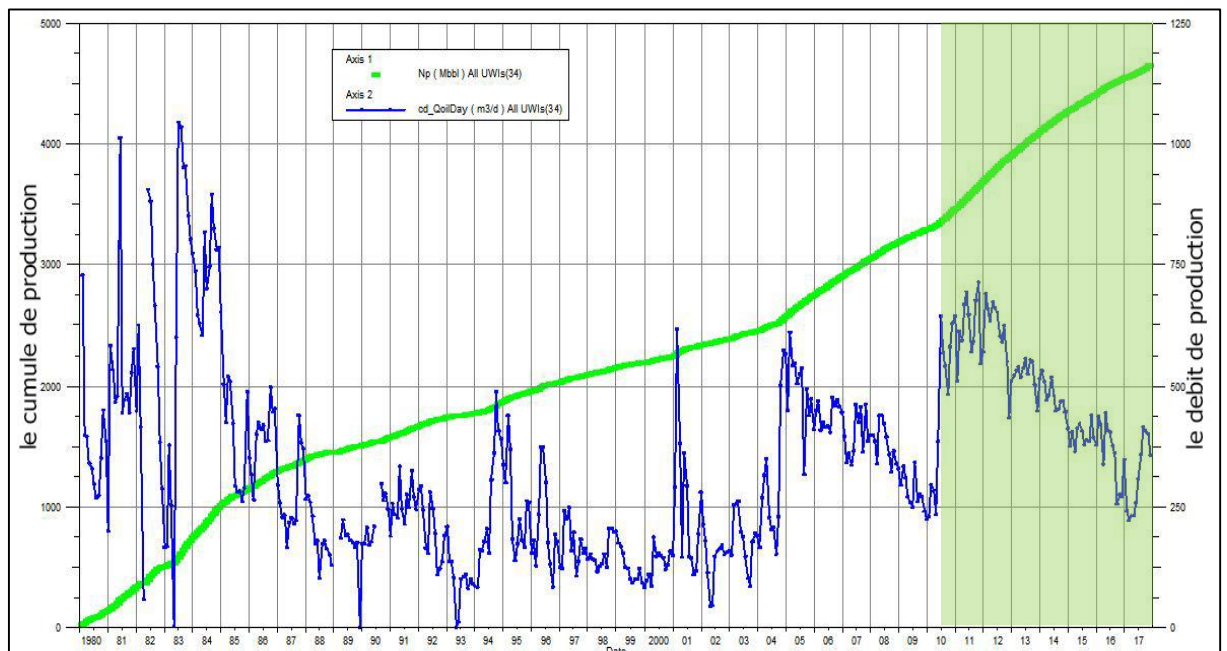
* : (Avant/Apres) SR : la période avant ou après la conversion au short radius.

V.5.2. Le courbe décline de la zone 1C :



**FIGURE V.14 : LE COURBE DECLINE DE LA ZONE 1C DEPUIS L'ANNEES 1980
COLLECTION DES DONNES PAR MOIS.**

V.5.2.1 Production mensuelle de la Zone 1C



**FIGURE V.15 : LA PRODUCTION MENSUELLE ET LE DEBIT DE PRODUCTION
DE LA ZONE 1C.**

D'après la courbe de production, on observe que le dernier déclin de la zone et entre 01/07/2010 jusqu' à 01/01/2018 Le type de ce déclin et exponentielle, La courbe de cette période est représentée dans le graphe suivant :

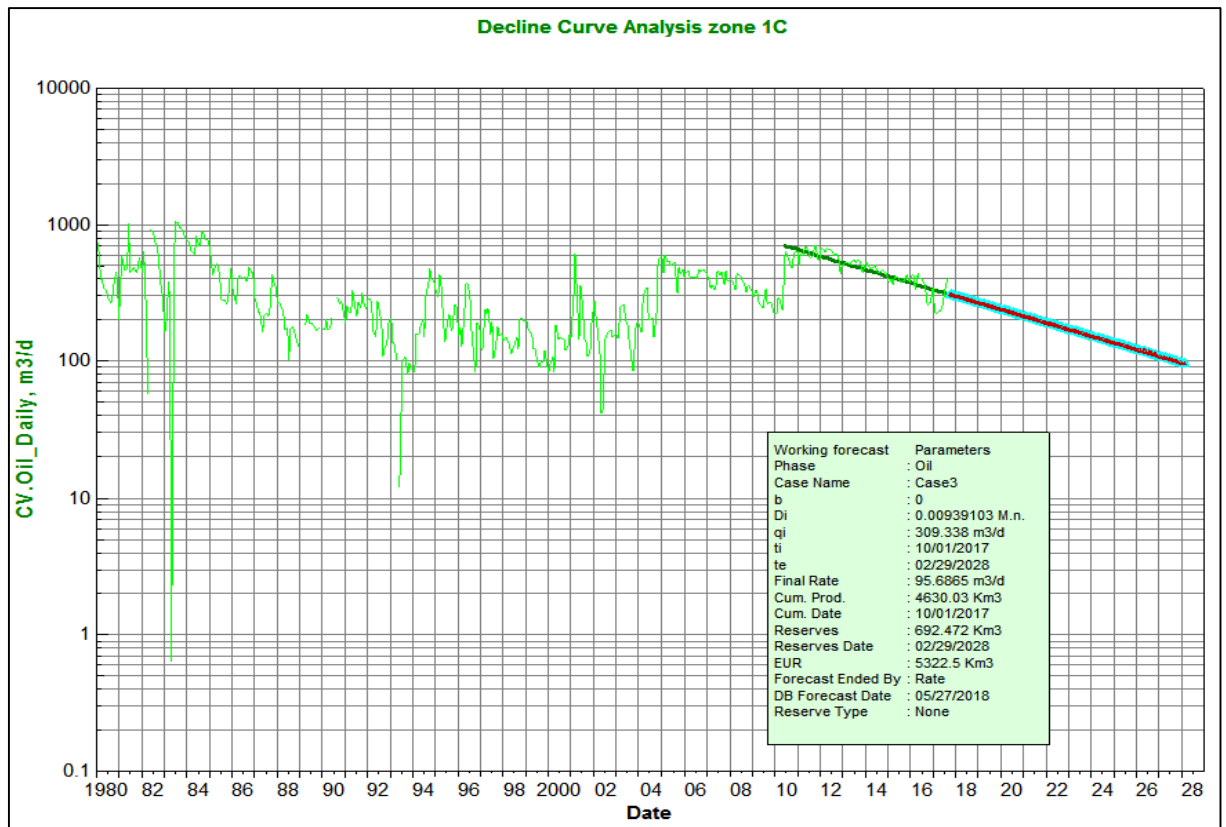


FIGURE V.16. LA TENDANCE DE DECLINE DE LE 01/07/2010 AU 01/10/2017.

V.5.2.2. Les résultats de prévision :

$b = 0$ C'est un modèle exponentiel comme anticipé dans le cas d'une déplétion naturelle au-dessus du point de bulle.

$D_i = 0.00939103 \text{ M.n}$ avec $q_i = 309.34 \text{ m}^3/\text{j}$ @ 01/10/2017.

- Le cumul de production = 4.63 Mm^3 @ 01/10/2017
- Les réserves restent à récupérer sont estimées à 0.925 Mm^3 .
- Les réserves totales à récupérer EUR (réserves restant + cumul produit) est de 5.32 Mm^3 @ 29/02/2028 (après 10 ans).

NB. Dans notre prévision on a utilisé un débit de $96 \text{ m}^3/\text{j}$ pour toute la zone 1C, comme un débit économique ce qui correspond à la contribution de 08 puits à la production avec un débit de $12 \text{ m}^3/\text{j}$ pour chacun.

Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: Case3
b	: 0
Di	: 0.00939103 M.n.
qi	: 309.338 m3/d
ti	: 10/01/2017
te	: 02/29/2028
Final Rate	: 95.6865 m3/d
Cum. Prod.	: 4630.03 Km3
Cum. Date	: 10/01/2017
Reserves	: 692.472 Km3
Reserves Date	: 02/29/2028
EUR	: 5322.5 Km3
Forecast Ended By	: Rate
DB Forecast Date	: 05/27/2018
Reserve Type	: None

TABLEAU V.7 : LES RESULTATS DE PREVISION.

- Cas du bailliage par l'injection de gaz ou d'eau

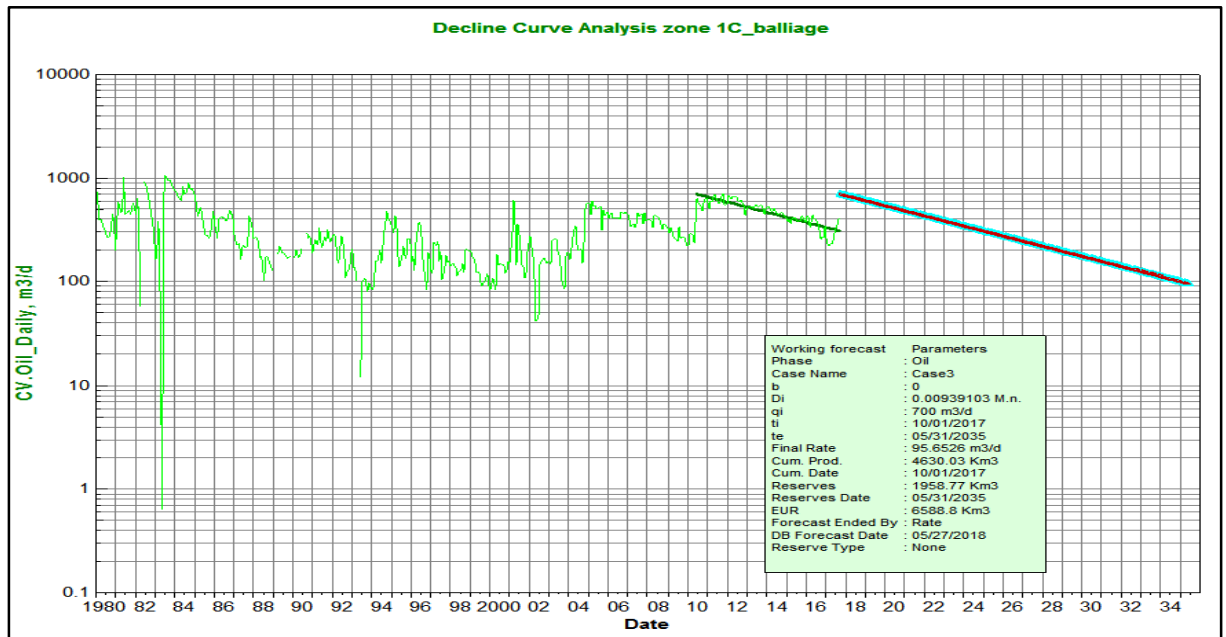


FIGURE V.18. LES PREVISION AVEC INJECTION.

$b = 0$ C'est un modèle exponentiel comme anticipé dans le cas d'une déplétion naturelle au-dessus du point de bulle.

$D_i = 0.00939103 \text{ M.n}$ avec un débit initial Estimée $q_i = 700 \text{ m}^3/\text{h}$ @ 01/10/2017.

- Le cumul de production = 4.63 Mm^3 @ 01/10/2017.

- Les réserves restent à récupérer sont estimées à 1.96 Mm^3 .

- Les réserves totales à récupérer EUR (réserves restant + cumul produit) est de 6.6 Mm^3 @ 31/05/2035 (après 17 ans).

Working forecast	Parameters
Phase	: Oil
Case Name	: Case3
b	: 0
D_i	: 0.00939103 M.n.
q_i	: 700 m3/d
t_i	: 10/01/2017
t_e	: 05/31/2035
Final Rate	: 95.6526 m3/d
Cum. Prod.	: 4630.03 Km3
Cum. Date	: 10/01/2017
Reserves	: 1958.77 Km3
Reserves Date	: 05/31/2035
EUR	: 6588.8 Km3
Forecast Ended By	: Rate
DB Forecast Date	: 05/27/2018
Reserve Type	: None

TABLEAU V.8 : LES RESULTATS DE PREVISION CAS DE BAILLIAGE.

V.5.3 Calcul les quantités d'huile en place initiales

V.5.3.1 Dans le cas de déplétion naturel

On a : $N_p = OOIP * RF$

Donc $OOIP = N_p / RF$

D'autre part on a : $RF = (B_o - B_{oi}) / B_o$

$$RF = \frac{1.676 - 1.61}{1.676} = 0.03937 = 3.93 \%$$

Et avec une cumule de production à ce jour $N_p = 4.65 \text{ Mm}^3$.

Alors

$$OOIP = \frac{4.6303 \times 10^6}{0.03937} = 117.60 \text{ Mm}^3$$

$$OOIP = 117.60 \text{ Mm}^3$$

- *Le facteur de récupération Dans le cas de déplétion naturelle après 10 ans.*

$$RF = \frac{5.3225 \times 10^6}{117.60 \times 10^6} = 0.04525 = 4.52 \%$$

- *Le facteur de récupération Dans le cas de bailliage par injection après 17 ans.*

$$RF = \frac{6.5888 \times 10^6}{117.60 \times 10^6} = 0.05602 = 5.60 \%$$

V.6. Conclusion :

- Les meilleurs drains en terme des quantités initiales en place sont le **D5** et **D4** avec **31.6** et **38.3 Mm³** respectivement.
- Dans notre étude l'estimation des quantités initiales en place de la zone **1C**, par la méthode volumétrique donne **116 Mm³** ce qui proche de celle calculée par la méthode Bilan Matière **112.5 Mm³** ainsi que celle calculée par la méthode courbe de déclin **117.6 Mm³**.
- La zone **1C** soumis à une récupération par déplétion naturelle à ce jour (pas de récupération secondaire telle que l'injection de gaz ou d'eau pour augmenter le facteur de récupération).
- Le cumul de production est de **4.63 Mm³** @ **01/10/2017** ce qui représente un **R_f** de **4.11%** par rapport les quantités initiales en place estimée par la méthode Bilan Matière la zone **1C** qui sont de l'ordre de **112.5 Mm³**.
- La courbe de déclin de la zone **1C** représente un model exponentiel $b = 0$, c'est le cas d'une déplétion naturelle dans un réservoir fortement sous sature.
- Une prévision par Courbe de Déclin été faite avec une condition économique du débit total de la zone de **96 m³/j**, nous donne un **EUR** (Expected Ultimate Recovery « Récupération Ultime Attendue ») de **5.32 Mm³**, après **10** ans de production avec le même déclin actuel de la zone **1C** ce qui correspond à un **R_f** maximum de **4.52%**, donc il nous reste que **0.692 Mm³** des réserves a récupérée.
- Une prévision par Courbe de Déclin été faite avec une condition économique du débit total de la zone de **96 m³/j**, nous donne un **EUR** (Expected Ultimate Recovery « Récupération Ultime Attendue ») de **6.58 Mm³**, après **17** ans de production avec un déclin en récupération secondaire par l'injection de Gaz ou d'eau dans la zone **1C** ce qui correspond à un **R_f** maximum de **5.60%**, donc il reste **1.95 Mm³** des réserves a récupérée.

Recommandation

- D'après l'étude faite sur la zone **1C** on remarque que cette zone est une zone complexe vue les différents problèmes d'exploitation des puits, telle que les problèmes de dépôts de sels et d'asphaltènes ainsi que les problèmes de la migration des grains de sables. Donc pour résoudre ces problèmes d'exploitation il est recommandé de :
 - ✓ Réaliser des nettoyages périodiques au reformat ou xylènes pour nettoyer les puits asphaltés (chaque puits).
 - ✓ Réaliser des dessalages par des bouchons d'eau périodiques ou par injection d'eau continu pour les puits à problème de sels.
 - ✓ Equiper les puits à problème d'éruptivité + problème de sels avec des complétions parallèles pour assurer le liftage par Gaz-Lift et le dessalage par l'injection de l'eau en continu.
 - ✓ Equiper les puits qui fait de grains de sable par des filtres à sable, consolidation chimique ou un Gravel pack. Ainsi d'équiper les puits par des Duses fixe à des diamètres bien choisi pour un drawdown optimal afin de minimiser la migration des grains de sable et maintenir la vie du puits Aussi longtemps que possible.
- D'après la méthode volumétrique on constate que les drains **D5** et **D4** sont les meilleurs drains de point de vu les quantités en place initiales « **OOIP** » avec des bonnes caractéristiques pétro-physique, donc pour cela on recommande de reconverti quelques puits verticaux dans la zone **1C** en **Short-Radius** dans les drain **D5** et **D4** afin d'améliorer la production des puits.
- La zone **1C** soumis à une récupération par déplétion naturelle à ce jour avec un **R_r** maximum de **4.52%** d'après la prévision faite par courbe de déclin, pour cela il faut penser de passer à l'étape de la récupération secondaire telle que l'injection de gaz ou d'eau pour augmenter le facteur de récupération de la zone **1C**.
- Equiper les puits qui présentent des problèmes d'éruptivité par le **Gaz-Lift** ou les pompes **ESP** afin d'améliorer le potentiel des puits.
- Lancer une étude approfondie pour résoudre les problèmes de la zone que ce soit d'exploitation ou de réservoir, afin de récupérer le maximum des hydrocarbures en place parce que la zone fait **112.5 Mm³** des quantités en place et seulement **4.63 Mm³** ont été récupérée pendant 38 année d'exploitation.

Conclusion général

L'estimation de réserve peut être utilisé pour déterminer les meilleurs drains qui contiennent des hydrocarbures pour implémenter des nouveaux puits dirigés et horizontaux, les réserves de la zone 1c varient entre 112.5Mm^3 et 117.6Mm^3 .

D'autre part les différentes méthodes d'estimation des réserves aident l'ingénieur à trouver facilement le mécanisme de drainage et le meilleur temps pour adopter un autre mode de récupération (classique ou assisté), le cumul de production, la pression ainsi que le débit.

L'ingénieur de réservoir doit connaître les réserves par les trois méthodes pour une bonne étude de développement de la zone et pour récupérer le maximum des hydrocarbures parce que chaque méthode donne des informations différentes que l'autre par exemple la méthode volumétrique donne les réserves par drain mais ne donne pas le régime de drainage et leur taux de participation pour la récupération, et la méthode de courbe de déclin donne une prévision de la situation des puits ou la zone d'après des années par les conditions de production actuelles.

- [1]. ore-reserves-and-mineral-resources---definitions.pdf <http://www.iluka.com/docs/default-source/3.2-ore-reserves-mineral-resources/ore-reserves-and-mineral-resources---definitions.pdf?sfvrsn=0>
- [2]. definitions of oil and gas resources and reserves: un extrait de le Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook (Cowley, Gillespie & Associates petroleum consultants)
<http://digitaldfw.com/cgaus/cogeh.pdf>
- [3]. Understanding Contingent Resources_1.pdf, Keith Braaten. August 12, 2015. page 4 & 6.
https://www.gljpc.com/sites/default/files/Understanding%20Contingent%20Resources_1.pdf
- [4]. Benoît Thévard, Réserves et production- L'EUROPE FACE AU PIC PETROLIER - Indipendenza Energetica– novembre 2012 page 6
- [5]. bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf, 66eme edition, British petroleum oil company Pages 12,13,14
- [6]. U.S energy information administration, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2012, August 2012,
- [7]. R. Cossé, Le gisement techniques d'exploitation pétrolière,1988 EDITIONS TECHNIP.
- [8]. RICHARD WHEATON, FUNDAMENTALS OF APPLIED RESERVOIR ENGINEERING Appraisal, Economics, and Optimization, 2016, Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc.
- [9]. Ahmed Tarek, reservoir engineering handbook 2nd edition, Copyright © 2001 by Butterworth-Heinemann.
- [10]. Jean-Pascal DEJEAN, Reservoir Engineering Drive Mechanisms, IFP training 2015.
- [11]. http://petrowiki.org/Production_forecasting_decline_curve_analysis
- [12]. Ghulam M. Iqbal, Abdus Satter, Reservoir Engineering the Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries, 2016, Gulf Professional Publishing, Elsevier Inc. pages 211,212,214
- [13]. decline_curve_analysis.fekete.pdf, 12/26/2010, Fekete Associates Inc.IHS Energy,
- [14]. SPE_028688_(Doublet)_Material_Balance_Decline_Type_Curve_Analysis 19 October 1994.
- [15]. Society of Petroleum Engineers (SPE), Petroleum-Resources-Management-System.pdf, page 3
<http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum-Resources-Management-System.pdf>.
- [16]. ESTIMATION of PRIMARY OIL RESERVES, J. J. ARPS ,1956, BRITISH-AMERICAN OIL PRODUCING CO. DALLAS, TEX.
- [17]. Decline Curve Analysis Using Type Curves--Analysis of Oil Well Production Data Using Material Balance Time, L.E. Double & P.K. Pande & T.J. McCollum & T.A. Blasingame 19/October/1994 SPE 28688.
- [18]. Texas A&M Engineering, Mini problem solution, P324_08A_MP_09_Key.pdf, Petroleum Engineering 324 — Well Performance Mini Problem 9, Thomas A. Blasingame

- [19]. Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production; Mikael Höök; Department for Physics and Astronomy, Uppsala University; Sweden; May 2009.
- [20]. 10 PRO_GRE4_S10_G1_Cours_21-25 June (reservoir management-incertitude) IFP document.
- [21]. estimated-ultimate-recovery-EUR: <http://www.futuresknowledge.com/dictionary/estimated-ultimate-recovery-eur/>
- [22]. Decline Curve Analysis, Ali F. Mangi Alta'ee, Universiti Teknologi Petronas Malaysia
<https://www.scribd.com/document/116236750/7-Decline-Curve-Analysis>
- [23]. WORLD ENERGY COUNCIL; World Energy Resources Oil | 2016 page 10
- [24]. Ministère de l'Énergie et des Mines, Algeria Hydrocarbon potential overview.pdf
http://www.energy.gov.dz/francais/uploads/slides/Algeria_%20Hydrocarbon_potential_overview.pdf
- [25]. http://petrowiki.org/Production_forecasting_decline_curve_analysis

<i>nbr</i>	<i>Puits</i>	<i>Etat</i>	<i>Mode de production</i>	<i>Type de forage</i>	<i>Etat actuel</i>
1	OMM532	Inexploitable	/	Vertical	/
2	OMM54	PPH	Gaz lift	SR	Fermer
3	OMM542	PPH	Eruptif	SR	Fermer
4	OMM62	PPH	Eruptif	SR	Fermer
5	OMM622	PPH	Eruptif	Vertical	Fermer
6	OMM632	PPH	Eruptif	Vertical	Fermer
7	OMM643	PPH	Eruptif	SR	Fermer
8	OMM652	PPH	Eruptif	SR	Ouvert
9	OMM66	Inexploitable	/	Vertical	/
10	OMM662	Sec		Vertical	/
11	OMM67	PPH	Eruptif	Vertical	Ouvert
12	OMM731	Inexploitable	/	SR	/
13	OMM741	PPH	Gaz lift	Vertical	Ouvert
14	OMM75	PPH	Eruptif	SR	Ouvert
15	OMM763	PPH	Eruptif	SR	Ouvert
16	OMM772	PPH	Gaz lift	SR	Ouvert
17	OMM842	PPH	Eruptif	SR	Ouvert
18	OMM852	Abandone	/	Vertical	/
19	OMMH104b	Producteur d'eau	/	Vertical	/
20	OMMZ533	PPH	Eruptif	Horizontal	Fermer
21	OMMZ653	PPH	Gaz lift	Horizontal	Fermer
22	OMMZ733	PPH	Eruptif	Horizontal	Fermer
23	OMMZ751	PPH	Eruptif	Horizontal	Ouvert
24	OMMZ77	PPH	Eruptif	Horizontal	Ouvert

Tableau.1 : Représente les puits de zone 1C et leur situation.

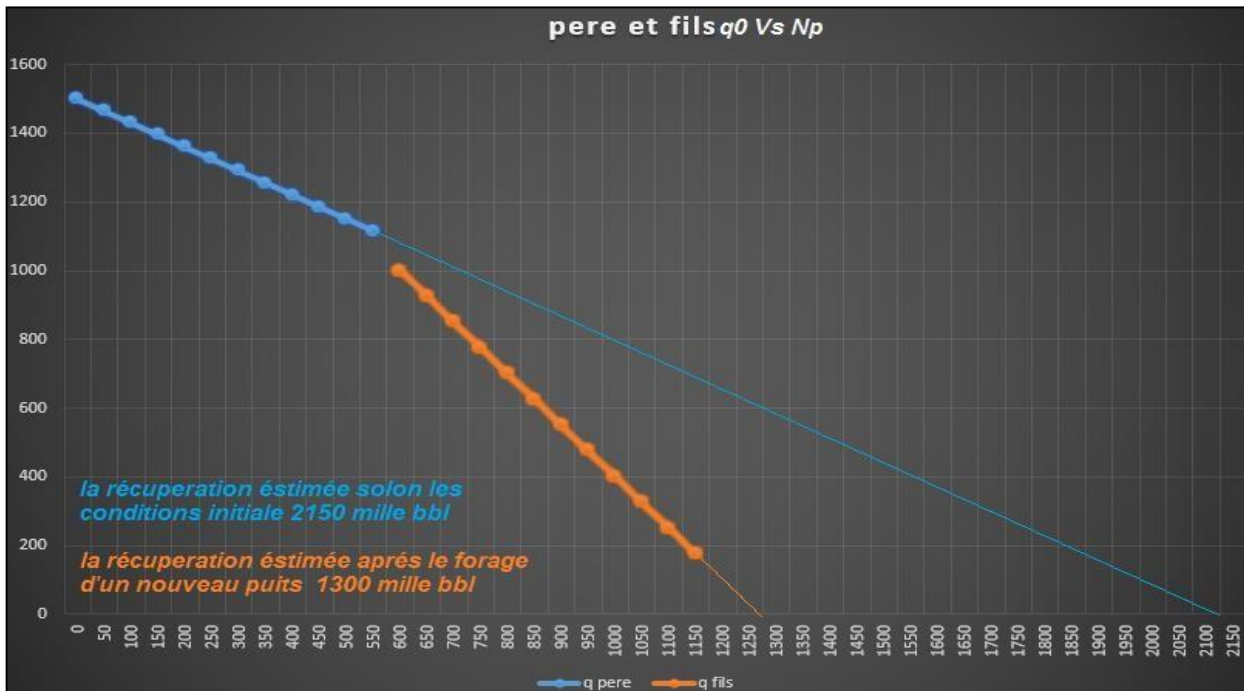


Figure IV.1 : Le cas de père et fils

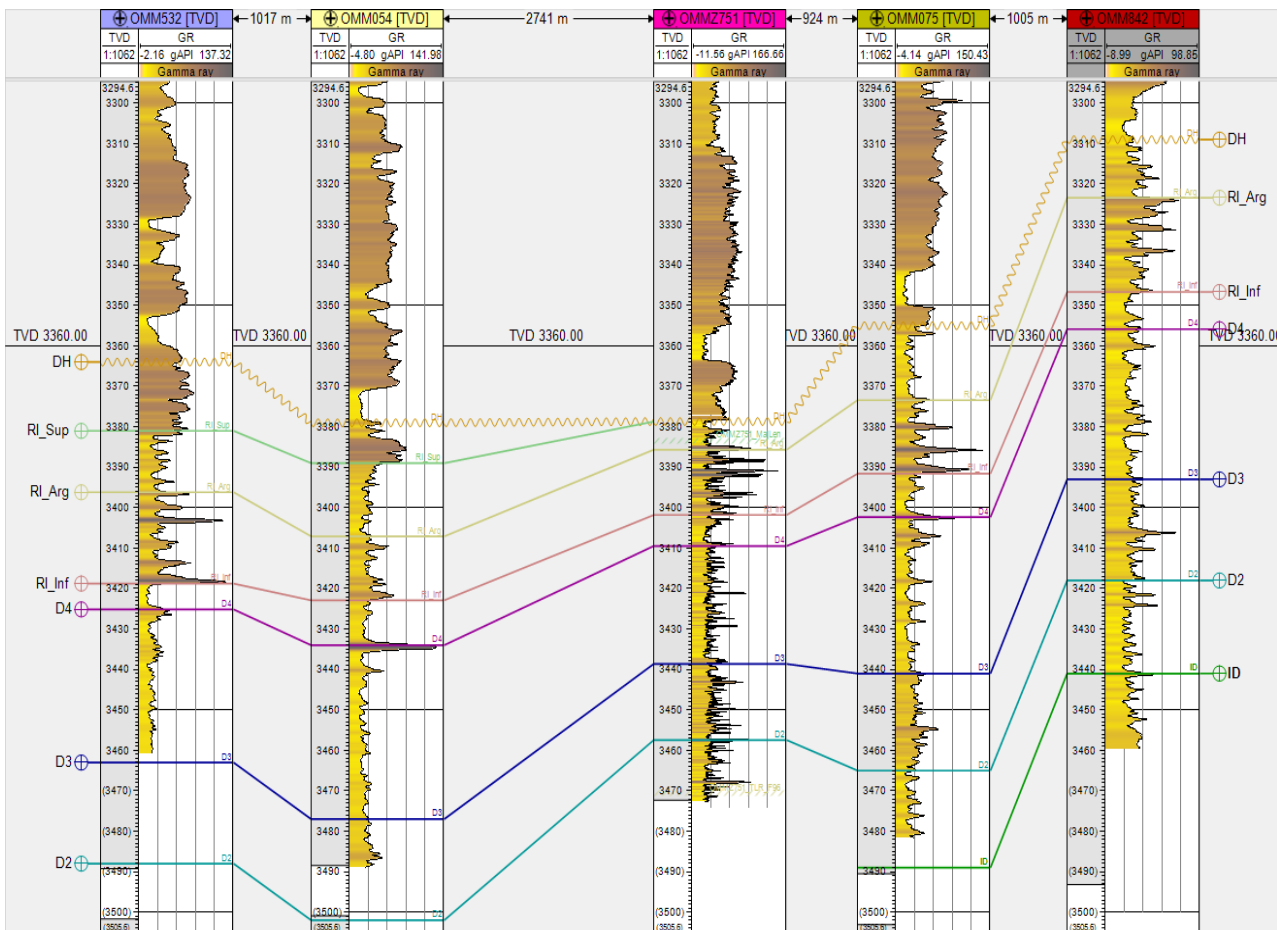


Figure : La diaggraphie et la corrélation entre quelque puits de zone1C