

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE D'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITÉ DE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département : Gisements Miniers Et Pétroliers

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

Master

Présenté par :
AISSIA Noureddine
LEBOUKH Nabil

Filière : Hydrocarbures
Option : Production

Thème

**Optimisation de recyclage de gaz sec pour la récupération du gaz
à condensat dans le réservoir « A » du champ HR-Sud**

Devant le jury :

GARECHE Mourad	MC/A	UMBB	Président
BENYOUNES Khaled	MC/A	UMBB	Examinateur
SAIFI Rédha	MC/B	UMBB	Examinateur
HADJADJ Ahamed	MC/A	UMBB	Encadreur

REMERCIEMENTS



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

Nous aimerions exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. HADJADJ Ahmed pour son appui, son orientation et ses conseils qui nous ont été très précieux.

Nous tenons aussi à exprimer notre profonde gratitude à Mr. GHRIGA Mohamed pour le temps qu'il nous a consacré et l'aide qui nous a apportés malgré ses occupations.

Nous ne saurons oublier de remercier également tout le personnel de la direction Engineering et Production de Hassi R'mel, en particulier service engineering

Nous adressons nos chaleureux remerciements à l'ensemble des enseignants du département gisements qui ont contribué à notre formation et particulièrement, Mr. BENOYOUNES, Mr. SAIFI, Mr. GUARECHE, Mr. HAMOUDI, Mr. KACIMI, Mr. SAOUDI, Mlle. BAHNOUS.

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

LEBOUKH Nabil et AISSIA Noureddine.

Merci



Dédicace

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

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

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

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

A mes chères sœurs Imane, Karima et Nour Elyakine.

A mes chers frères Hicham, Adel, et Imad Eddine.

A toute ma grande famille.

A tous mes amis.

A tous mes camarades des groupes MAPH11 et MAFP11.

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

LEBOUKH Nabil.

ROTANICAL BEAUTY

DEDICACE

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

A celle qui m'a donné la vie, symbole de beauté, et de fierté, de sagesse et de patience.

A celle qui est la source de mon inspiration et de mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance.

À ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

- ☉ *À mon exemple de vie mon très cher père pour son sacrifice, et encouragement durant toute période de mes études.*
- ☉ *À mon cher frère : MOHAMED, à toutes mes sœurs et à tout mes neveux : Rahim, Khaoula, Abd Elbari, Sid Ali, Ahlam, Oumaima, Imad, Youcef, Rimesse et en fin Moad.*
- ☉ *À ma grande mère, mon grand père, mes tantes, mes oncles et à tous les membres de la famille grand et petit.*
- ☉ *À tous mes amis de l'université avec qui j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie d'étude ; Salah, Haroun, Ammar, Moussa, Adel, Youcef, Mohamed, Mounir, Mouloud, Khaled, Walid ... et tous mon groupe MAPH11 chacun à son nom sans oublier mon binôme Nabil.*
- ☉ *A Tout Ceux que j'aime et je respecte.*

NOUREDDINE

Table des matières

INTRODUCTION :	1
----------------	---

CHAPITRE –I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE SUR LE RECYCLAGE DES GAZ

I.1 Introduction :	2
I.2 Objectifs de recyclage des gaz ^[1] :	2
I.2.1 Aspect environnemental :	2
I.2.2 Aspect des réserves récupérables :	2
I.2.3 Minimisation du coût de traitement :	3
I.3 Recyclage des gaz d'hydrocarbures ^[1] :	4
I.3.1 Recyclage de gaz dans des réservoirs fracturé :	4
I.3.2 Recyclage de gaz sec dans les réservoirs de gaz à condensat :	4
I.3.3 Problèmes d'exploitation d'un gisement de gaz a condensat :	5
I.3.4 Exemples de projets de recyclage de gaz dans le monde :	6
I.3.4.1 Champ de North Brae (U.K., mer du Nord) ^[2] :	6
I.3.4.2 Champ d'Arun (Indonisie- Nord de Sumatra) ^[3] :	6
I.3.4.3 Champ de Rhourde Adra (Algérie) ^[4] :	7
I.4 Cyclage des gaz non hydrocarbures ^[1] :	8
I.4.1 Cyclage des gaz acides (CO ₂ et H ₂ S) :	8
I.4.2 Cyclage de l'Azote N ₂ ^[5] :	10
I.5 Conclusion :	11

CHAPITRE -II

PARTIE GEOLOGIQUE

II.1 Introduction à la géologie d'Hassi R'mel :	12
II.1.1 Situation géographique :	12
II.1.2 Historique du champ d'Hassi R'mel :	12
II.2 Structure du gisement :	13
II.3 Stratigraphie du gisement :	14
II.3.1 Crétacé : Il comprend les étages suivants :	14
II.3.2 Jurassique : Il présente trois ensembles :	14
II.3.3 Trias : Il présente sept ensembles :	14
II.3.4 Aperçu sur les trois réservoirs:	15
II.3.5 Cambro-ordovicien (Paléozoïque) :	16
II.4 Développement du champ d'Hassi R'mel :	18
II.5 Description du périmètre d'étude :	20
II.5.1 Caractéristique de la roche :	22
II.5.2 Caractéristiques des fluides du gisement :	22
II.6 Développement d'Hassi R'mel Sud :	22

II.7 Problèmes d'exploitation :	24
II.7.1 Corrosion :	24
II.7.1.1 Corrosion chimique :	24
II.7.1.2 Corrosion bactérienne :	24
II.7.2 Dépôts de sels :	25
II.7.3 Hydrate :	25
II.7.3.1 Facteurs favorisant la formation des hydrates :	26
II.7.3.2 Prévention contre la formation des hydrates :	26
II.7.4 Autres dépôts :	26

CHAPITRE -III ETUDE PVT

III.1 Introduction :	27
III.2 Comportement des fluides entre le gisement et la surface :	27
III.3 Généralités sur les gisements de gaz ^{[6] [7] [8]} :	28
III.3.1 Gisement de gaz sec:	28
III.3.2 Gisement de gaz humide:	28
III.3.3 Gisement de gaz à condensat:	29
III.3.2.1 Phénomène de condensation rétrograde ^[9] :	30
III.3.2.2 Ecoulement du condensat ^{[6] [10]} :	32
III.3.3 Analyse et performance d'un mètre cube de gaz ^{[6] [7] [8] [11]} :	36
III.3.3.1 Introduction :	36
III.3.3.2 Échantillonnage :	37
III.3.3.3 Tests PVT utilisés pour analyser le comportement du condensat :	38
III.3.3.4 Hypothèses de calcul:	43
III.3.3.5 Méthodologie :	46
III.4. Discussions des résultats :	62

CHAPITRE -IV ESTIMATION DES RESERVES

IV.1. Généralité :	63
IV.2 Définition des réserves selon SPE :	63
IV.2.1 Réserves prouvées :	63
IV.2.2 Réserves non prouvées :	63
IV.2.2.1 Réserves probables :	64
IV.2.2.2 Réserves possibles :	64
IV.3 Estimation des réserves :	65
IV.3.1 Méthode volumétrique ^[2] :	65
IV.3.1.1 Détermination des paramètres moyens :	66
IV.3.1.2 Calcul du volume de roche imprégnée V_R :	67
IV.3.2 Méthode du Bilan matière :	71

IV.3.2.1 Théorie :.....	71
IV.3.2.2 Détermination des paramètres de l'équation :.....	72
IV.4 Partie calcul :.....	74
IV.4.1 Calcul des réserves en place en utilisant l'équation de bilan matière :.....	74
IV.4.2 Calcul des réserves par le logiciel MBAL :.....	77
IV.4.3 Discussions des résultats obtenus:.....	78
IV.5 Teneur en produits condensables :.....	79
IV.6 Conclusion :.....	80

CHAPITRE -V RECYCLAGE DE GAZ

V.1 Introduction :.....	81
V.2 Mécanismes de récupération ^[2] :.....	81
V.2.1 Mécanismes de récupération primaire :.....	81
V.2.2 Mécanismes de récupération secondaire :.....	81
V.2.2.1 Injection d'eau :.....	82
V.2.2.2 Injection de gaz :.....	82
V.2.3 Mécanismes récupération tertiaire :.....	82
V.3 Généralité sur l'exploitation d'un gisement de gaz à condensat ^[12] :.....	83
V.4 Mécanisme de balayage ^[2] :.....	83
V.6 Partie calcul :.....	85
V.6.1 Calcul de la fraction F_d (débit fractionnaire du gaz sec produit provenant de l'injection)	86
V.6.2 Procédure de calcul (partie recyclage) :.....	88
1. Déplétion naturelle (0%):.....	90
2. Calcul pour un taux d'injection de 40%:.....	93
3. Calcul pour un taux d'injection de 60%:.....	96
4. Calcul pour un taux d'injection de 70%:.....	99
V.7 Conclusion :.....	103

CHAPITRE -VI ETUDE ECONOMIQUE

VI.1 Introduction :.....	104
VI.2 Etude de faisabilité du projet de recyclage (technico-économique) :.....	104
VI.3 Partie calcul :.....	105
VI.3.1 Objectif :.....	105
VI.3.2 Données nécessaires :.....	105
VI.3.3 Méthode de calcul :.....	105
VI.4 Discussions des résultats :.....	110
CONCLUSION GENERALE.....	112
RECOMMANDATIONS.....	113

BIBLIOGRAPHIE.

ANNEXE.

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3. 1 : Composition du fluide de réservoir.....	44
Tableau 3. 2: Composition de gaz d'injection.....	44
Tableau 3. 3: Pourcentages des compositions et les volumes de fluide de réservoir lors de l'expérience.	45
Tableau.3. 4: Etude de l'échantillon de gaz à condensat.....	48
Tableau 3. 5: Calcul des facteurs de compressibilité Z_{2p} et Z_{inj}	50
Tableau 3. 6: Détermination des fractions molaires du GPL et du condensat contenue dans 1 stm3 le gaz humide.	52
Tableau 3. 7: Détermination des masses du GPL et du condensat contenues dans 1 stm3 de gaz humide.	54
Tableau 3. 8: Evaluation du volume du GPL et de condensat dans 1 stm3 de gaz humide.	55
Tableau 3. 9: Calcul de la production cumulée et les densités pour le GPL et le condensat.	57
Tableau 3. 10: Détermination de la richesse en GPL et en condensat pour 1 stm3de gaz.	58
Tableau 3. 11: Calcul du taux de récupération.....	60
Tableau 4. 1: Détermination des paramètres moyens du réservoir « A ».....	66
Tableau 4. 2: Historique de la production et d'injection.	72
Tableau 4. 3 : Calcul de Z_{2p} et Z par différentes corrélations.	75
Tableau 4. 4: Calcul E_g et F pour différentes corrélations.	75
Tableau 4. 5: Composition du gaz dans le réservoir.	79
Tableau 4. 6: Teneurs en produits condensables.....	80
Tableau 5. 1: Classification des perméabilités du réservoir.....	86
Tableau 5. 2: Détermination du débit fractionnaire F_d	87
Tableau 5. 3: Calcul de la pression pour $F=0\%$	90
Tableau 5. 4: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour $F=0\%$	91
Tableau 5. 5: Calcul de la récupération du GPL pour $F=0\%$	92
Tableau 5. 6: Calcul de la pression pour $F=40\%$	93
Tableau 5. 7: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour $F=40\%$	94
Tableau 5. 8: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour $F=40\%$	95
Tableau 5. 9: Calcul de la pression pour $F=60\%$	96
Tableau 5. 10: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour $F=60\%$	97
Tableau 5. 11: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour $F=60\%$	98
Tableau 5. 12: Calcul de la pression pour $F=70\%$	99
Tableau 5. 13: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour $F=70\%$	100
Tableau 5. 14: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour $F=70\%$	101
Tableau 6. 1 : Cumuls de production et d'injection et nombre de puits pour chaque taux d'injection.	105
Tableau 6. 2: Calcule de vente annuelle pour la déplétion naturelle.....	106
Tableau 6. 3: Evolution de vente et de coût d'injection annuelle pour $F=40\%$	107
Tableau 6. 4: Evolution de vente et de coût d'injection annuelle pour $F=60\%$	108
Tableau 6. 5: Evolution de vente et de coût d'injection annuelle pour $F=70\%$	109
Tableau 6. 6: Recettes et dépenses pour chaque taux d'injection.....	110
Tableau 6. 7: Calcul du gain	110

LISTE DES FIGURES

Fig.1. 1: l'évolution de la productivité d'un puits du champ Arun. (1994)	7
Fig.1. 2: l'évolution de production et d'injection du champ Rhourde Adra. (2008).....	8
Fig.1. 3: Diminution de la viscosité de l'huile par CO ₂ , H ₂ S et C ₁ en fonction de la pression.....	9
Fig.1. 4: l'évolution de la densité de l'huile par CO ₂ , H ₂ S et C ₁ en fonction de la pression.....	9
Fig.2. 1: Position géographique d'Hassi R'mel	12
Fig.2. 2: Colonne stratigraphique synthétique d'Hassi R'mel.	17
Fig.2. 3: Plan de position d'HR-Sud.	21
Fig.2. 4: Plan de position de puits d'HR-Sud.....	23
Fig.3. 1: Comportement des gaz entre le gisement et la surface.	27
Fig.3. 2: Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz sec.....	28
Fig.3. 3: Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz humide.....	29
Fig.3. 4: Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz à condensat.	29
Fig.3. 5: Phénomène de condensation rétrograde.	31
Fig.3. 6: Courbe de k_{rg} et k_{ro} en fonction de la saturation.	32
Fig.3. 7: Différentes régions d'écoulement de condensat dans le réservoir.	34
Fig.3. 8: Chronologie d'apparition de différentes régions d'écoulement de condensat dans le réservoir.....	36
Fig.3. 9: Schéma illustratif de test CCE.	38
Fig.3. 10: Equipement utilisé pour l'étude de gaz à condensat.....	39
Fig.3. 11: Schéma illustratif de test CVD.	40
Fig.3. 12: Volume de liquide déposé en fonction de la pression.	46
Fig.3. 13: Evolution de Z_p en fonction de la pression.	48
Fig.3. 14: Evolution de B_g en fonction de la pression.	49
Fig.3. 15: Evolution de Z_{2p} en fonction de la pression.....	50
Fig.3. 16: Evolution de Z_{inj} en fonction de la pression.....	51
Fig.3. 17: Pourcentage du gaz sec en fonction de la pression.	53
Fig.3. 18: Production cumulée en fonction de la pression.	57
Fig.3. 19: Evolution du GOR en fonction de la pression.	59
Fig.3. 20: Richesse en condensat et en GPL en fonction de la pression.	59
Fig.3. 21: Taux de récupération en fonction de la pression.	62
Fig.4. 1: Carte en isobathe au toit du niveau « A » du champ d'HR-Sud.	68
Fig.4. 2: Carte en isobathe au mur du niveau « A » du champ d'HR-Sud.	69
Fig.4. 3: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_p de la corrélation de Beggs.).....	76
Fig.4. 4: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_{2p} du test CVD).	76
Fig.4. 5: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_{2p} de la corrélation de Rayes et al.).....	77
Fig.4. 6: Réserves en place obtenus en utilisant MBAL.	78
Fig.5. 1 : Ecoulement dans un réservoir stratifié (méthode de Stile).	85
Fig.5. 2: Variation de F_d en fonction du volume pore injecté.....	88
Fig.5. 3: Evolution de la pression pour différents taux d'injection.....	102
Fig.5. 4: Evolution de la richesse en condensat pour différents taux d'injection.....	102
Fig.5. 5: Evolution de la récupération de condensat pour différents taux d'injection.	103
Fig.6. 1: Organigramme des résultats.	111

INTRODUCTION :

Suite à l'augmentation régulière de la demande mondiale en hydrocarbures, on est dans la nécessité d'augmenter la production d'huile et de gaz d'une manière plus efficace et plus économique. Malheureusement, le nombre des nouvelles découvertes par année diminue, donc l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative.

L'Algérie compte parmi les pays producteurs de gaz naturel au monde, la plus grande partie de la production est assurée par le gisement de la région d'Hassi R'mel ; Ce gisement est classé parmi les champs gaziers les plus importants au monde.

Un gisement de gaz à condensat donne la gazoline en surface qui présente de très bonnes propriétés ; son raffinage est plus facile que l'huile et présente un pouvoir calorifique élevé ; de ce fait on essaye toujours de récupérer le maximum de condensat possible.

Cependant, le gisement de gaz à condensat présente une particularité dans l'exploitation pétrolière. En effet, la chute de pression provoque une condensation rétrograde de quelque pourcentage de la phase gazeuse formant une zone de liquide aux abords du puits lors de la production. En déplétion naturelle, la récupération de gazoline est moins bonne et suite à la condensation dans le réservoir le pourcentage des produits lourds dans l'effluent décroît. Ces inconvénients diminuent intensivement si le gaz sec est injecté dans la formation, la pression est alors pratiquement maintenue, les pertes par condensation sont limitées et la quantité de la production est à peu près constante ; donc le recyclage de gaz sec peut minimiser cette perte de condensat, ainsi, on peut :

- ✓ Limiter la chute de pression moyenne.
- ✓ Limiter la condensation de gaz au niveau du réservoir pour améliorer la récupération du condensat.

L'établissement d'un modèle de simulation pour l'injection de gaz s'avère de plus en plus nécessaire pour évaluer l'état réel de l'injection et pour prévoir un scénario de recyclage de gaz optimum. Donc, le but de cette étude sur le développement d'un réservoir de gaz à condensat est de trouver un mode d'exploitation optimum en procédant à une étude comparative entre les deux modes d'exploitation (déplétion naturelle et recyclage de gaz).

CHAPITRE I

ETUDE

BIBLIOGRAPHIQUE SUR LE RECYCLAGE DE GAZ

I.1 Introduction :

Présentement, plusieurs compagnies considèrent le recyclage des gaz comme un moyen de récupération dans les champs de production. En effet, le recyclage de gaz résout des problèmes rencontrés en surface (traitement, transport, ...etc.) et les problèmes de réservoir (chute de pression, diminution de la richesse, efficacité de balayage...etc.). Dans cette partie, on s'intéresse à l'aspect génie du réservoir (reservoir engineering) sur le recyclage de gaz.

I.2 Objectifs de recyclage des gaz ^[1] :

Trois facteurs principaux sont cités pour expliquer pourquoi le recyclage est considéré comme une procédure de récupération :

I.2.1 Aspect environnemental :

Plusieurs réglementations environnementales ont été établies dans tous les domaines industriels, parmi lesquels le domaine de l'industrie pétrolière pour protéger l'environnement et pour contrôler et réduire les émissions de gaz (CO₂, H₂S, CH₄) dont le but de ralentir le réchauffement climatique globale.

La protection de l'environnement oblige les compagnies de pétrole de trouver des nouveaux processus et des nouvelles solutions aux problèmes qui menacent l'environnement.

I.2.2 Aspect des réserves récupérables :

L'augmentation des réserves récupérables est un autre défi pour les compagnies pétrolières ; c'est pourquoi, elles ont orienté vers le recyclage de gaz.

Pratiquement, il y'a trois possibilités qu'on peut envisager lorsque le gaz est réinjecter :

- Réinjection des gaz dans des horizons abandonnés ou dans les aquifères comme le cas de champ de Sleipner de la mer du nord.
- Réinjection des gaz dans le chapeau de gaz (gas cap) dont le but de maintien de pression.
- Réinjection dans les formations d'huile pour augmenter la production.

La réinjection de gaz dans les couches abandonnés est certainement la méthode la plus simple pour débarrasser du gaz et éviter de le libérer dans l'atmosphère, et ce cas est très utile quand il s'agit d'un gaz acide (CO₂, H₂S).

Ces deux gaz sont caractérisés par une forte solubilité dans les aquifères même si les conditions de température et de pression sont défavorables.

La réinjection de gaz dans des réservoirs des hydrocarbures est plus importante, il consiste à utiliser le gaz sec séparé dans les unités de traitement de surface, et elle prend l'avantage d'augmenter la production des gisements des hydrocarbures, ce processus peut contribuer pour ralentir le déclin inévitable de la pression du gisement et augmenter les réserves récupérable. La réinjection du gaz dans le chapeau de gaz peut augmenter la durée de vie du gisement par le maintien de pression et mais les propriétés de gaz injecté doit être compatible avec les conditions thermodynamique existant dans le réservoir d'huile.

Un autre cas est d'injecter le gaz dans les réservoirs d'huile qui peut augmenter d'avantage le facteur de récupération, en effet, l'injection de gaz est certainement la plus efficace pour augmenter la production, soit dans le cas de miscibilité ou l'immiscibilité, il conduit à une efficacité de balayage microscopique de 90 % (Bardon, 1995) ; le balayage macroscopique est moins important dans le cas d'hétérogénéité du réservoir, mais il reste généralement élevé par rapport à celui obtenu par l'injection d'eau. L'efficacité de balayage macroscopique peut être amélioré par le développement des autres méthodes d'injection sophistiqué comme le WAG (water alternate gas) et le SWAG (simultaneous water alternate gas), qui permet d'augmenter le balayage microscopique et macroscopique d'huile, en effet, la combinaison de l'injection de l'eau et du gaz fait apparaitre trois phases d'écoulement qui réduit la mobilité de gaz et permet d'obtenir un front de gaz homogène, en plus, pendant que le fond de réservoir reste inondé par l'eau qui aide en plus à maintenir la pression de tout le réservoir, le gaz fait balayer le top du réservoir et améliorer la récupération de l'huile légère.

Mais l'inconvénient majeur pour n'importe quel type d'injection de gaz est le coût de traitement de ce gaz dans les équipements de surface (séparateurs, compresseurs, conduites...etc.) et le coût de transport.

I.2.3 Minimisation du coût de traitement :

Le gaz destiné à l'injection contient des impuretés qui n'ont pas une influence sur l'efficacité de l'injection, c'est pour ça le coût de traitement de gaz d'injection est moins important que celui de traitement de gaz destiné à la consommation domestique, car les dernières étapes de traitement (désulfuration, déshydratation...etc.) coûtent plus chère que le traitement primaire.

I.3 Recyclage des gaz d'hydrocarbures ^[1]:

Pour la récupération des huiles légères et des condensats, on s'intéresse au recyclage de gaz sec, ce gaz (méthane CH₄) qui est obtenu après le traitement permet de récupérer davantage quelques pourcents d'huile et on remarque l'efficacité de recyclage dans les gisements de gaz à condensat, ce qu'il sera traité dans cette partie et dans les chapitres suivants.

I.3.1 Recyclage de gaz dans des réservoirs fracturés :

Le recyclage de gaz dans un réservoir fracturé d'huile légère peut devenir effectivement un moyen efficace pour augmenter le facteur de récupération; une quantité non négligeable peut se piéger dans les pores de la roche et reste non balayé par le front d'eau.

Le gaz injecté vaporise les huiles légères, ceci est particulièrement remarquable dans les réservoirs à faible perméabilité et qu'ont subi à une fracturation ; dans ce cas le drainage par gravité n'est pas suffisant pour produire l'huile, pour étudier ce cas un travail de laboratoire utilise un système de fluides binaire et ternaire comme un modèle des huiles a montré l'effet de recyclage de gaz sur la production et particulièrement pour la production des huiles légères (Le Romancer et al.).

I.3.2 Recyclage de gaz sec dans les réservoirs de gaz à condensat :

Lors de la production d'un réservoir de gaz à condensat, un déclin éventuel de pression provoque une condensation rétrograde qui conduit à un Buildup de la phase liquide dans le réservoir à cause des effets thermodynamiques.

Une accumulation d'une partie liquide se produit aux abords du puits et éventuellement elle reste piégée par les forces capillaires, et comme la vaporisation de ce cumule est loin d'être complet par gaz produit, ce phénomène est inévitable à l'exception de trouver une source d'énergie qui sera générée par un aquifère actif ou par une injection de gaz et/ou de l'eau dans un aquifère qu'a commencé à se développer. Le Buildup de ce liquide à plusieurs inconvénients :

- Premièrement, il réduit la production de gaz à cause de l'effet de l'écoulement multiphasique, en effet, à cause de l'accumulation de liquide la mobilité de gaz sera réduite par l'effet de la perméabilité relative.

Des observations sur terrain ainsi que des études de laboratoires ont mentionné ces effets nuisibles (Bourbeux et al. 1994, Kalaydjian et al. 1996), ces dernières dépendent de débit, la richesse et la perméabilité de réservoir elles peuvent s'amplifier si des conditions

favorables pour un écoulement turbulent (écoulement non darcien) sont rencontrés telle que un débit important aux abords du puits (Kalaydjian et al. 1996).

- En plus, le gaz produit est plus pauvre qu'on a espéré à cause d'une séparation physique qui passe dans le réservoir tous les constituants intermédiaires et lourds se termine par se déposer et se piégé dans les pores au fond du réservoir. Par conséquent le gaz devient plus en éléments énergétiques ; donc, en réduisant l'accumulation de liquide aux abords du puits pour éviter les inconvénients cités précédemment et pour restaurer la productivité du puits et produire un gaz plus riche.

Il est possible d'atteindre cet objectif par le développement de mécanisme de recyclage de gaz, ce qu'on peut le réalisé par la réinjection d'une partie de gaz sec obtenue après quelques étapes de traitement dans les unités de surface. Ce gaz sec va avoir un effet double : limiter la chute de pression moyenne et la baisse de la production du condensat due au fait que le pourcentage des produits lourds dans l'effluent décroît avec la pression ($P < P_{\text{rosé}}$) ; et revaporiser le condensat déposé dans les zones de gisement soumises à l'injection.

Grâce au recyclage de gaz sec, la récupération en condensat dépasse souvent 60%, ce qui bénéfique techniquement et économiquement.

I.3.3 Problèmes d'exploitation d'un gisement de gaz a condensat ^[3] :

Le comportement complexe du gaz à condensat dans le réservoir rend son exploitation très compliquée. On peut retrouver dès les premières années de production face à des problèmes majeurs tels que la condensation rétrograde du gaz dans le réservoir et la percée de gaz sec au niveau des puits producteurs en cas de recyclage.

a) Problèmes causés par la chute de la pression de gisement au cours de la production:

- La pression est fonction du volume soutiré (quantité produite); une chute importante de la pression engendre la condensation du gaz dans le réservoir qui reste immobile car sa saturation généralement est très faible (inférieure à la saturation d'écoulement).

- Au cours de la production la pression de gisement chute davantage aux abords du puits entraînant le dépôt d'un volume de condensat se traduisant par un Skin supplémentaire, d'où une réduction de la perméabilité relative du gaz et une chute de la production (phénomène irréversible).

b) Problèmes causés par la percée de gaz sec injecté au niveau d'un puits producteur :

L'injection de gaz (recyclage de gaz) a pour objectif de maintenir la pression de gisement, mais vu la complexité des réservoirs (réservoir hétérogène et comprenant plusieurs couches) plusieurs puits ont subi une percée rapide due à l'existence d'hétérogénéité de perméabilité qui favorise l'écoulement du gaz injecté vers les puits producteurs vu sa mobilité importante suivant une direction préférentielle, là où la perméabilité est élevée entraînant le piégeage du gaz riche en condensat dans le réservoir.

I.3.4 Exemples de projets de recyclage de gaz dans le monde :**I.3.4.1 Champ de North Brae (U.K., mer du Nord) [2]:**

Le recyclage de gaz prévu dans ce champ est total, la production pour 400 MM Scf/day de gaz traité sera de 75000 STB/day de condensat (3.2 MT/an), et la réinjection de 360 MMscf/day (90% du gaz produit) pendant 9 ans ; le gisement produira par décompression du gaz.

La récupération en condensat est estimée d'être au total deux fois plus grande qu'en déplétion naturelle :

- Cycling : 65 % (9 ans).
- Cycling + décompression : 82 %.
- Déplétion naturelle : 35 à 40 %.

Ce gisement est particulièrement riche en condensat : 900 g/m³.

I.3.4.2 Champ d'Arun (Indonésie- Nord de Sumatra) [3] :

Il était considéré comme l'un des plus grands gisements de gaz à condensat au monde, ce gisement est localisé en Indonésie et il est opéré par MOBIL, sa production a commencé en 1977.

- La pression initiale de ce gisement est environ de 500 bar.
- La température est de 177 °C.
- La pression de rosé est un peu plus de 300 bar.
- L'épaisseur de réservoir est plus de 300 m.
- Le GLR est initialement 65 STB/MM Scf au conditions de séparateur.

En 1994, le champ produit 3.4 BScf/day de gaz de séparation à partir de 78 puits producteurs avec une pression moyenne de réservoir de 157 bar (2250 psia) (sous la pression de rosé). Après une séparation primaire le gaz est envoyé vers le centre de traitement, le

résidu de gaz alimente les besoins énergétique du champ et l'utilisation domestique et l'injection.

Après 10 ans de production une perte significative de productivité, environ 50% de cette perte a lieu dans certains puits (fig.1.1). Ce problème est attribué à l'accumulation du liquide aux abords des puits producteurs comme il est expliqué par l'analyse des résultats du well test ainsi la simulation compositionnelle du gaz.

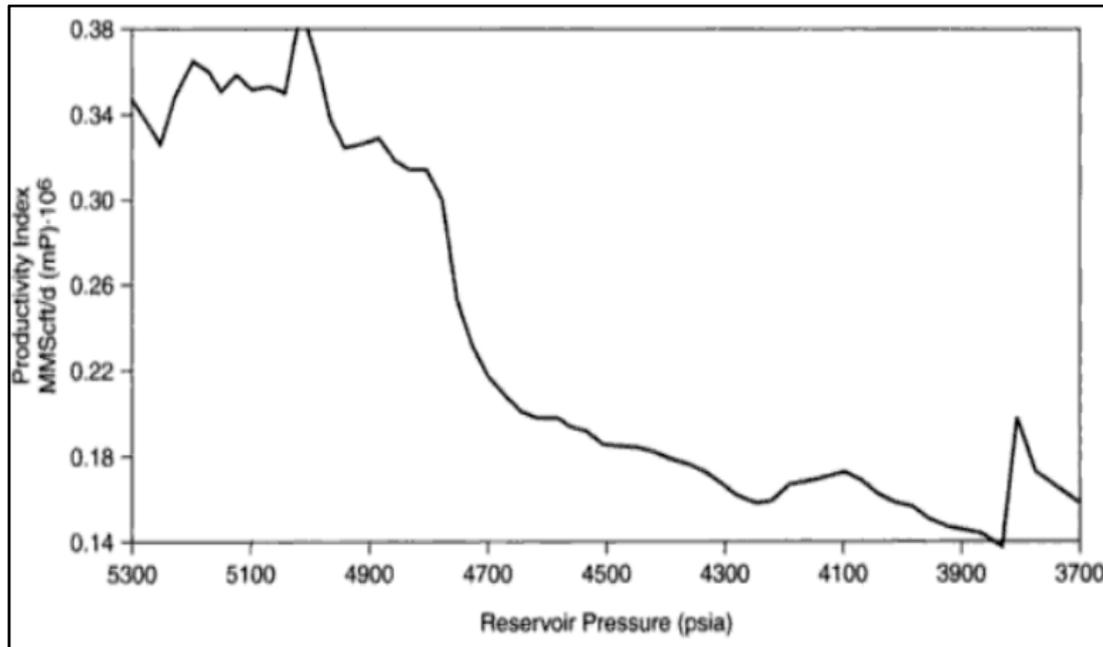


Fig.1. 1: l'évolution de la productivité d'un puits du champ Arun. (1994)

Par conséquent, un projet de recyclage de gaz sec a été développé pour résoudre ce problème, le gaz sec est injecté sur les périphéries du champ pour avoir un bon balayage du condensat vers les puits producteurs et réduire la chute de pression de gisement; après, ils ont foré des puits producteurs horizontaux pour minimiser l'accumulation du liquide.

I.3.4.3 Champ de Rhourde Adra (Algérie) ^[4] :

Le gisement de Rhourde Adra est un gisement de gaz à condensat situé à la wilaya d'Illizi à 1000 km sud-est d'Alger (Algérie), la mise en production de ce champ faite en 1989 avec un débit de production de $6.5 \cdot 10^6 \text{ stm}^3$ à partir de 17 puits, Les caractéristiques de ce gisement :

Pression initiale de réservoir : 324 bar.

La porosité du réservoir : 13 à 15%.

La saturation initiale en eau : 20%.

La hauteur totale moyenne du réservoir : 68 m.

La hauteur utile du réservoir : entre 20 et 30 m.

Le champ de Rhourde Adra est soumis à une injection dispersée, a commencé en 1989, par la mise en service de trois puits avec un débit d'injection moyen de $4,5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$, Le débit actuel d'injection est d'environ $5,5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$.

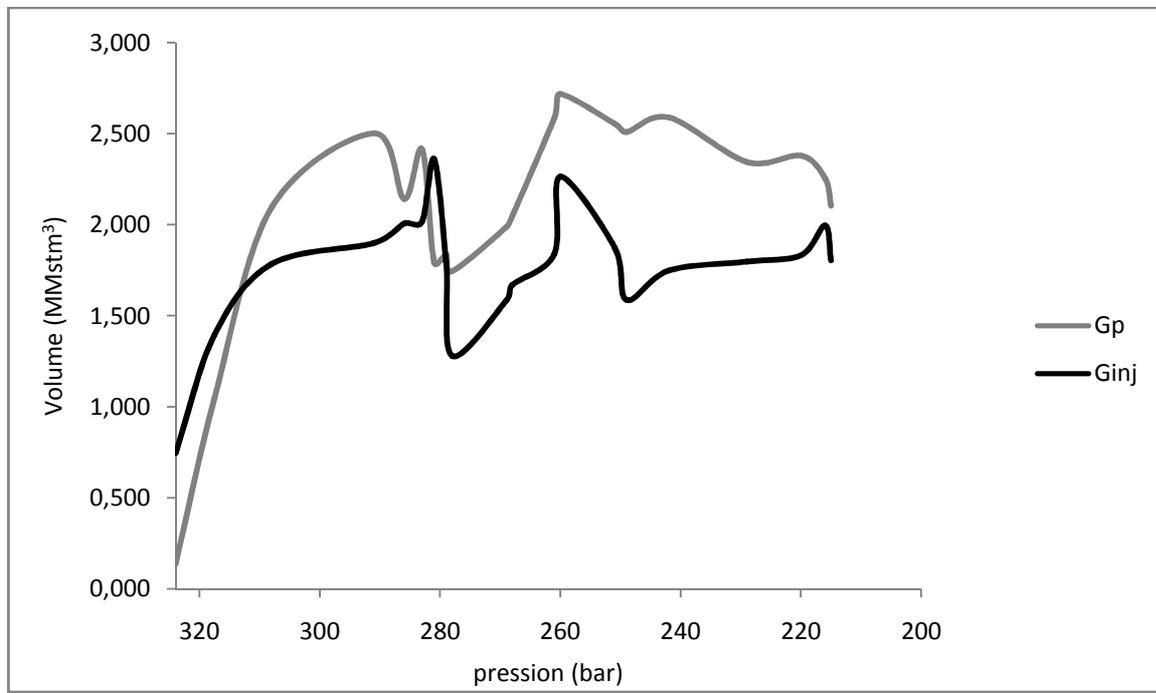


Fig.1. 2: l'évolution de production et d'injection du champ Rhourde Adra. (2008)

I.4 Cyclage des gaz non hydrocarbures ^[1]:

I.4.1 Cyclage des gaz acides (CO₂ et H₂S) :

Plusieurs gisements d'hydrocarbures contiennent des concentrations non négligeables de gaz acides (CO₂ et H₂S), ce qui est le cas en Indonésie.

L'injection de CO₂ a toujours attiré les compagnies pétrolières, car le CO₂ présente des caractéristiques intéressante comme sa grande solubilité dans l'eau et spécialement dans l'huile ce qui diminue significativement la viscosité de l'huile (fig1.3), cette caractéristique est particulièrement importante pour les huiles lourdes qui ont une productivité très faible. H₂S présente des caractéristiques similaires et des fois mieux que CO₂ du côté de réduction de la viscosité ;

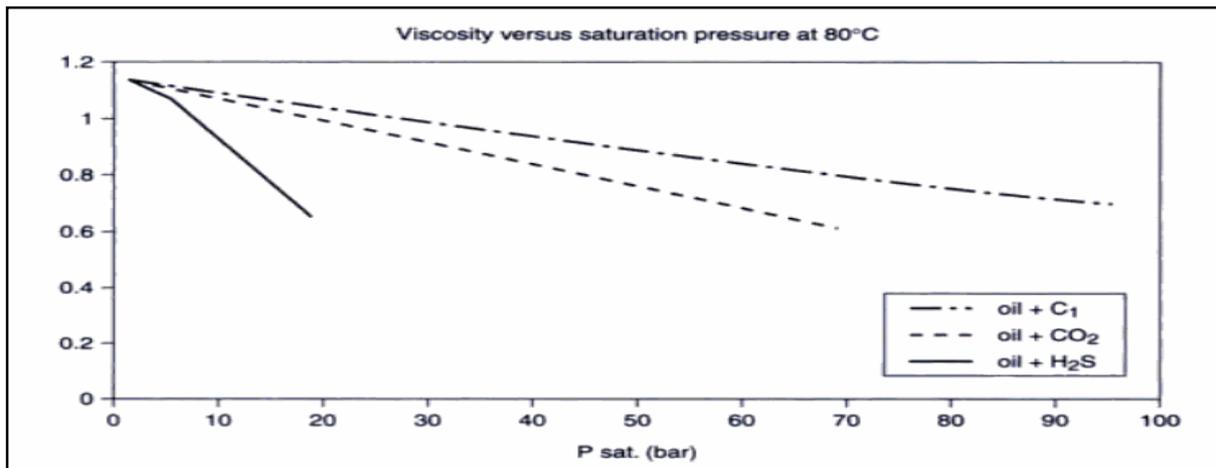


Fig.1. 3: Diminution de la viscosité de l'huile par CO₂, H₂S et C₁ en fonction de la pression. La réinjection de CO₂ ou H₂S peut causer des éventuels inconvénients, l'inconvénient majeur de ces deux gaz acides leurs densité ce qui empêche leurs utilisation pour le maintien de pression (fig1.4).

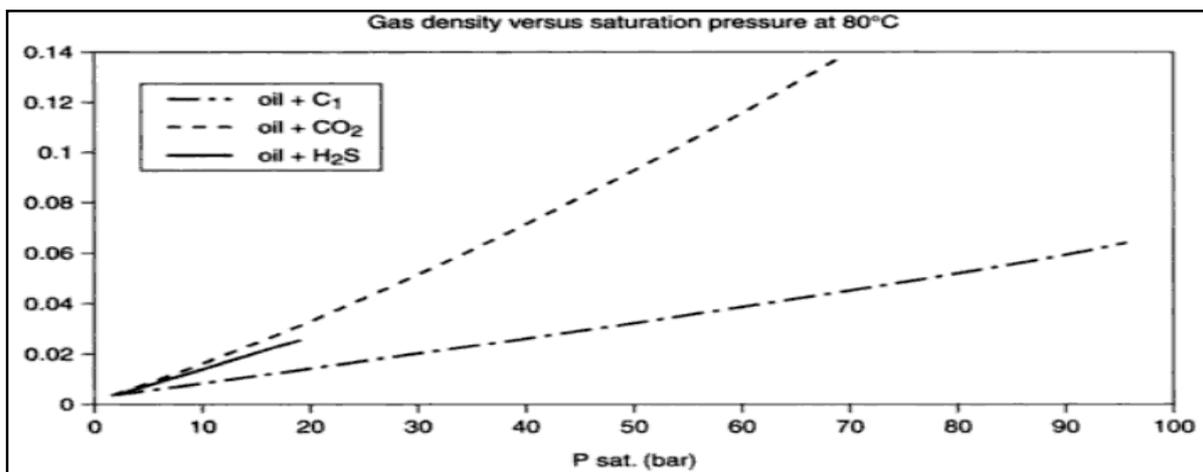


Fig.1. 4: l'évolution de la densité de l'huile par CO₂, H₂S et C₁ en fonction de la pression.

Pour ces deux gaz le meilleur avantage est leurs solubilités dans l'huile ; puisque le CO₂ est le plus concerné, deux procédés sont investigués :

- Le premier consiste à utiliser une grande quantité de CO₂ pour une récupération tertiaire, soit dans des réservoirs fracturé ou des réservoirs non fracturés :

Pour les réservoirs non fracturé, et à cause de la bonne solubilité de CO₂ dans l'huile, il est possible d'améliorer la miscibilité de l'huile et du gaz, ce qui augmente significativement le facteur de récupération ; pour les huiles visqueuses, la solubilité de CO₂ dans l'eau utilisée pour le WAG fait augmenter la viscosité de cette dernière pour améliorer le balayage (effet piston) ; ainsi l'injection de CO₂ dans les réservoirs fracturé peut être intéressante, à cause de quelques mécanismes favorable de comportement de phase, une autre fois, il est possible de prendre l'avantage de l'augmentation de la fugacité entre les deux phases huile et gaz, la

diffusion de CO_2 dans la phase liquide (huile) conduit à la vaporisation d'une partie légère d'huile.

- Le deuxième, il existe un procédé très inventif, au lieu de tout un projet d'injection de CO_2 dans le gisement, cette opération est considéré comme une opération de stimulation, il consiste à injecter une certaine quantité de CO_2 dans un puits et le laisser de se diffuser dans l'huile puis on produit cette partie qui sera contribué avec une quantité non négligeable d'huile en prenant l'avantage de miscibilité de CO_2 avec l'huile de formation (Donoyelle et al. 1984). Ce type de stimulation est utilisé avec succès pour les huiles légères (Monger et al., 1986) comme pour les huiles lourdes (Kantar et al., 1985) à l'Etat unis. Cette procédure a des inconvénients qui ont été investigué par Denoyelle et Lemonnier 1987.

I.4.2 Cyclage de l'Azote N_2 ^[5]:

Le cyclage de N_2 peut constituer une option très attractive pour plusieurs raisons, d'abord les propriétés volumétriques de N_2 sont très favorable, comme exemple, l'azote peut être utilisé facilement pour le but de maintien de pression dans le gaz cap ou pour créer un chapeau de gaz, ceci à cause de la faible solubilité de N_2 dans l'huile. Le résultat de ce scénario d'injection est de créer en quelque sorte un drainage par gravité dans le cas de Buildup de chapeau de gaz existant au paravent. Une autre possibilité intéressante est le cyclage de N_2 dans les réservoirs fracturé, dans ce cas, l'augmentation des tensions inter faciales gaz/huile peut être un effet positif comme il est montré dans des expériences faites au laboratoire (IFP, Romancer et al. 1994), effectivement, cette augmentation de tension inter faciale améliore le drainage microscopique ce qui oblige l'huile de sortir des fissures très fines.

Pourtant, il y'a quelques inconvénients de l'injection de N_2 parmi lesquels : l'augmentation de pression de solubilité qui facilite la précipitation du condensat qui sera perdu durant la production ; l'efficacité de drainage par gravité sera modéré alors que le piégeage par forces capillaires sera augmenté.

Tous ces caractéristiques positives de l'injection de l'azote attire les compagnies pétrolières, on termine cette paragraphe par mentionné le projet « Canternall » opéré par Pemex à Mixico. Selon Oil and Gas Journal, « Pemex fait des plans pour utiliser l'injection de l'azote afin d'augmenter la production de 1.24 MMbbl/day à 2 MMbbl/day en 2000 ; pour cela, Pemex va construire et opéré usine de capital de 1 billion de dollar ; le plus grand jusqu'à maintenant » et il ajoute « Pemex espère que le projet permet de produire 2 billions de barils en plus durant la vie de ce gisement.

I.5 Conclusion :

Le recyclage des gaz peut être considéré comme une méthode de récupération, plusieurs exemples ont été discuté dans ce chapitre soit pour les réservoirs de gaz à condensat soit les réservoirs fracturés, même l'injection des gaz acides et l'azote N₂ ont des effets positifs sur l'augmentation de facteur de récupération.

CHAPITRE II

PARTIE GEOLOGIQUE

II.1 Introduction à la géologie d'Hassi R'mel :

II.1.1 Situation géographique :

Hassi R'mel se trouve à 550 Km sud d'Alger entre la ville de Ghardaïa et la ville de Laghouat, à une altitude de 720 m. Le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux. Le climat est caractérisé par une humidité moyenne, de 19% en été et 34% en hiver. Les amplitudes thermiques sont importantes, variant entre (-5°C) en hiver et (+45°C) en été. Les vents dominants sont de direction Nord-Ouest.

Le gisement d'Hassi R'mel présente une forme elliptique. Orientée Sud-Nord /Nord-Est, il s'étend sur une superficie de 3500 Km², (70Km du Nord au Sud et 50 Km d'Est en Ouest).

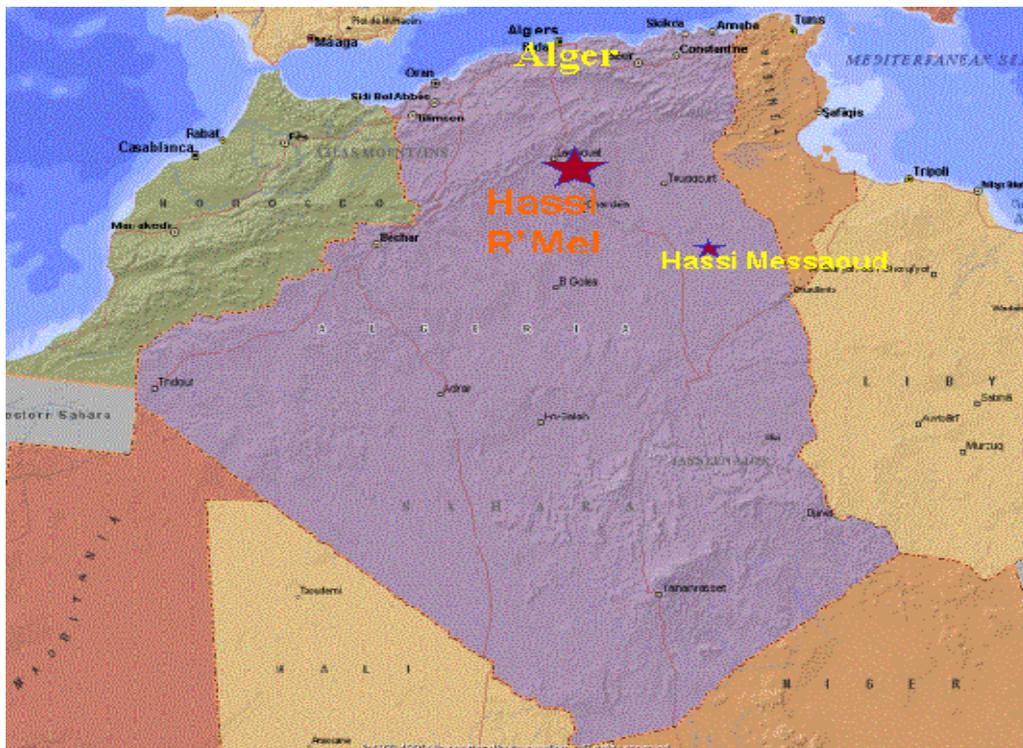


Fig.2. 1: Position géographique d'Hassi R'mel

II.1.2 Historique du champ d'Hassi R'mel :

Le forage du premier puits d'exploitation a eu lieu en 1952 à quelques kilomètres de BERRIANE (Sud d'Hassi R'mel), qui a mis en évidence la présence d'un excellent réservoir de gaz.

En 1956, fût entrepris le sondage du premier puits producteur appelé HR1, (à une dizaine de kilomètres à l'Est du point d'eau), d'une profondeur de 2132 m qui révéla la présence d'un réservoir d'un gaz humide sous une forte pression.

L'existence de trois niveaux (A, B&C), est prouvée par le forage de sept, puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7 & HR8).

C'est en 1978 que la direction exploration se penche sur le problème de délimitation du champ. Certains puits ont été implantés sur le flanc Sud-Est du champ, à Djabel-bissa et Boussbaâ, ainsi que le premier BSB1 a donné des résultats satisfaisants d'huile de l'ordre de 12,2 m³/h durant les tests.

Cette découverte importante a poussé les responsables à se pencher sérieusement sur l'exploitation et la recherche de cette accumulation d'huile de la structure d'Hassi R'mel.

Le puits HR38 foré en 1979 sur la périphérie Est du champ pour développer le gisement de gaz à débité contrairement à ce qu'on attendait, de l'huile au lieu du gaz, depuis plusieurs puits ont été foré, L'exploitation de cette accumulation d'huile a débuté en 1981.

Un mini-gisement d'huile fut découvert en 1991 au Sud/Sud- Est du champ.

II.2 Structure du gisement :

La structure du champ d'Hassi R'mel est représentée par un anticlinal allongé suivant une direction Nord-Est & Sud-Ouest.

Nous distinguons trois régions sur la structure :

➤ Zone Nord :

Apparaît comme une zone tectonique très complexe. L'épaisseur des trois niveaux diminue progressivement vers l'est.

➤ Zone centrale :

Au niveau de cette zone, trois niveaux (A, B & C) qui présentent d'excellentes caractéristiques du réservoir, dont l'argile est la couverture d'épaisseur variable.

➤ Zone sud :

Dans cette zone on trouve que le niveau(C) disparaît par variation de faciès, et même le niveau (A) qui présente des variations d'épaisseurs importantes disparaît aussi.

II.3 Stratigraphie du gisement :

Sur l'ensemble de la structure, la série stratigraphique est relativement constante, les étages rencontrés sont les suivants (voir **Fig. 2.2**):

II.3.1 Crétacé : Il comprend les étages suivants :

- ◆ **Sénonien** : Son épaisseur varie entre 30 et 40 mètres.
- ◆ **Turonien** : Il présente 40 mètres d'épaisseur.
- ◆ **Cénomaniens** : Il présente 120 mètres d'épaisseur.
- ◆ **Continental intercalaire** : Il comprend :
 - L'Albien : 200 mètres d'épaisseur.
 - L'Aptien : 25 mètres d'épaisseur.
 - Barrémien : 35 mètres d'épaisseur.
 - Néocomien : 300 mètres d'épaisseur.

II.3.2 Jurassique : Il présente trois ensembles :

- ◆ **Malm** : Il est composé de :
 - Grès faibles et argile : 300 mètres d'épaisseur.
 - Calcaire cristallin, à passées d'argile 40mètres d'épaisseur.
 - Argile avec intercalations de grès friables : 80 mètres d'épaisseur.
 - Alternances de dolomie et d'argile : 30mètres d'épaisseur.
- ◆ **Dogger** : Il est composé d'une série de calcaire, alternant avec des argiles gris-vert. Il a une épaisseur de 230 mètres.
- ◆ **Lias** : Il présente deux séries bien distinctes :
 - Lias marneux d'épaisseur 130 mètres.
 - Lias carbonaté d'épaisseur 110 mètres.

II.3.3 Trias : Il présente sept ensembles :

- Trias anhydritique : 70 mètres.
- Trias salifère : 350 mètres.
- Repère dolomitique D1 : 4 mètres.
- Trias argileux : 70 mètres.
- Repère dolomitique D2 : 10 mètres.

- Trias argilo gréseux : 120 mètres.
- Série inférieure d'épaisseur de (0 à 130) mètres.

Le réservoir triasique d'Hassi R'mel est un ensemble constitué par la superposition des trois niveaux A, B, & C, à intercalation d'argile, d'épaisseurs variables. La couverture est formée par le trias anhydritique et le trias argileux.

Ces réservoirs peuvent être en communication par suite :

- Du rejet des failles.
- D'une fracturation plus ou moins développée.
- De faible épaisseur locale des intercalations d'argile.

II.3.4 Aperçu sur les trois réservoirs:

◆ Réservoir A :

Il est composé de grès fins à très fins, localement argileux, à forte cimentation. L'extension du niveau A est la plus importante puisqu'il s'étend plus ou moins sur tout le champ d'Hassi R'mel. Son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de (15 à 30) mètres. Cette couche présente 54% des réservoirs en place.

- La porosité (ϕ) moyenne du A est (10 à 15) %.
- La perméabilité (K) moyenne est 250 mD.
- La saturation en eau (S_w) est de 24%.

◆ Réservoir B :

Il est constitué de grès fins, plus du mois argileux. L'extension de ce niveau est limitée à la zone centrale et à la zone Nord. C'est le niveau le plus variable en épaisseur, principalement dans la zone centrale. Les épaisseurs maximales se trouvent au Nord. Cette couche présente 13% des réservoirs en place.

- La porosité moyenne (ϕ) : 15%.
- La perméabilité moyenne (K) : 250 mD.
- La saturation : 28%.

◆ Réservoir C :

Constitué de grès fins, très peu cimentés à nombreux conglomérats et grains de quartz. C'est le plus épais des trias niveaux 60 mètres. Variant régulièrement suivant une direction Nord-Sud.

Les excellentes caractéristiques du niveau C sont :

- Une porosité moyenne (ϕ) de 18%.
- Une perméabilité moyenne (K) de 800 mD.
- Une saturation en eau (S_w) de 13%.

◆ Série inférieure :

Elle est composée, dans la partie méridionale ainsi que dans la partie occidentale de la zone centrale par une série d'andésite (effuso-éruptif) plus ou moins altérée. Dans la zone Nord ainsi que dans la zone Sud, elle présente une série argilo gréseuse, dont certains puits (HRS 4-6) a rencontré une accumulation d'huile.

II.3.5 Cambro-ordovicien (Paléozoïque) :

Discordant sous le trias, il est composé par des grès quartzitiques, compacts, avec une présence de TIGILLITES. Le COMBRO-ORDOVICIEN n'a pas été atteint sur la totalité des puits d'Hassi R'mel.

Syst	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CRETACE	100	MIO-PLIOCENE Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse		
	40	SENONIEN			Calcaire à silex		
	40	TURONIEN			Dolomie vacuolaire		
	100	CENOMANIEN			Calcaire et argile		
	460	ALBIEN			Grès fins, friables, à passées d'argile		
		APTIEN			Marnes et grès		
		BARREMIEN			Grès fins à grossiers, à ciment carbonaté		
		NEOCOMIEN			Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite		
	JURASSIQUE	600	MALM			Carbonates grès et argile	
220		DOGGER	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.		
			LAGUNAIRE		Calcaire dolomitique et argile.		
510		LIAS	130	MARNEUX		Marnes et calcaire.	
			80	CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.	
				ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.	
			150	SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"	
			150	SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.	
15		ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"			
TRIAS		200	TRIAS	50	ARGILEUX INFÉRIEUR		Sel massif et Argile brun-chocolat
	120			ARGILO-GRESEUX	A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
					B		
	30	SERIE INFÉRIEURE Disc. Hercynienne		Andésite, argile et passées de grès argileux.			
Cambro-Ordov.	300	Ri			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blanchâtre à lits d'argile		
		Ra			Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques.		
		R2					
		R3					
SOCLE					Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferromagnésimes.		

Fig.2. 2:Colonne stratigraphique synthétique d'Hassi R'mel.

II.4 Développement du champ d'Hassi R'mel :

La première usine de traitement de gaz a été mise en service en 1961 & s'appelle module zéro, avec une capacité de traitement de $1,7 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$. Le module zéro, a gardé cette capacité de traitement jusqu'à 1971, date historique de la nationalisation des hydrocarbures.

A partir de 1971 & jusqu'à 1974, la capacité de traitement du module zéro a été portée à $4 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$, par l'apport & la mise en service des nouvelles installations.

A partir de 1975, la société de SONATRACH a été amenée à mettre en œuvre un programme gigantesque & ambitieux de développement de gisement d'Hassi R'mel. Il s'agit d'un schéma d'exploitation alterné comportant trois zones de production (Nord, Sud, Centre).

L'objectif de ce programme de développement est l'augmentation de la capacité de traitement à $94 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ de gaz ce qui nécessite la mise en place de :

- Cinq usines de traitement de gaz dont :
- 3 usines situées dans la zone centrale : MPP₀, MPP₁, MPP₄ ;
- Une usine située dans la zone Nord : MPP₃ ;
- Une usine située dans la zone Sud : MPP₂ ;

Il désigne une usine de traitement de gaz naturel à l'échelle industrielle.

Quatre usines de traitement de gaz la capacité de traitement de chacune est de $20 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$ (module 1, 2, 3 & 4), le cinquième (MPP₀) fait $30 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$.

Les modules 1 & 0 disposent d'une unité complémentaire commune, désignée d'ailleurs « phase B »

➤ 1 centre de traitement implanté au gisement de Djebel Bissa (Sud- Ouest d'Hassi R'mel), d'une capacité de $6 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$.

➤ 2 stations de compression (Nord & Sud), servant à la réinjection de gaz sec dans le gisement, pour maintenir la pression de gisement aussi longtemps que possible c'est à dire augmenter la durée de vie de gisement & permet aussi d'agiter ce dernier de façon à récupérer davantage de composants lourds (G.P.L. & Condensât). La capacité de réinjection de chaque unité est de $90 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{j}$.

Caractéristiques de fonctionnement de la station de compression :

- ◆ pression d'entrée à la station 68,14 bars.
- ◆ Température d'entrée à la station 45°C.

- ◆ Pression de sortie de la station 350 bars.
- ◆ Température de sortie de la station 100°C.
- 1 centre de stockage & de transfert facilités (CSTF), comprend essentiellement.
 - 3 bacs de 35000 m³ & 04 bacs de 45000 m³ chacun pour le stockage du condensât.
 - 12 sphères de 7000 m³ chacun pour le stockage de G.PL.
 - 1 pomperie de 2500 m³/h pour l'expédition des condensât.
 - 1 pomperie de 800 m³/h pour l'expédition du G.P.L.

Le gisement d'Hassi R'mel contient aussi un anneau d'huile à la périphérie Est d'un anticlinal elliptique constituant à l'origine une hauteur moyenne de 11m, ce qui a généré l'installation de cinq centres de traitement d'huile (CTH1, CTH₂, CTH₃, CTH₄, & CTH_{Sud}) donnant une production de 2500 m³/J, le premier CTH était installé en 1981.

Les installations actuelles ne permettent pas d'exploiter le gaz produit, ce dernier est torché & brûlé automatiquement au niveau de chaque CTH. Un projet de réalisation d'une station de compression au niveau de CTH₁ est en phase finale & permettra ainsi sa récupération.

L'exploitation continue du gisement d'Hassi R'mel a engendré une baisse progressive de pression dans le temps : P_{initiale}=310 bars, pression actuelle environ 150 bars.

Pour maintenir le fonctionnement des installations de production à pleine capacité et optimiser la récupération des liquides, un projet appelle « BOOSTING HR » a été lancé en 1999 planifiant :

- le forage de 59 puits additionnels.
- Le dimensionnement du réseau de collectes.
- La construction de trois stations BOOSTING.

Un centre de traitement gaz HR-Sud (en construction) sa capacité étude

- Gaz sec 2,2 .10⁹ m³/an.
- Condensât 440 000 Tonnes/an.
- Gaz torché 350 .10⁶ m³/an.

Le champ HR Sud est situé au Sud de la structure principale d'Hassi R'mel & Sud-Est de Djebel Bissa, sa superficie est de 130 km².

Le champ d'Hassi R'mel contenant environ 512 puits est divisés en quatre catégories :

- Puits producteurs de gaz.
- Puits producteurs d'huile.
- Puits injecteurs.
- Puits divers (abandonnées, observation bourbiers etc....).

II.5 Description du périmètre d'étude :

Le gisement d'**Hassi R'mel sud** a une configuration structurale assez complexe, elle est affectée par un réseau des failles normales généralement de direction nord-sud et de rejets parfois très importants.

Outre cette particularité structurale, il convient de noter que les faciès et l'épaisseur des grés de ce niveau "A" sont très variable particulièrement dans la partie nord où on note la disparition des grés en faveur des argiles et des silts, créant ainsi une certaine barrière entre cette structure et le gisement d'Hassi-R'mel.

II.5.1 Caractéristique de la roche :

L'évolution du potentiel des réservoirs nécessite la connaissance approfondie des paramètres contrôlant les caractéristiques des réservoirs tel que la porosité et la perméabilité ainsi que d'autres facteurs.

A Hassi-R'mel sud, on rencontre le niveau « A » avec une épaisseur totale en moyen de 20 m, il est caractérisé par une forte variation des caractéristiques tel que la porosité et la perméabilité, parce que la partie sommitale du réservoir est affectée par la présence du ciment salifère qui réduit fortement les paramètres pétro-physiques.

Le niveau « A » est caractérisée par :

- Profondeur moyenne : 2170 m
- Une porosité supérieure à 13% ($\phi > 13\%$).
- Une excellente perméabilité $K > 250$ mD.
- Une saturation en eau $S_w < 10\%$.
- Une argileusité entre 10 et 20%.

II.5.2 Caractéristiques des fluides du gisement :

Les produits condensés étant en majorité des constituants lourds et le volume condensé ne circule pas parce que la saturation trop faible (3.29% le cas d'Hassi-R'mel sud), le gaz produit s'appauvrit en produit lourds c'est-à-dire condensables.

Le gaz d'Hassi R'mel sud caractérisé par :

- Pression initial: $P_i = 311.11$ kg/cm²
- Température du gisement : $T_i = 90^\circ\text{C}$
- Densité de gaz : $d_g = 0.694$

II.6 Développement d'Hassi R'mel Sud :

Le champ d'Hassi R'mel Sud, est situé sur le périmètre Megadine, au sud du grand gisement gazier d'Hassi R'mel. Il a été découvert en 1971 par le forage HRS01, foré sur une structure définie par les travaux de la sismique réflexion réalisés en 1969, comme un anticlinal d'orientation Nord-Est – Sud-Ouest

Le forage HRS-01, implanté au sommet de la structure, a mis en évidence un réservoir principal producteur de gaz humide dans les Grès Triasiques du **niveau « A »** et un réservoir secondaire dans les Grès de la série inférieure.

Les forage de développement , entrepris sur la structure ont confirmé l'existence d'un gisement d'une accumulation d'huile surmonté d'un gaz-cap dans le **niveau "A" du TAGS**, et d'huile dans les Grès de la **Série Inferieure du TAGI** au Sud de la structure .

Actuellement la structure est reconnue par trente-cinq (35) puits :

- 08 Puits Producteurs Huile: **HRS162, HRS13, HRS14, HRS17, HRS22, HRS15, HRS20, HRS32, HRS28, HRS30.**
- 05 puits Producteurs Gaz : **HRS01, HRS03, HRS11, HRS21, HRS31.**
- 09 puits abandonnés : **HRS02, HRS05, HRS06, HRS24, HRS18, HRS16, HST01, OEH01, HRS25, HRS26, HRS27, HRS10, HRS19.**
- 02 puits d'observation : **HRS12, HR94.**
- 04 puits d'injecteurs: **HRSi01, HRSi02, HRSi03, HRS04.**
- 01 puits d'injecteur d'eau : **HRS23 (bourbier).**

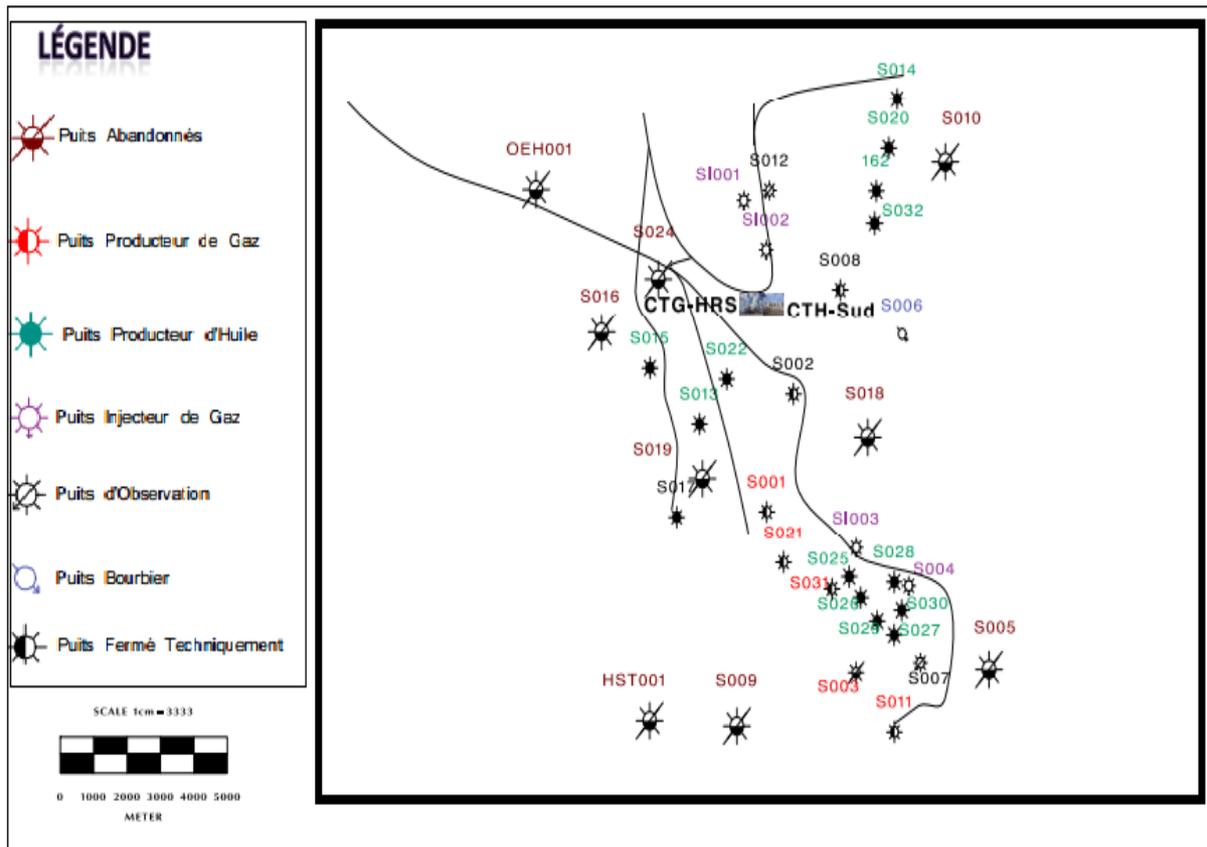


Fig.2. 4: Plan de position de puits d'HR-Sud.

II.7 Problèmes d'exploitation :

L'exploitation des hydrocarbures au champ d'Hassi R'mel pose des problèmes de corrosion, et de bouchage du au dépôt de sel ou de paraffine ou à la formation des hydrates, qui sont à l'origine de la plupart des dégradations et des usures des installations de production (de fond et de surface).

II.7.1 Corrosion :

Le problème majeur dans l'exploitation des hydrocarbures à HR est la corrosion surtout dans les puits à gaz, cette corrosion est chimique ou bactérienne :

II.7.1.1 Corrosion chimique :

Celle-ci est due à l'action des composants chimiques corrosifs qui attaquent les parois métalliques des équipements de production. Ces composants chimiques résultent de la présence des gaz dissous dans l'eau tels que CO_2 , H_2S , O_2 qui réagissent avec le fer et forment des oxydes, des sulfures, et des carbonates (FeO , Fe_2O_3 , FeCO_3), à HR il y a généralement la corrosion par CO_2 .

Deux méthodes de lutte contre la corrosion sont largement utilisées :

➤ La protection cathodique par apport extérieur de charges électriques (électrons) empêchant le passage en solution des atomes périphérique du matériau constituant la structure à protéger au contact (impératif ou accidentel) de tout milieu électrolytique (effluent ou sol pour les collectes enterrées).

➤ L'utilisation d'inhibiteurs de corrosion pour éviter tout contact entre l'eau chargée de composants corrosifs et les parois internes des équipements, ceci est réalisé par une formation d'une pellicule protectrice (inhibiteur).

Tapissant et adhérant fortement à la paroi métallique et créant une inversion de la mouillabilité de la paroi qui attire l'huile et repousse l'eau.

Parmi les inhibiteur utilisés il y à : CHIMEC 749, Visca 936, UNIFLOOD.

II.7.1.2 Corrosion bactérienne :

Celle-ci est due au métabolisme des organismes bactériens. Il existe dans l'eau des bactéries anaérobiques sulfato-réductrices qui prélèvent l' O_2 des sulfates pour leur respiration, ceci se traduit par une réduction des ions sulfates ou ions sulfures. Par la suite ces derniers réagissent avec le fer pour donner des composés corrosifs.

➤ Pour lutter contre ces bactéries on a utilisé des bactéricides qui agissent directement sur elles et font rompre leurs métabolismes comme :

BACTIRAM443, CHIMEC805S

Autres procédés de lutte contre la corrosion :

➤ Pour prévenir sur-le-champ d'HR, la corrosion par CO₂, une compagne d'une nouvelle complétion en acier à 13% de chrome est employée (pour les équipements de fond et de surface), et il y a l'utilisation de l'inox surtout dans les zones sensibles.

II.7.2 Dépôts de sels :

La production d'huile des puits d'huile d'HR est marquée par la présence considérable d'eau salée (salinité de 360 g/l environ). Suivant l'importance du WOR (water oil ration), ces sels peuvent se cristalliser et former des bouchons, à leur tour ils provoquent l'obturation de la colonne et l'arrêt total de la production.

Pour remédier à ce problème, on a opté à l'injection de l'eau douce par l'intermédiaire de pompes doseuses (BSB) qui injectent cette eau sous packer à travers l'annulaire.

Malheureusement même avec cette solution le problème persiste toujours surtout dans le cas des puits à fort WOR et faible GOR. La raison pour laquelle un programme de coild tubing préventif et curatif de dessalage a été établi concernant les puits présentant ce problème, ce programme consiste à réaliser 12 coild tubing de dessalage en moyenne mensuellement afin de réduire le temps d'arrêt de production cause par les bouchons de sel.

II.7.3 Hydrates :

Un hydrate est une combinaison physique d'eau et d'autres molécules de gaz produisant un solide qui a une apparence semblable à la glace, mais de structure différente de celle-ci.

L'eau dans des conditions particulières de pression et de température, forme des structures cristallines se composant de cavités (polyèdres) ou pénètrent des molécules «invitées». Ce sont des «cala rates» de gaz ou hydrates.

II.7.3.1 Facteurs favorisant la formation des hydrates :**a). Facteurs primaires :**

- Le gaz est au-dessous de son point de rosée d'où présence d'eau à l'état liquide dans le gaz.
- Les basses températures favorisent la formation d'hydrates
- Les hautes pressions favorisent aussi la formation d'hydrates

b). Facteurs secondaires :

- Les hautes vitesses en créant de fortes turbulences
- Les pulsations des pressions
- L'agitation

II.7.3.2 Prévention contre la formation des hydrates :

➤ Réduction de la pression de service, ceci n'est pas possible car la liquéfaction est de faire acquérir au gaz une certaine énergie cinétique (augmentation de pression) afin de le détendre après l'avoir refroidi.

➤ Augmentation de la température au-dessus de celle du début de formation d'hydrates.

➤ Injection d'inhibiteur de formation d'hydrates : ce sont des produits chimiques jouent le rôle d'antigel (abaissant le point de formation d'hydrates tel que le méthanol, propanol, glycol...).

Il est intéressant de souligner que le méthanol à un rôle préventif, c'est à dire qu'il n'est efficace que quand il soit injecté avant le début de formation d'hydrates.

➤ Déshydratation du gaz à un point de rosée plus faible, ceci est possible si on arrive à augmenter l'efficacité de l'absorbant (ou l'adsorbant) en éliminant le maximum d'eau. On peut utiliser comme absorbant le chlorure de lithium ainsi que le glycol.

II.7.4 Autres dépôts :

On trouve également d'autres dépôts dans les puits d'huile mais sont moins considérables :

➤ Dépôts organiques (paraffines ou asphaltènes) : qui sont des précipités lourds d'hydrocarbures causés principalement par la chute de la pression et température lors de la production.

CHAPITRE III

ETUDE PVT

III.1 Introduction :

Les études en génie du réservoir ont besoin d'une base solide sur la quelle bâtir un modèle de réservoir le plus fidèle possible à la réalité, d'où une description juste de la roche réservoir, des fluides contenues, leur distribution, et la performance de l'écoulement est primordiale pour satisfaire ce but, et pour répondre à ces questions :

- Présence d'hydrocarbures.
- Quantité en place et réserves.
- Quelle est la stratégie optimale de développement.

Les échantillons de fluides passés au laboratoire est l'unique façon d'étudier le comportement volumétrique et les propriétés chimiques des fluides de formation.

III.2 Comportement des fluides entre le gisement et la surface :

Les huiles et les gaz sont contenus dans les réservoirs vont donner des fluides qui en volume et en quantité, seront assez différents lorsqu'ils arriveront en surface.

Ainsi, les huiles légères (plus riches en éléments légers et intermédiaires C_1 à C_4) vont donner beaucoup de gaz en surface. À l'inverse, les huiles lourdes ne produisent que très peu de gaz ou pas du tout (huiles mortes).

Les gaz secs ne donnent que des gaz en surface et, à l'inverse, les gaz à condensat pourront donner beaucoup de condensat (ou gazoline) ceci est résumé dans le schéma ci-dessous :

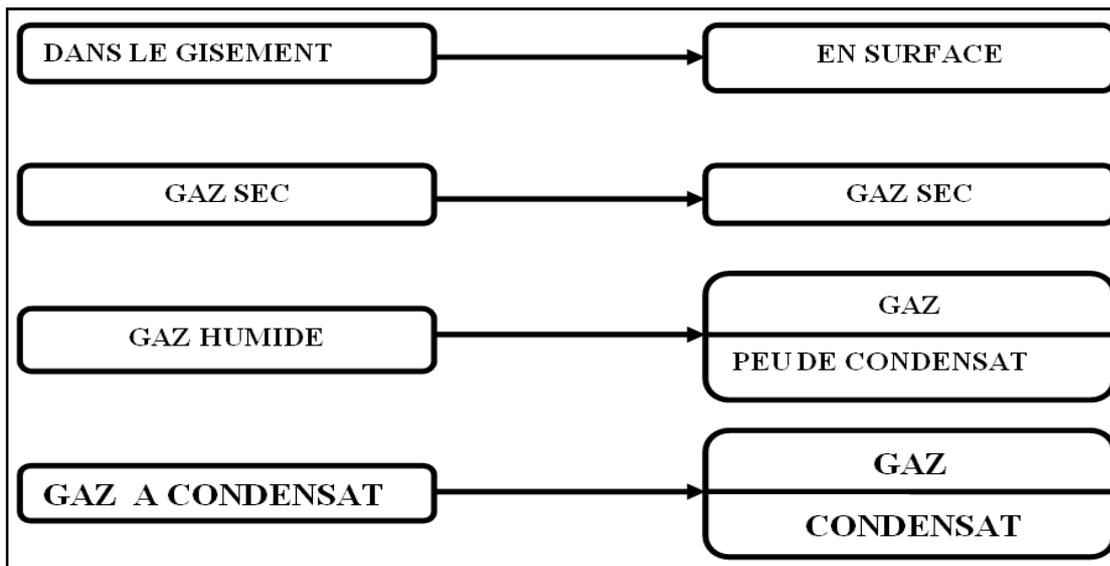


Fig.3. 1: Comportement des gaz entre le gisement et la surface.

III.3 Généralités sur les gisements de gaz ^{[6] [7] [8]} :

Il existe trois types de gisements de gaz qui diffèrent suivant leur composition en surface et dans le réservoir :

III.3.1 Gisement de gaz sec:

Un gisement de gaz sec, c'est un gisement ne donnant pas lieu à la condensation rétrograde dans le réservoir (formation de liquide), ni dans les installations de surface, l'isotherme correspond à la température du réservoir et le point représentatif des conditions de production en surface sont situés à l'extérieur de la courbe de saturation. Le constituant prépondérant des gaz secs est le méthane (94 % à 98%). (fig.3.2)

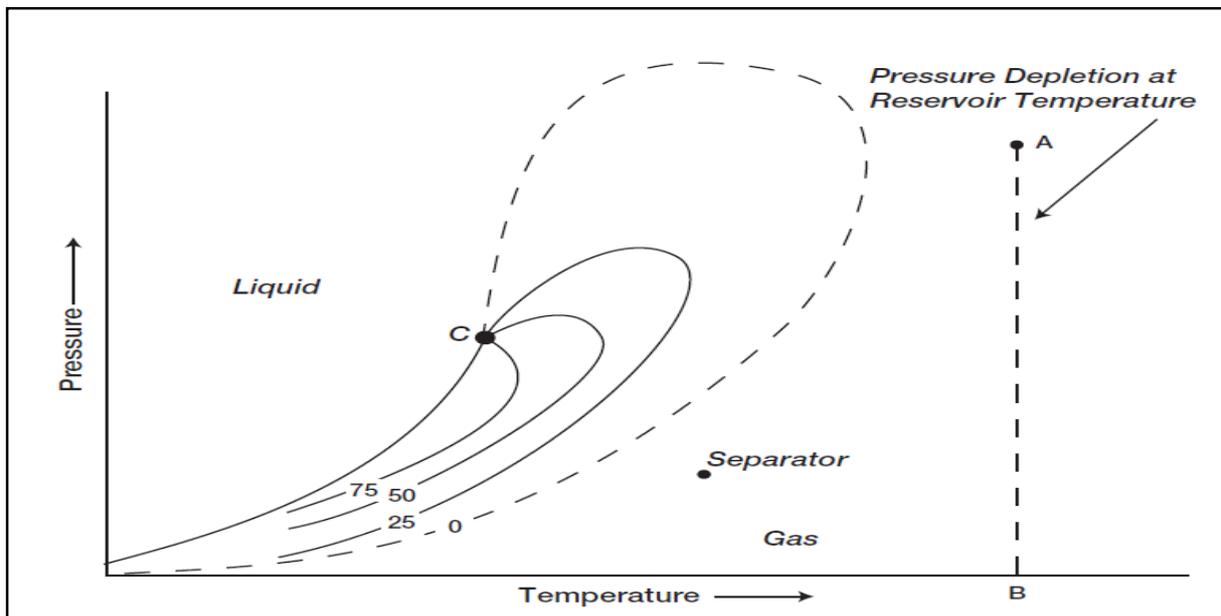


Fig.3. 2: Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz sec.

III.3.2 Gisement de gaz humide:

Un gisement à gaz humide est un effluent qui est associé à une production de liquide en surface sans donner lieu à une condensation rétrograde dans le réservoir.

L'isotherme du réservoir ne coupe pas la couche de saturation ($T_r > T_{cc}$), et que le point représentatif des conditions de production en surface est situé à l'intérieur de la courbe de saturation. Souvent un gaz humide contient moins d'hydrocarbures lourds qu'un gaz à condensat (fig.3.3)

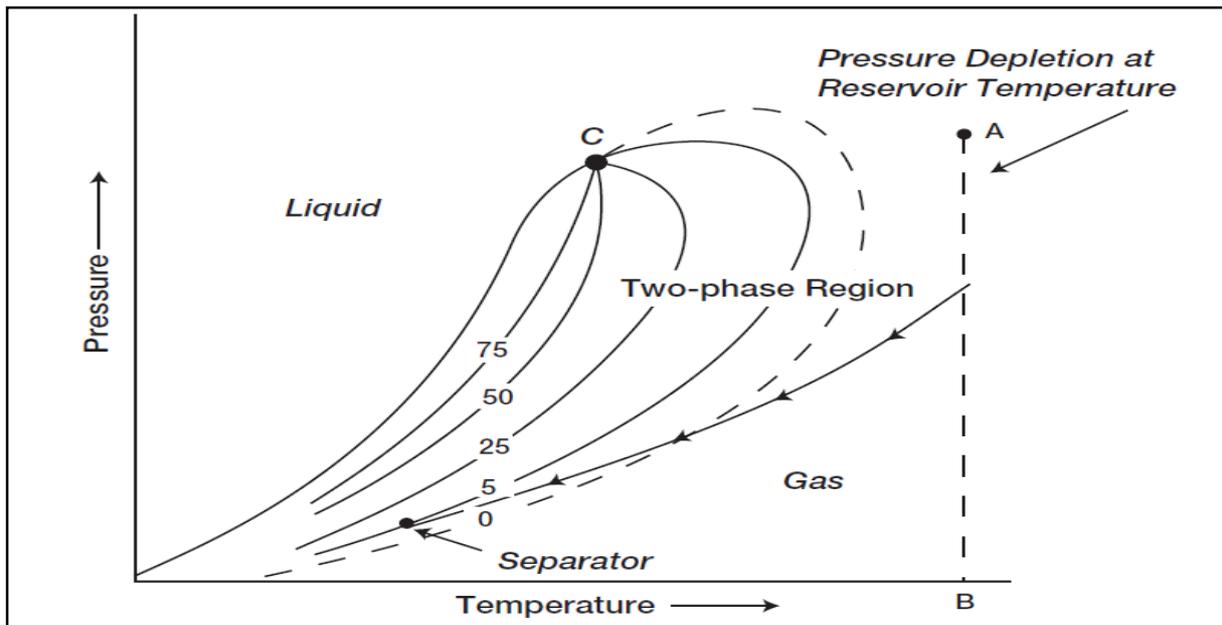


Fig.3. 3: Diagramme de phase (pression–température) d’un gaz humide.

III.3.3 Gisement de gaz à condensat:

Un gaz à condensat est un fluide pour lequel la température aux conditions réservoir est supérieure à la valeur de la température critique et inférieure à la température cricondentherme.

Dans un diagramme pression-température, les conditions réservoir initiales sont situées au-dessus ou sur la courbe de rosée de l’enveloppe de phase (Fig.3.4).

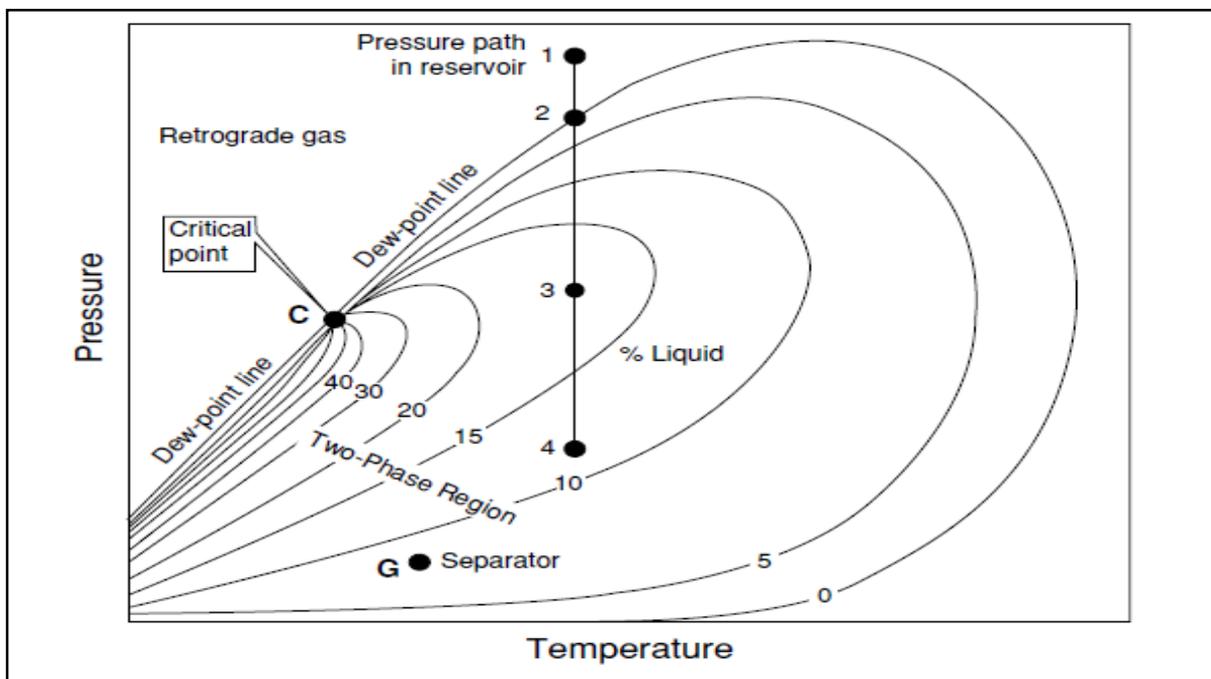


Fig.3. 4: Diagramme de phase (pression –température) d’un gaz à condensat.

Au cours de la déplétion, le point représentatif de ces conditions de réservoir se déplace parallèlement à l'ordonnée dans le sens des pressions décroissantes, lorsque la pression du gaz dans le gisement devient inférieure à la pression de rosée une phase liquide apparaît.

La saturation de ce liquide augmente et atteint son maximum au point R et ensuite diminue « phénomène de ré-vaporisation ».

Le point C : représente le point critique, il est défini comme étant l'état pour lequel toutes les propriétés du liquide et de la vapeur deviennent égales ou encore comme le point de raccordement des courbes de bulle et de rosée qu'on appelle courbe de saturation

(T_c, P_c) : le couple température pression qui représente le point critique

Point (2) : le point de rosée ou le point où disparaît la dernière goutte de liquide.

T_{cc} : température maximale de condensation « cricondentherme », ou la température maximale d'équilibre de deux phases.

P_{cc} : la pression maximale d'équilibre de deux phases (circondenbar).

La forme de cette courbe de saturation, l'extension de la zone diphasique, les coordonnées critiques et les pressions, températures maximales d'équilibre de deux phases dépendent de la composition du mélange.

La phase liquide résultant reste généralement piégée dans les pores de la roche réservoir, il en résulte qu'une partie des hydrocarbures en place dans le réservoir à haute valeur commerciale ne peut pas être produite. c'est pour cela qu'il est nécessaire d'exploiter les réservoirs contenant de tel fluide en utilisant le maintien de pression qui consiste à réinjecter du gaz sec dans le réservoir après extraction des liquides (condensat et GPL), dont le but de conserver la pression initiale au-dessus de la pression de rosée pour empêcher la condensation rétrograde au niveau du réservoir.

III.3.2.1 Phénomène de condensation rétrograde ^[9]:

Si une décompression a eu lieu à une température T comprise entre la température critique T_c et la température maximale d'équilibre de deux phases T_{cc} on observe qu'une fois le point de rosée R atteint, le liquide formé augmente jusqu'au point M. entre R et M on a donc provoqué la formation de liquide par détente, ce qui correspond au résultat inverse de celui obtenue dans le cas d'un corps pur.

Ce phénomène a reçu le nom de condensation rétrograde. Si l'on poursuit la détente au-delà de point M le comportement redevient normal, c'est-à-dire que le liquide se ré-vaporise.

La condensation rétrograde a lieu pour des températures comprises entre la température critique et le circondentherme (zone hachurée(L)) (**fig.3.5**) mais un phénomène analogue peut aussi avoir lieu pour des pressions comprises entre la pression critique et la pression maximale d'équilibre de deux phases (vaporisation rétrograde, zone hachurée(v)) (**fig.3.5**)

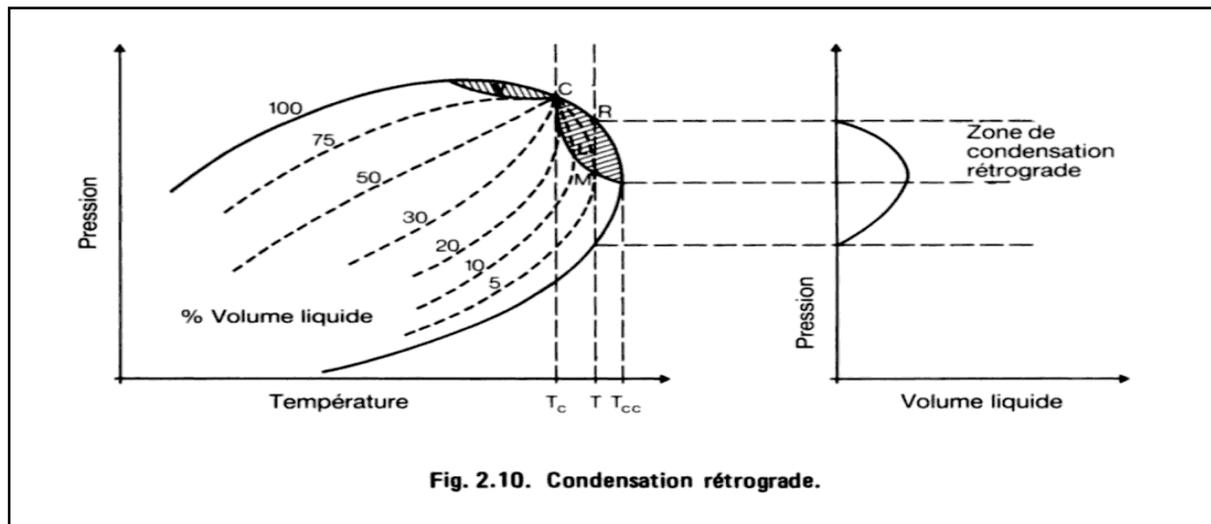


Fig. 2.10. Condensation rétrograde.

Fig.3. 5: Phénomène de condensation rétrograde.

Le phénomène rétrograde peut être observé expérimentalement en cellule, en procédant à la décompression à température constante et égale à celle du réservoir, d'un gaz provenant d'un gisement non déplétif, dans un premier temps il y'aura formation de liquide et son volume augmente lorsque la pression chute, puis en continuant à chuter la pression, du liquide commence à s'évaporer et le volume du gaz augmente et celui du liquide diminue.

Ces gisements sont généralement assez profonds (>2000m), le bilan matière s'effectue à partir d'une analyse PVT très soignée.

L'exploitation d'un tel gisement est caractérisée par deux phénomènes:

- Le dépôt du liquide qui suit le déclin isotherme de la pression c'est le phénomène rétrograde.
- La production du liquide en surface par suite de la détente avec abaissement de la température entre le réservoir et les installations de production.

Il est important de retenir que dans la plus part des gisements de gaz à condensat c'est seulement la phase vapeur en équilibre avec le liquide déposé que l'on produit, c'est à dire tant que la saturation du liquide est inférieure à la saturation critique, le liquide reste immobile (Scr varie entre 20% et 35%).

III.3.2.2 Ecoulement du condensat ^{[6] [10]}:

a) Les trois régions d'écoulement:

Le dépôt liquide résultant de la condensation rétrograde en raison de la chute de pression fond dynamique au- dessous de la pression de rosée traduit une :

- Perte considérable du condensat.
- Réduction de la perméabilité relative du gaz et sa mobilité.
- Diminution de la délivrabilité d'un puits de gaz à condensat.

Dans le cas où la saturation du condensat ne dépasse pas une certaine saturation appelée **saturation critique** (S_c) le liquide restera piégé dans les pores de la roche et ne deviendra jamais mobile. Dans le cas contraire, il se produira un écoulement simultané des deux phases liquide- vapeur.

En effet, examinons la (**fig.3.6**) qui donne le tracé de la courbe de perméabilité relative du gaz et de l'huile pour une roche réservoir quelconque. On remarquera que la phase huile commence à s'écouler ($k_{ro} > 0$) lorsque sa saturation ou fraction du volume des pores qu'elle occupe a une valeur minimale proche de 30% dans l'exemple donné.

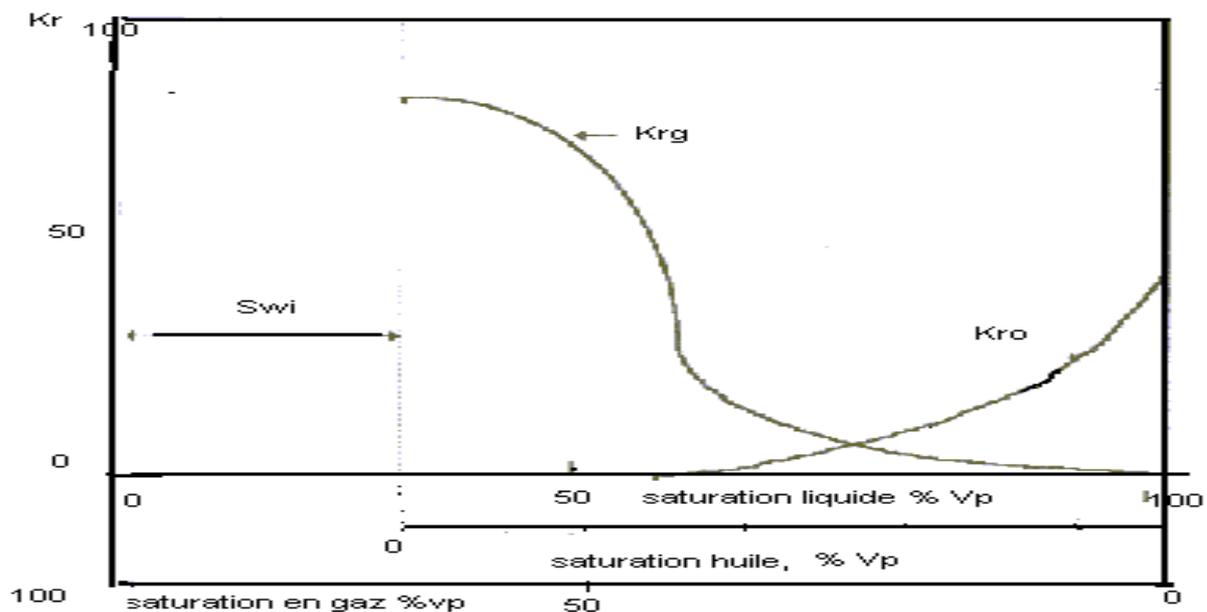


Fig.3. 6: Courbe de k_{rg} et k_{ro} en fonction de la saturation.

La situation indiquée par la (**fig.3.6**) est assez représentative de la moyenne des roches magazines pour lesquelles la saturation minimale entraînant la mobilité du liquide est de l'ordre de 25 à 35% du volume des pores.

Le dépôt liquide rétrograde formé par condensation des gaz n'excédant pas pour la plupart des systèmes 15 à 20% en volume il est clair que ce liquide restera piégé dans les pores de la roche et ne pourra pas être exploité.

Comme conséquence de ce qui précède on notera que l'exploitation d'un gaz à condensat se traduit par la production en surface d'un fluide qui n'est autre que la phase vapeur se trouvant en équilibre dans le réservoir avec la phase liquide.

En effet, celui-ci étant immobile c'est seulement le gaz qui circule dans la roche, au moins dans les zones du réservoir éloignées du puits ou gradient de pression et flux sont faible.

Aux abords du puits, on peut avoir une accumulation de liquide telle que la saturation excède la saturation critique et provoque l'écoulement de liquide.

L'écoulement d'un fluide dans un réservoir de gaz à condensat lors de sa production conduit à avoir 3 régions (Fevang et Whitson, 1995) (voir **Fig.3.7**) :

❖ **Région 1 (aux abords du puits) :**

C'est la région existante aux abords du puits où un écoulement simultané des deux phases liquide –gaz se produit avec des vitesses différentes.

➤ Dans cette région la saturation du condensat est au-dessus de la saturation critique (S_{cc}) les deux phases existantes liquide-gaz sont soumises à la loi d'écoulement polyphasique.

➤ Cette région est la source de la détérioration de la délivrabilité d'un puits de gaz à condensat. La perméabilité relative du gaz est réduite, cela est dû essentiellement à la déposition du liquide dans les pores de cette région.

➤ La quantité du liquide déposé dans cette région dépend principalement des propriétés PVT du mélange originale et le débit de production.

❖ **Région 2(condensat Buildup) :**

Pour cette région la saturation du condensat est inférieure à la saturation critique d'où l'immobilité du liquide donc l'écoulement produit dans cette région est monophasique.

➤ Le liquide commence à se déposer dans cette région mais avec une faible mobilité (proche de zéro).

➤ La saturation du condensat dans cette région est inférieure à la saturation critique, l'écoulement du gaz seulement se produit.

➤ La quantité du liquide déposée dépend essentiellement des propriétés PVT du mélange original et le débit de production.

➤ En premier temps la taille de cette région est importante.

❖ Région 3 (monophasique):

C'est la région lointaine du centre du puits où la pression de réservoir est supérieure à la pression de rosée du fluide de réservoir. Le réservoir est à l'état monophasique, il y'a que du gaz et c'est le seul qui se déplace.

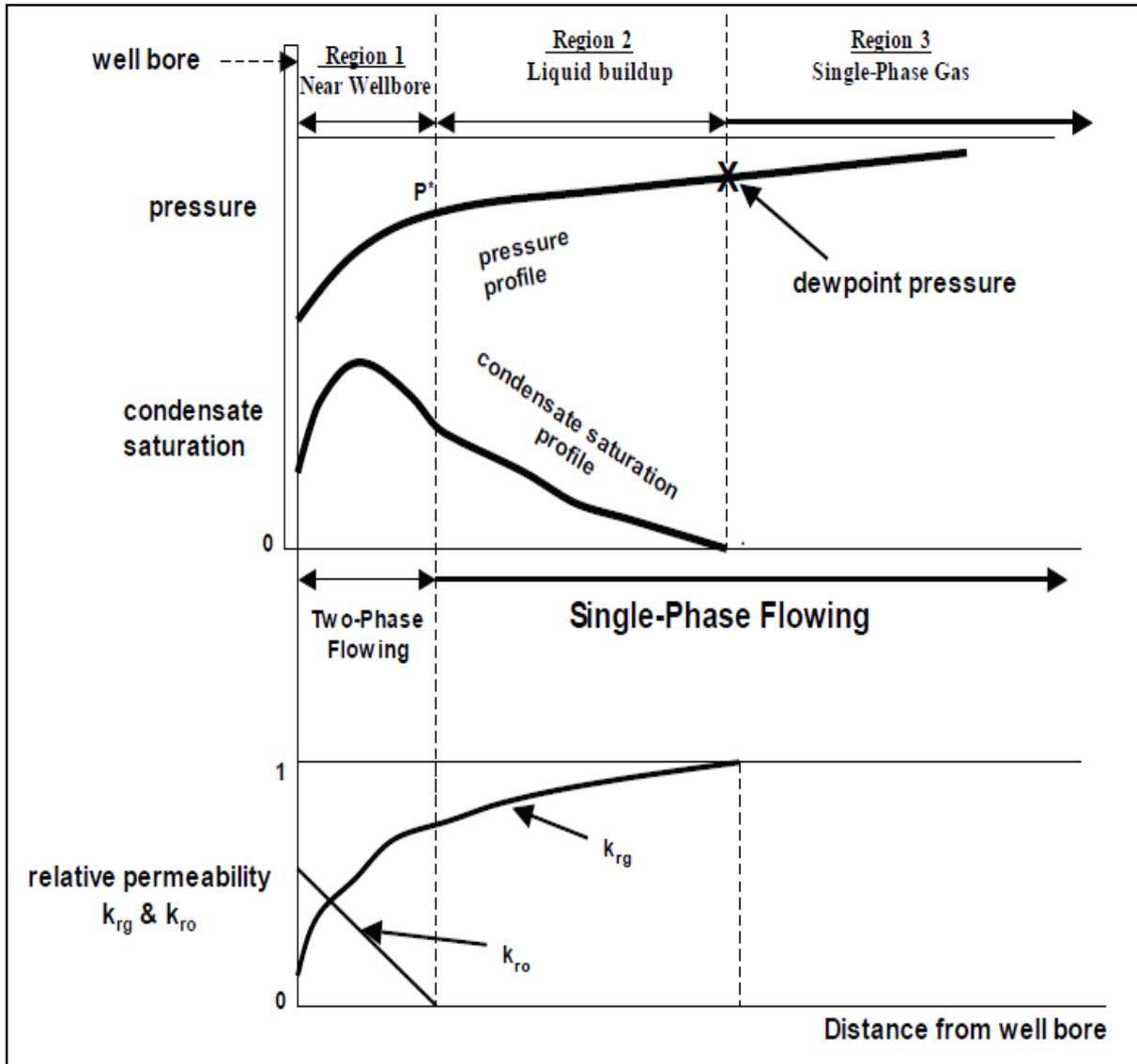


Fig.3. 7: Différentes régions d'écoulement de condensat dans le réservoir.

b) Coexistence des trois régions d'écoulement :

- Initialement, la pression de réservoir est supérieure à la pression de rosée, c'est seul la région 3 qui existe dans le réservoir puis avec la déplétion les régions 1 et 2 apparaissent.
- Lorsque la pression fond (bottom hole flowing pressure (BHFP)) est inférieure à la pression de rosée la région 2 existera toujours.
- lorsque la pression de réservoir chute au-dessous de la pression de rosée La région 2 existera avec la région 1 avec absence de la région 3.
- Pour un gisement très riche en condensat la région 1 peut exister le long de réservoir (avec absence des régions 2 et 3 si la pression de réservoir chute au-dessous de la pression de rosé).

	Région 1	Région 2	Région 3
$P_{wf} > P_{rosé}$			Existe
$P_R < P_{rosé}$	Existe	Existe	
$(P_{wf} < P_{rosé})$ et $(P_g > P_{rosé})$	Existe	Peut existe	Existe

Tableau 3.1 : Coexistence des trois régions d'écoulement.

c) Chronologie d'apparition des trois régions :

Dans la partie précédente on a discuté les trois régions dans le réservoir. Cependant, les trois régions peuvent être observé à n'importe qu'elle point du réservoir en fonction du temps. La figure (3.8) montre l'historique de la pression et de la saturation et comment les régions apparaissent avec la déplétion.

- Initialement lorsque la pression de réservoir est supérieur à la pression de rosé il y'a une région monophasique. (région 3)
- La chute de pression au-dessous de la pression de rosé entraine l'apparition de la région 2. Le temps que prends cette région aux alentours de puits est limitée entre l'apparition de la phase liquide et le moment ou cette phase atteint sa saturation critique. après c'est seul la région 1 qui existe aux abords de puits. Les 2 et 3 sont très courts (en termes de temps) dans cette région à l'inverse de la région lointaine du réservoir.
- La région 1 se développe rapidement aux abords de puits à cause de la chute importante de pression alors que la zone 3 existe encore dans d'autres régions du réservoir.

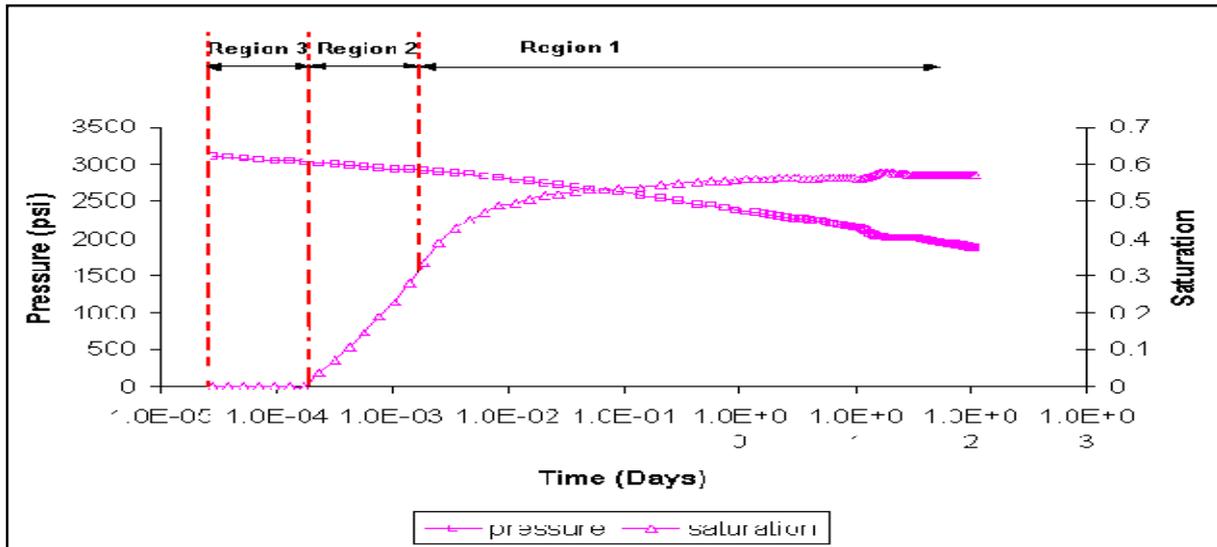


Fig.3. 8: Chronologie d'apparition de différentes régions d'écoulement de condensat dans le réservoir.

III.3.3 Analyse et performance d'un mètre cube de gaz ^{[6] [7] [8] [11]} :

III.3.3.1 Introduction :

Outre les propriétés propres à la roche réservoir, celle des fluides en place sont primordiales pour le développement du gisement compte tenu de la nature de plus en plus critique des fluides exploités.

L'étude PVT nous donne une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide.

Le but de telle étude est de :

- Déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement.
- Simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

Pour cela on doit calculer en fonction de la pression de gisement :

- La production de gaz sec en surface et les caractéristiques de ce gaz.
- La production de gazoline et les caractéristiques de ce liquide.
- Le GOR de production.
- La récupération du gaz sec, gaz humide, GPL et du condensât.
- La saturation en liquide dans le réservoir.

Dans la méthode de calcul suivante nous utiliserons directement les résultats des expériences PVT. Avant de définir quel type d'expérience PVT doit être utilisée, il convient de faire une hypothèse sur la mobilité du condensat dans le réservoir. Deux cas sont possibles :

➤ **Le condensat n'est pas mobile :**

On ne produit que la phase gazeuse (vapeur), On fait alors appel à une libération différentielle à volume constant.

La pression de rosée est estimée égale à la pression initiale de gisement.

La production cumulée augmente moyennement avec la chute de pression. Cette augmentation pourrait être profitable si cette chute n'aura pas lieu dans le réservoir.

➤ **Le condensat est mobile : ($S_{\text{condensat}} > S_{\text{critique}}$)**

Dans ce cas, on utilise une libération éclairée à masse constante ainsi qu'un jeu des perméabilités relatives.

III.3.3.2 Échantillonnage :

Dans le cas d'un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduisant à la production d'un effluent diphasique, l'échantillonnage est réalisé au niveau de la séparatrice haute pression.

Elle est effectuée de préférence sur les puits les plus récemment mis en exploitation de manière à opérer à une pression aussi proche que possible de la pression initiale. La première phase de préparation du puits consiste à renouveler la colonne de fluide contenu dans le tube de production de manière à éliminer toute source de contamination.

L'échantillonnage d'un gaz à condensat doit être effectué en réduisant le débit de manière à minimiser l'écart de pression entre le fond et la surface et à limiter autant que possible l'effet de condensation rétrograde, tout en assurant une vitesse suffisante pour faire remonter les gouttelettes de liquide.

Il existe certaines conditions à satisfaire concernant le conditionnement du puits :

- Un régime d'écoulement permanent.
- La pression en tête n'excède pas 1% de sa valeur initiale pendant 24 heures.
- Au niveau de séparateur, la variation du débit et de la pression ne doit pas dépasser les 5%.

III.3.3.3 Tests PVT utilisés pour analyser le comportement du condensat :

III.3.3.3.1 Test d'expansion avec une composition constante (CCE) :

Les étapes du test CCE sont schématisées dans la figure (3. 9). Durant cette expérience, la cellule PVT est chargée par une certaine quantité de gaz à condensat à une pression supérieure à la pression initiale du réservoir. Le système est normalement laissé au repos pendant toute la nuit pour atteindre l'équilibre. La pression est ensuite réduite par étapes, en augmentant le volume de la cellule, tout en maintenant la température constante. Le volume à chaque niveau de pression est enregistré après que le système atteigne l'équilibre. Pendant l'expérience, la composition d'ensemble du système est maintenue constante et aucune quantité de condensat ou du gaz n'est retirée de la cellule. Cette expérience représente les réservoirs de gaz à condensats aux pressions supérieures à la pression de rosée (composition du fluide constante).

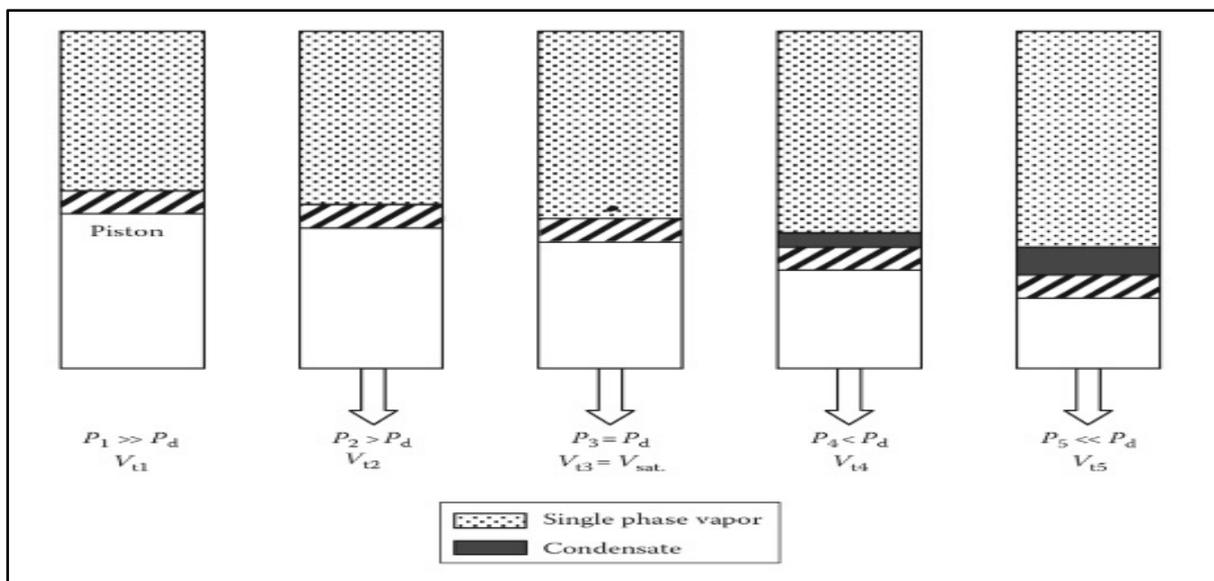


Fig.3. 9: Schéma illustratif de test CCE.

III.3.3.3.2 Etude différentielle à volume constant (Constant Volume Déplétion Test (CVD)) :

Durant le test CVD la composition globale du fluide est modifiée par le soutirage du gaz. L'expérience réalisée sur un système de gaz à condensat est basée sur l'hypothèse que le condensat est immobile. La figure (3. 11) montre un schéma de l'expérience CVD. Le système est ramené à son point de rosée qui a été préalablement déterminé à partir du test CCE, après quoi, une série d'expansions sont réalisées par expulsion du gaz à pression constante jusqu'à ce que le volume des fluides dans la cellule soit égale au volume initial de la cellule. A chaque étape, la pression ainsi que les volumes du liquide et du gaz sont enregistrés. Le gaz expulsé est recueilli et sa composition est déterminée, puis la nouvelle

composition globale est recalculée en se basant sur le bilan matière. La température est maintenue constante durant tout le processus. L'hypothèse que la phase liquide demeure immobile n'est valable que si la saturation du condensat inférieure à la saturation critique.

a) Equipements utilisés pour l'étude du gaz à condensat :

Ces études sont menées, en général à l'aide d'une cellule à piston mécanique, telle que celle qui est représentée sur la figure (Fig.3.10).



Fig.3. 10: Equipement utilisé pour l'étude de gaz à condensat.

L'équipement utilisé comprend :

- ◆ Une cellule d'équilibre entourée d'une enceinte thermo statée par fluide caloporteur ; pour obtenir l'équilibre, la cellule est agitée par retournement.
- ◆ Une mesure de pression aussi précise que possible ;
- ◆ Une pompe à eau ;
- ◆ Un gazomètre.

Cet équipement opère dans les conditions suivantes :

- Température : -20 °C à 180 °C ;
- Pression : 0 à 70Mpa ;
- Volume de la cellule : 950 cm^3 .

Le principe de fonctionnement de la cellule qui comporte :

- Un piston mécanique dont la position peut être modifiée par déplacement qui permet de faire varier le volume de la cellule.

➤ Un piston qui est utilisé conjointement avec le piston mécanique de manière à faire subir au mélange des déplacements à pression constante.

➤ Un hublot de saphir permettant de voir l'interface dans la cellule (gaz/ condensat).

La lecture des volumes d'eau à la pompe permet, après correction, d'accéder aux valeurs des volumes des deux phases et en particulier du volume liquide déposé.

b) Principe de l'étude :

Le test de déplétion constante de volume (CVD) est conçu pour fournir les données volumétriques et de composition pour les réservoirs de condensat (et huile volatile) produisant par l'épuisement de la pression (déplétion). La procédure par étapes d'un CVD est schématisée ci-dessous :

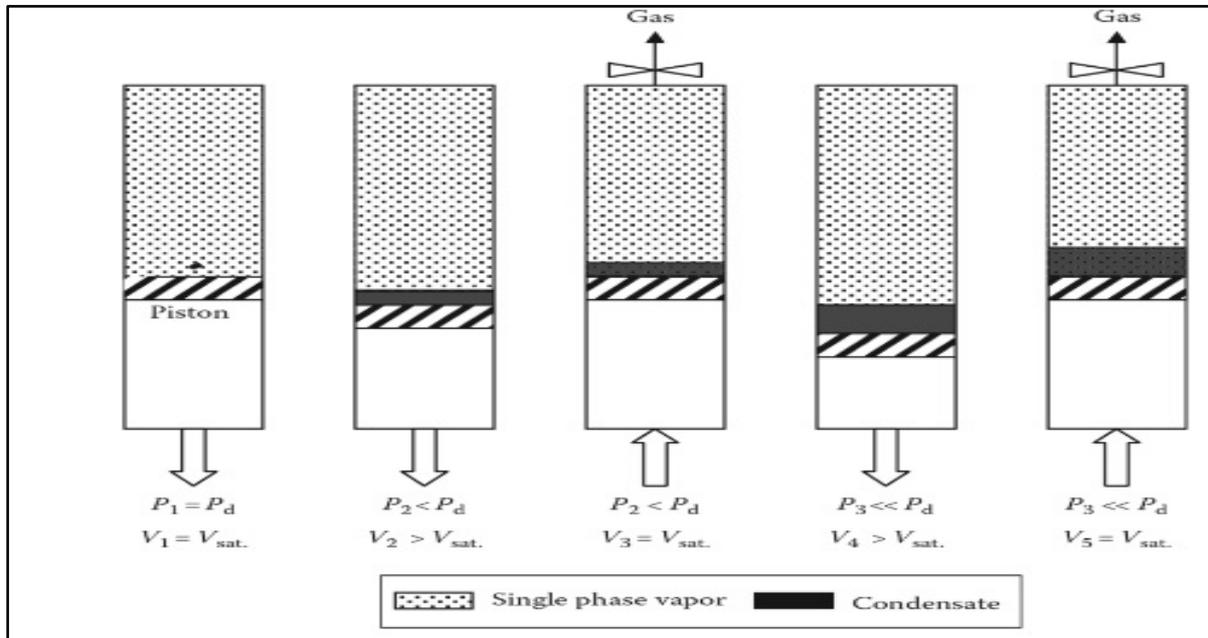


Fig.3. 11: Schéma illustratif de test CVD.

L'expérience de CVD fournit des données qui peuvent être utilisées directement dans les calculs du génie de réservoir, y compris :

➤ Bilan matière du réservoir donnant la récupération totale du gaz humide par rapport à la pression du réservoir moyenne.

➤ Composition de l'effluent et des produits de surface (gaz de vente, condensat, et de GPL) par rapport à la pression du réservoir.

➤ Saturation en huile moyenne dans le réservoir (condensation du liquide et sa revaporisation) qui se produit lors de l'épuisement de la pression.

Pour la plupart des réservoirs de gaz à condensat produisant par l'épuisement, les récupérations et les saturations en condensat en fonction de la pression de l'analyse CVD s'approche étroitement de la performance réelle du champ. Si d'autres mécanismes de récupération telle que le water drive et l'injection de gaz sont considérés, les données de base nécessaires pour l'ingénierie de réservoir sont encore prises principalement à partir d'un rapport de CVD.

Les étapes du CVD sont expliquées ci-dessous (**fig. 3.11**) :

♦ **Étape 1** : Une quantité mesurée d'un échantillon représentatif du fluide de réservoir original avec une composition globale connue de Z_i est chargé dans une cellule de PVT visuelle à la pression P_r du point de rosée.

La température de la cellule de PVT est maintenue à la température de réservoir pendant toute l'expérience. Le volume initial V_i du liquide saturé est utilisé en tant que volume de référence.

♦ **Étape 2** : Le facteur de compressibilité initiale de gaz est calculé à partir de l'équation des gaz réels :

$$Z_r = \frac{P_r \cdot V_i}{n_i \cdot R \cdot T} \quad [\text{Eq. III-1}]$$

Où :

P_r = pression point de rosée, psia.

V_i = volume de gaz initial, ft^3 .

n_i = nombre initial de moles de gaz = m / M_a .

R = constante de gaz, 10,73.

T = température, ° R.

Z_r = facteur de compressibilité à la pression du point de rosée.

♦ **Étape 3** : La pression de la cellule est réduite de la pression de saturation à une pression prédéterminée P . Ceci peut être obtenu en retirant l'eau à partir de la cellule, comme cela est illustré dans la figure 3.11. Pendant le processus, une deuxième phase (liquide rétrograde) est formée. Le fluide dans la cellule est amené à l'équilibre et le volume de gaz V_g

ainsi que le volume V_L du liquide rétrograde sont mesurés visuellement. Ce volume rétrograde est signalé comme un pourcentage du volume initial V_i , qui représente fondamentalement la saturation rétrograde liquide S_L :

$$S_l = \left(\frac{V_l}{V_i} \right) * 100 \quad [\text{Eq. III-2}]$$

♦ **Étape 4** : L'eau est réinjecté dans la cellule PVT à pression constante tandis qu'un volume équivalent de gaz est simultanément enlevé. Lorsque le volume initial V_i est atteint, l'injection de l'eau est cessée. Cette étape simulent réservoir produisant uniquement du gaz, avec du liquide rétrograde restant immobile dans le réservoir.

♦ **Étape 5** : Le gaz extrait est chargé dans l'équipement analytique où sa composition y_i est déterminée, et son volume est mesuré aux conditions standards et enregistré comme (ΔG_{ph}) . Les moles correspondantes de gaz produit peuvent être calculées à partir de l'expression :

$$n_p = \frac{P_{sc} * (\Delta G_{ph})}{R * T_{sc}} \quad [\text{Eq. III-3}]$$

Où :

n_p : moles de gaz produites.

ΔG_{ph} : volume de gaz produit mesuré aux conditions standards, scf.

T_{sc} : température standard, ° R.

P_{sc} : pression standard, psia

R = constante de gaz, 10,73.

♦ **Étape 6** : Le facteur de compressibilité du gaz sous pression et de la température de la cellule est calculé à partir de l'équation d'état du gaz réel comme suit:

$$Z = \frac{P * (V_g)}{n_p * R * T} \quad [\text{Eq. III-4}]$$

Une autre propriété, le facteur de compressibilité diphasique, est également calculée. Le facteur de compressibilité à deux phases représente la compressibilité totale de la totalité du

liquide restant (gaz et liquide rétrograde) dans la cellule et est calculé à partir de la loi de gaz réel :

$$Z_{2p} = \frac{P \cdot V_g}{(n_i - n_p) \cdot R \cdot T} \quad [\text{Eq. III-5}]$$

Où : $(n_i - n_p)$: nombre de moles restantes de fluide dans la cellule.

n_i : moles initiales dans la cellule

n_p : moles cumulatifs de gaz retirées

Le facteur de compressibilité biphasique est une propriété importante car il est utilisé dans le calcul des réserves en place.

♦ **Etape 7** : Le volume de gaz produit en tant que pourcentage de gaz initialement en place est calculé en divisant le volume cumulé de la production de gaz par le gaz initialement en place, tous deux aux conditions standards.

La procédure expérimentale ci-dessus est répétée plusieurs fois jusqu'à ce qu'une pression de test minimale est atteinte, à la fin, la quantité et la composition du gaz et du liquide rétrograde restant dans la cellule est déterminée. La procédure de test peut également être effectuée sur un échantillon d'huile volatile. Dans ce cas, la cellule de PVT contient initialement du liquide, au lieu du gaz, à sa pression de bulle.

III.3.3.4 Hypothèses de calcul:

- La phase condensat déposée reste immobile dans le réservoir.
- L'aquifère est inactif.
- On ne peut produire que la phase vapeur, c'est le cas le plus général car la saturation en condensat ne dépasse pas ou dépasse peu la saturation critique d'écoulement.
- La gazoline récupérée en surface sera composée de: 72.4% de C_5 ; 80% de C_6 et 85% de C_{7+} .
- Le GPL récupéré en surface sera composé de: 30% de C_3 ; 50% de $i-C_4$ et 55% de $n-C_4$.
- On suppose que la masse moléculaire et la densité des heptanes plus (C_{7+}) restent constantes tout au long de la déplétion.
- Conditions standards : $P_{sc} = 1,013 \text{ bar}$ et $T = 288 \text{ K}$.

➤ Pour plus de commodités, on résonnera sur 1 m³ de gaz dans les conditions initiales du réservoir.

Rappelons qu'une mole de gaz occupe :

- 22,413 litres et dans les conditions normales (1atm et 0 °C)
- 23,644 litres dans les conditions standards (1 atm et 15°C)

◆ **Composition du fluide de réservoir :**

Constituants	%molaire Y_i	M_i (g/mole)	$Y_i * M_i$
C1	78.67	16.043	12.669
C2	7.35	30.07	2.210
C3	2.86	44.097	1.261
i-C4	0.6	58.124	0.349
n-C4	1.07	58.124	0.622
i-C5	0.35	72.151	0.253
n-C5	0.47	72.151	0.339
C6	0.57	86.178	0.491
C7+	2.07	136.88	2.833

Tableau.3. 1 : Composition du fluide de réservoir.

◆ **Composition de gaz d'injection :** pour le calcul de Z_{inj} .

constituants	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	N-C ₅	C ₆	C ₇₊	CO ₂	N ₂
Yi(%)	84.96	7.8	1.75	0.22	0.18	0.05	0.06	0.03	0	0.18	4.77

Tableau.3. 2: Composition de gaz d'injection.

♦ Les pourcentages des compositions et les volumes de fluide de réservoir au cours de l'expérience

P (kgf/cm ²)	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆	C ₇₊	V _{gaz} (cm ³)	V _{liquide} déposé (cm ³)
311.11	78.67	7.35	2.89	0.6	1.06	0.39	0.483	0.59	2.333	0	0
300	78.79	7.35	2.86	0.6	1.07	0.36	0.48	0.58	2.23	28.7	4.123
280	78.97	7.35	2.86	0.6	1.07	0.35	0.47	0.57	2.07	58.7	10.374
260	79.16	7.35	2.85	0.59	1.06	0.35	0.47	0.56	1.9	78.1	16.074
240	79.34	7.35	2.84	0.59	1.05	0.35	0.46	0.55	1.75	79.2	20.56
220	79.5	7.35	2.84	0.59	1.05	0.34	0.45	0.53	1.61	94.9	24.18
200	79.65	7.35	2.83	0.59	1.04	0.34	0.45	0.52	1.47	94	26.93
180	79.8	7.36	2.83	0.58	1.04	0.34	0.45	0.51	1.35	115.8	29.06
160	79.9	7.37	2.83	0.58	1.03	0.33	0.44	0.5	1.24	117.3	30.45
140	80	7.38	2.83	0.58	1.03	0.33	0.44	0.49	1.15	129.6	31.04
120	80.1	7.39	2.83	0.58	1.03	0.33	0.43	0.48	1.07	152.7	31.25
100	80.12	7.42	2.84	0.58	1.03	0.33	0.43	0.47	1.01	134.5	30.82
80	80.14	7.45	2.86	0.58	1.04	0.33	0.44	0.47	1	143.5	29.87

Tableau.3. 3: Pourcentages des compositions et les volumes de fluide de réservoir lors de l'expérience.

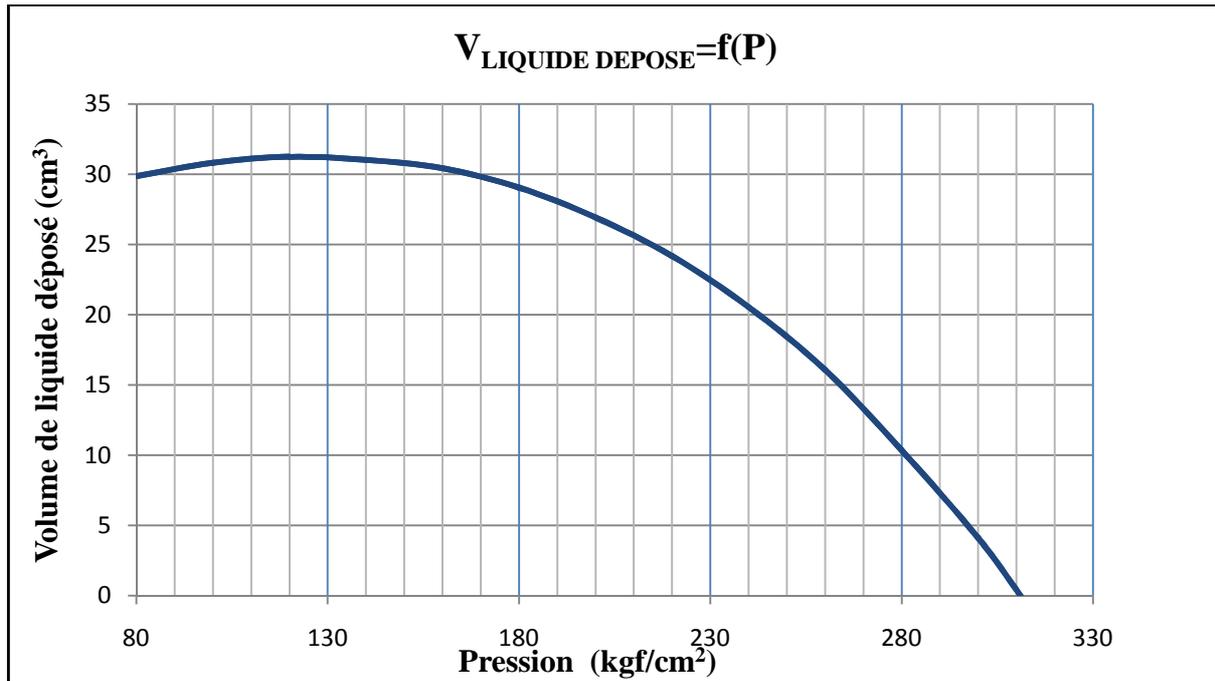


Fig.3. 12: Volume de liquide déposé en fonction de la pression.

III.3.3.5 Méthodologie :

Z : Facteur de compressibilité

$$M_a = \sum_{i=1}^n M_i Y_i \quad [\text{Eq. III-6}]$$

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{\text{air}}} = \frac{M_a}{28.96} \quad [\text{Eq. III-7}]$$

$$T_{pc} = 187 + 300\gamma_g - 71.5\gamma_g^2 \quad [\text{Eq. III-8}]$$

$$P_{pc} = 706 - 51.7\gamma_g - 11.1\gamma_g^2 \quad [\text{Eq. III-9}]$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad [\text{Eq. III-10}]$$

D'après T_{pr} et P_{pr} on détermine Z avec la Corrélation de BEGGS and BRILL

Cette corrélation est valable pour $1.2 < T_{pr} < 2.4$:

$$Z = A + \frac{(1-A)}{e^B} + C P_{pr}^D \quad [\text{Eq. III-11}]$$

Avec :

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.101 \quad [\text{Eq. III-12}]$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})P_{pr} + \left[\frac{0.066}{(T_{pr}-0.86)} - 0.037 \right] P_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^9(T_{pr}-1)} P_{pr}^2 \quad [\text{Eq. III-13}]$$

$$C = 0.132 - 0.321 \text{ LOG } (T_{pr}) \quad [\text{Eq. III-14}]$$

$$D = 10^{(0.3106-0.49T_{pr}+0.1824T_{pr}^2)} \quad [\text{Eq. III-15}]$$

➤ B_g : Facteur volumétrique de fond de gaz B_g ;

$$B_g = 0.003495 \frac{ZT}{P} \quad [\text{Eq. III-16}]$$

➤ S_L : Saturation de liquide

$$S_L = V_L \text{ (volume de liquide déposé)} / 950(\text{cm}^3) \text{ (volume de la cellule)}. \quad [\text{Eq. III-17}]$$

➤ S_g : Saturation de gaz

$$S_g = 1 - S_L. \quad [\text{Eq. III-18}]$$

➤ ΔV_g : Volume de gaz humide soutiré

$$\Delta V_g = 1 \text{ m}^3 * V_g / 950 \text{ (volume de la cellule)}. \quad [\text{Eq. III-19}]$$

➤ ΔG_{hp} : Volume de production de gaz humide (stm^3).

$$\Delta G_{hp} = \Delta V_g / B_g. \quad [\text{Eq. III-20}]$$

➤ G_{hp} : Production cumulée de gaz humide (stm^3).

$$G_{hp} = \sum \Delta G_{hp}. \quad [\text{Eq. III-21}]$$

P (kgf/cm ²)	S _{liquide} (%)	S _{gaz} (%)	Z _p	B _g	ΔV _g (m ³)	ΔG _{ph} (stm ³)	G _{ph} (stm ³)
311.11	0	100	0.923	0.0038	0	0	0
300	0.434	99.566	0.911	0.0039	0.030	7.842	7.842
280	1.092	98.908	0.890	0.0040	0.062	15.323	23.165
260	1.692	98.308	0.871	0.0043	0.082	19.325	42.489
240	2.164	97.836	0.857	0.0045	0.083	18.405	60.894
220	2.545	97.455	0.845	0.0049	0.100	20.481	81.375
200	2.835	97.165	0.839	0.0053	0.099	18.591	99.966
180	3.059	96.941	0.836	0.0059	0.122	20.668	120.633
160	3.205	96.795	0.839	0.0067	0.124	18.544	139.177
140	3.267	96.733	0.847	0.0077	0.136	17.766	156.944
120	3.29	96.71	0.860	0.0091	0.161	17.679	174.622
100	3.244	96.756	0.877	0.0111	0.142	12.725	187.347
80	3.144	96.856	0.897	0.0142	0.151	10.615	197.962

Tableau.3. 4: Etude de l'échantillon de gaz à condensat.

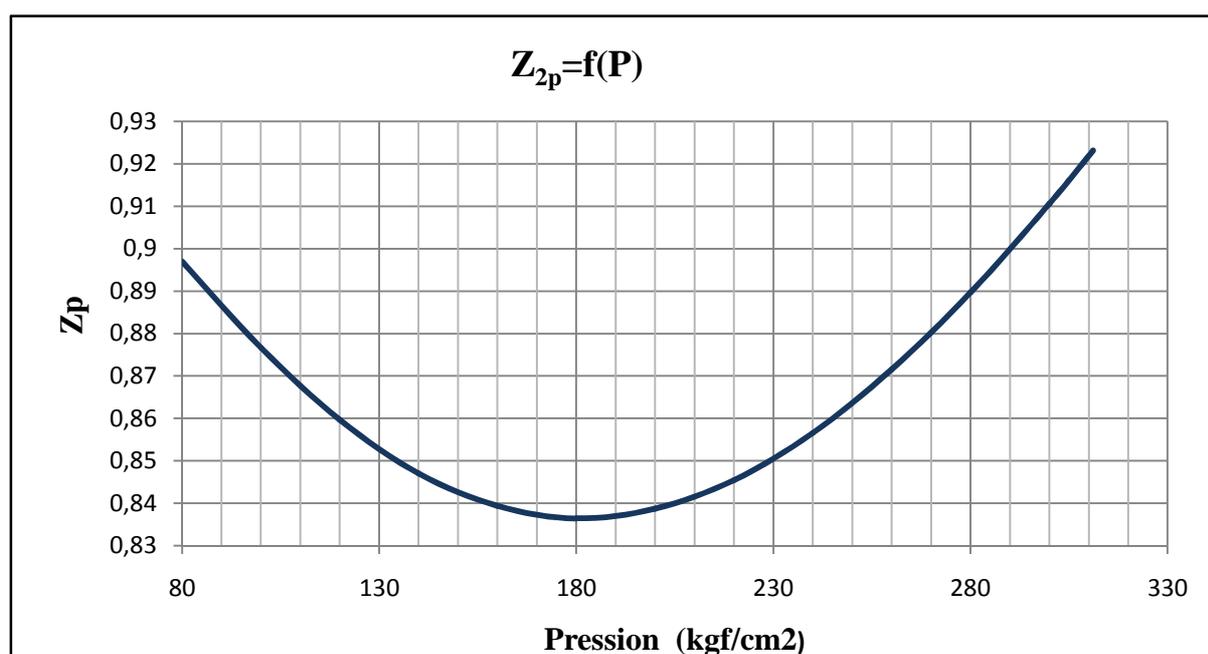


Fig.3. 13: Evolution de Z_p en fonction de la pression.

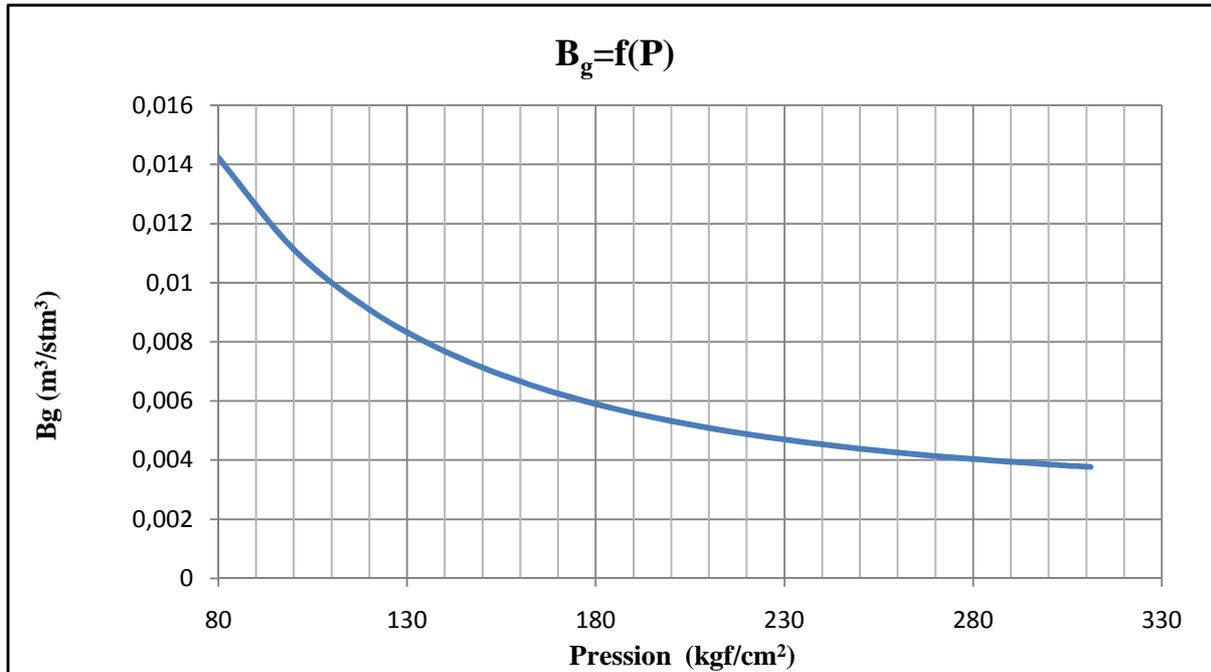


Fig.3. 14: Evolution de B_g en fonction de la pression.

➤ V_1 : Volume de liquide déposé.

➤ Δn_p : Nombre de moles de gaz soutiré à chaque palier de pression (moles).

$$\Delta n_p = \frac{P \cdot V_g}{Z_p \cdot R \cdot T} \quad [\text{Eq. III-22}]$$

➤ n_p : Cumul de moles de gaz soutiré à chaque palier de pression (moles).

$$n_p = \sum \Delta n_p \quad [\text{Eq. III-23}]$$

➤ n_r : Nombre de moles de gaz restant dans la cellule (moles).

$$n_r = n_i - n_p \quad [\text{Eq. III-24}]$$

➤ Z_2 : Facteur de compressibilité de deux phases. (utilisé dans le calcul de la partie recyclage).

$$Z_{2p} = \frac{P \cdot V_{\text{cellule}}}{n_r \cdot R \cdot T} \quad [\text{Eq. III-25}]$$

P (kgf/cm ²)	V ₁ (cm ³)	Δn _p (moles)	n _p (moles)	n _r = n _i -n _p (moles)	Z _{2p}	Z _{inj}
311,11	0	0	0	1040,430	0,923	0,944
300	4,123	30,727	30,727	1009,703	0,913	0,934
280	14,497	60,038	90,766	949,665	0,896	0,918
260	30,571	75,718	166,483	873,947	0,889	0,903
240	51,131	72,115	238,598	801,832	0,874	0,892
220	75,311	80,248	318,846	721,584	0,867	0,883
200	102,241	72,842	391,688	648,742	0,849	0,878
180	131,301	80,982	472,670	567,760	0,843	0,876
160	161,751	72,659	545,329	495,101	0,828	0,878
140	192,791	69,613	614,942	425,489	0,810	0,884
120	224,041	69,270	684,211	356,219	0,795	0,893
100	254,861	49,858	734,069	306,361	0,737	0,906
80	284,731	41,593	775,662	264,768	0,653	0,921

Tableau.3. 5: Calcul des facteurs de compressibilité Z_{2p} et Z_{inj}.

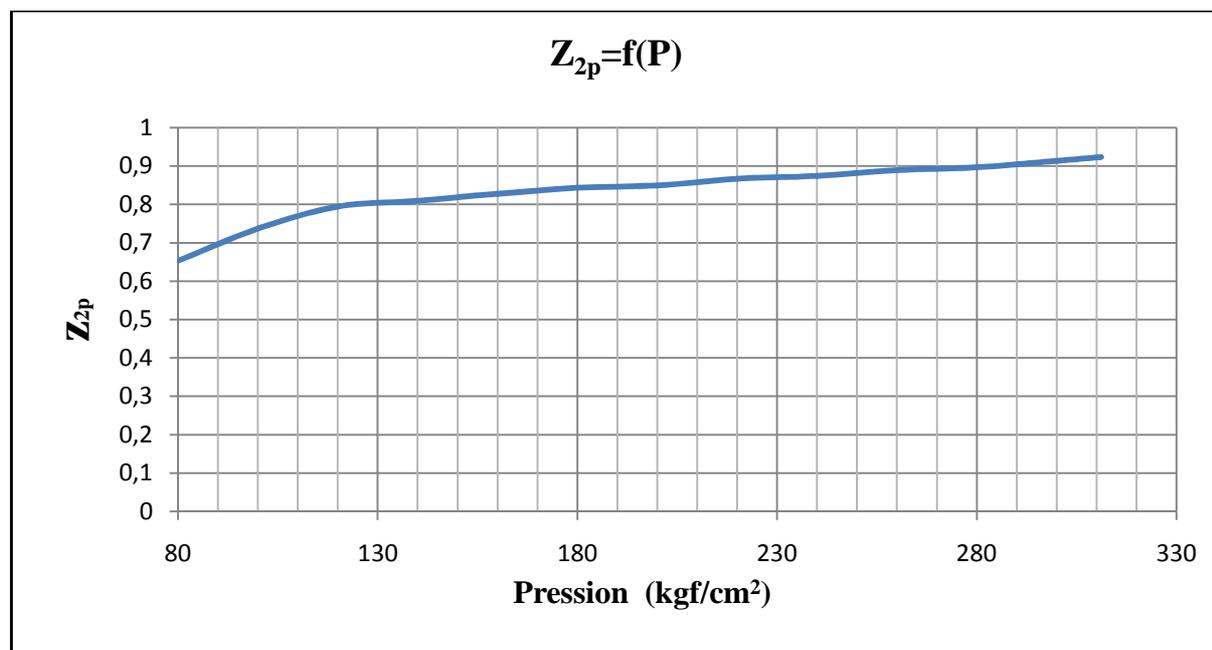


Fig.3. 15: Evolution de Z_{2p} en fonction de la pression.

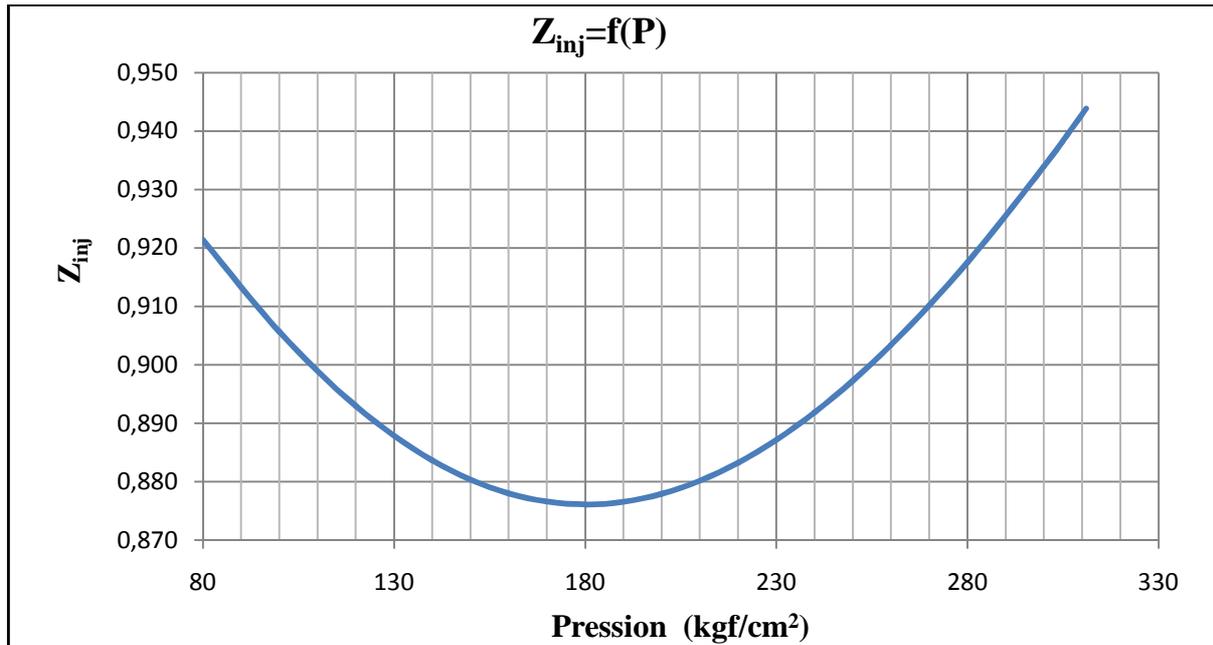


Fig.3. 16: Evolution de Z_{inj} en fonction de la pression.

III.3.3.5.1 Détermination des fractions molaires du GPL et de la gazoline contenue dans le gaz humide :

➤ F_{C3} : Les Fractions de C_3 contenues dans le gaz humide et donnant du GPL en surface, nous avons supposé que le GPL est constitué de 30 % des moles de C_3 ; donc :

$$F_{C3}=0.3* \%C_3. \quad [\text{Eq. III-26}]$$

➤ F_{C4} : Les Fractions de C_4 contenues dans le gaz humide et donnant du GPL en surface, nous avons supposé que le GPL est constitué de 50 % des moles de i- C_4 et de 55 % des moles de n- C_4 ; donc :

$$F_{C4}=0.5* \%i-C_4+0.55*\% n-C_4. \quad [\text{Eq. III-27}]$$

➤ F_{GPL} : Les fractions de GPL contenues dans le gaz humide et donnant du GPL en surface

$$F_{GPL}= F_{C3} + F_{C4}. \quad [\text{Eq. III-28}]$$

➤ F_{C5} : Les Fractions de C_5 contenues dans le gaz humide et donnant du liquide en surface. nous avons supposé que le condensat est constitué de 72.4 % des moles de C_5

$$F_{C5}=0.724* \%C_5. \quad [\text{Eq. III-29}]$$

➤ F_{C6} : Les Fractions de C_6 contenues dans le gaz humide et donnant du liquide en surface. nous avons supposé que le condensat est constitué de 80 % des moles de C_6

$$F_{C6}=0.8* \%C_6. \quad [\text{Eq. III-30}]$$

➤ F_{C7+} : Les Fractions de C_{7+} contenues dans le gaz humide et donnant du liquide en surface. nous avons supposé que le condensat est constitué de 85 % des moles de C_{7+}

$$F_{C7+} = 0.85 * \%C_{7+} \quad [\text{Eq. III-31}]$$

- $F_{\text{condensât}}$: la somme de C_{5+} donnant du liquide en surface.

$$F_{\text{condensât}} = F_{C5+} + F_{C6+} + F_{C7+} \quad [\text{Eq. III-32}]$$

- $F_{\text{gaz sec}}$: la fraction de gaz sec contenue dans le gaz humide.

$$F_{\text{gaz sec}} = 1 - F_{\text{condensât}} - F_{\text{GPL}} \quad [\text{Eq. III-33}]$$

P (kgf/cm ²)	F _{C3} (%)	F _{C4} (%)	F _{GPL} (%)	F _{C5} (%)	F _{C6} (%)	F _{C7+} (%)	F _{Condensat C5+} (%)	F _{gaz sec} (%)
311,11	0,861	0,892	1,753	0,610	0,472	1,983	3,065	95,183
300	0,858	0,889	1,747	0,608	0,464	1,896	2,968	95,286
280	0,858	0,889	1,747	0,594	0,456	1,760	2,809	95,444
260	0,855	0,878	1,733	0,594	0,448	1,615	2,657	95,610
240	0,852	0,873	1,725	0,586	0,440	1,488	2,514	95,762
220	0,852	0,873	1,725	0,572	0,424	1,369	2,364	95,911
200	0,849	0,867	1,716	0,572	0,416	1,250	2,237	96,047
180	0,849	0,862	1,711	0,572	0,408	1,148	2,127	96,162
160	0,849	0,857	1,706	0,557	0,400	1,054	2,011	96,283
140	0,849	0,857	1,706	0,557	0,392	0,978	1,927	96,368
120	0,849	0,857	1,706	0,550	0,384	0,910	1,844	96,451
100	0,852	0,857	1,709	0,550	0,376	0,859	1,785	96,507
80	0,858	0,862	1,720	0,557	0,376	0,850	1,783	96,497

Tableau.3. 6: Détermination des fractions molaires du GPL et du condensat contenue dans 1 sm³ le gaz humide.

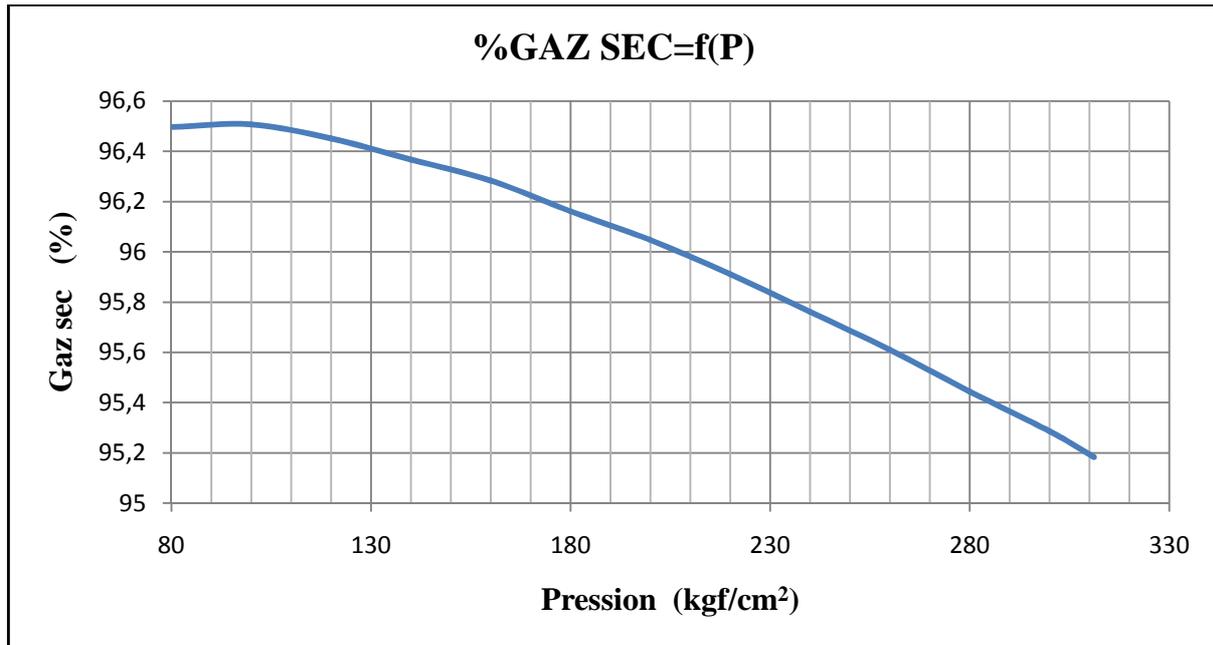


Fig.3. 17: Pourcentage du gaz sec en fonction de la pression.

III.3.3.5.2 Détermination des masses contenues dans 1 stm^3 de gaz en gramme :

Rappelons qu'une mole de gaz occupe :

- 22.413 litres dans les conditions normales (1 atm et 0 °C).
- 23.644 litres dans les conditions standards (1 atm et 15 °C).

Donc : 1 m^3 de gaz dans les conditions standard contient

$$(1/23.644) * 10^3 = 42.29 \text{ moles.}$$

➤ m_{C_3} : la masse de C_3 contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{C_3} = 42.29 * F_{C_3} * M_{C_3}. \quad [\text{Eq. III-34}]$$

➤ m_{C_4} : la masse de C_4 contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{C_4} = 42.29 * F_{C_4} * M_{C_4}. \quad [\text{Eq. III-35}]$$

➤ m_{GPL} : la masse de GPL contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{\text{GPL}} = m_{C_3} + m_{C_4}. \quad [\text{Eq. III-36}]$$

➤ m_{C_5} : la masse de C_5 contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{C_5} = 42.29 * F_{C_5} * M_{C_5}. \quad [\text{Eq. III-37}]$$

➤ m_{C_6} : la masse de C_6 contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{C6} = 42.29 * F_{C6} * M_{C6} \quad [\text{Eq. III-38}]$$

➤ m_{C7+} : la masse de C_{7+} contenue dans le gaz humide et fournissant du liquide en surface.

$$m_{C7+} = 42.29 * F_{C7+} * M_{C7+} \quad [\text{Eq. III-39}]$$

Avec M_{C3} , M_{C4} , M_{C5} , M_{C6} et M_{C7+} , sont les masses moléculaires de C_3 , C_4 , C_5 , C_6 et C_{7+} respectivement.

P (kgf/cm ²)	m _{C3} (g)	m _{C4} (g)	m _{GPL} (g)	m _{C5} (g)	m _{C6} (g)	m _{C7+} (g)	m _{Condensat} (g)
311,11	16,044	21,922	37,966	18,601	17,202	114,803	150,606
300	15,994	21,840	37,834	18,557	16,911	109,734	145,202
280	15,994	21,840	37,834	18,115	16,619	101,861	136,596
260	15,938	21,582	37,520	18,115	16,328	93,496	127,939
240	15,882	21,447	37,329	17,894	16,036	86,114	120,045
220	15,882	21,447	37,329	17,452	15,453	79,225	112,131
200	15,826	21,312	37,138	17,452	15,161	72,336	104,950
180	15,826	21,189	37,015	17,452	14,870	66,431	98,753
160	15,826	21,054	36,880	17,011	14,578	61,018	92,607
140	15,826	21,054	36,880	17,011	14,287	56,589	87,887
120	15,826	21,054	36,880	16,790	13,995	52,653	83,438
100	15,882	21,054	36,936	16,790	13,704	49,700	80,194
80	15,994	21,189	37,183	17,011	13,704	49,208	79,922

Tableau.3. 7: Détermination des masses du GPL et du condensat contenues dans 1 stm3 de gaz humide.

III.3.3.5.3 Evaluation du volume du GPL et de condensat dans 1 stm³ de gaz humide :

- V_{C3} : représente le volume de C₃ dans le GPL exprimé en cm³.

$$V_{C3} = m_{C3} / \rho_{a\ C3} \quad [\text{Eq. III-40}]$$

- V_{C4} : représente le volume de C₄ dans le GPL exprimé en cm³.

$$V_{C4} = 2m_{C4} / (\rho_{a\ (i-C4)} + \rho_{a\ (n-C4)}) \quad [\text{Eq. III-41}]$$

- V_{GPL} : représente le volume de GPL exprimé en cm³.

$$V_{\text{GPL}} = V_{C3} + V_{C4} \quad [\text{Eq. III-42}]$$

- V_{C5} : représente le volume de C₅ dans le condensat exprimé en cm³.

$$V_{C5} = 2m_{C5} / (\rho_{a\ (i-C5)} + \rho_{a\ (n-C5)}) \quad [\text{Eq. III-43}]$$

- V_{C6} : représente le volume de C₆ dans le condensat exprimé en cm³.

$$V_{C6} = m_{C6} / \rho_{a\ C6} \quad [\text{Eq. III-44}]$$

- V_{C7+} : représente le volume de C₇₊ dans le condensat exprimé en cm³.

$$V_{C7+} = m_{C7+} / \rho_{a\ C7+} \quad [\text{Eq. III-45}]$$

- V_{Condensat} : représente le volume de condensat exprimé en cm³.

$$V_{\text{Condensat}} = V_{C5} + V_{C6} + V_{C7+} \quad [\text{Eq. III-46}]$$

P (kgf/cm ²)	V _{C3} (cm ³)	V _{C4} (cm ³)	V _{GPL} (cm ³)	V _{C5} (cm ³)	V _{C6} (cm ³)	V _{C7+} (cm ³)	V _{Condensat} (cm ³)
311,11	35,078	48,608	83,686	27,435	28,919	176,044	232,398
300	34,968	48,412	83,379	27,370	28,429	168,272	224,071
280	34,968	48,412	83,379	26,719	27,939	156,199	210,856
260	34,845	47,861	82,707	26,719	27,448	143,371	197,538
240	34,723	47,534	82,257	26,393	26,958	132,052	185,403
220	34,723	47,534	82,257	25,741	25,978	121,488	173,207
200	34,601	47,206	81,807	25,741	25,488	110,924	162,153
180	34,601	46,983	81,584	25,741	24,998	101,869	152,607
160	34,601	46,656	81,257	25,089	24,507	93,568	143,165
140	34,601	46,656	81,257	25,089	24,017	86,777	135,884
120	34,601	46,656	81,257	24,764	23,527	80,740	129,031
100	34,723	46,656	81,379	24,764	23,037	76,213	124,013
80	34,968	46,983	81,951	25,089	23,037	75,458	123,585

Tableau.3. 8: Evaluation du volume du GPL et de condensat dans 1 stm³ de gaz humide.

III.3.3.5.4 Résultats :

➤ ΔN_{GPL} : la production de GPL est égale au produit de la production de gaz humide par le volume de GPL dans 1 m³ de gaz humide (std litre).

$$\Delta N_{\text{GPL}} = \Delta G_{\text{ph}} * V_{\text{GPL}}. \quad [\text{Eq. III-47}]$$

➤ N_{GPL} : cumule de la production GPL à chaque palier de pression en std litre :

$$N_{\text{GPL}} = \sum \Delta N_{\text{GPL}}. \quad [\text{Eq. III-48}]$$

➤ $\Delta N_{\text{Condensat}}$: la production de condensat est égale au produit de la production de gaz humide par le volume de condensat dans 1 m³ de gaz humide (std litre).

$$\Delta N_{\text{Condensat}} = \Delta G_{\text{ph}} * V_{\text{Condensat}}. \quad [\text{Eq. III-49}]$$

➤ $N_{\text{Condensat}}$: cumule de la production Condensat à chaque palier de pression en std litre :

$$N_{\text{Condensat}} = \sum \Delta N_{\text{Condensat}}. \quad [\text{Eq. III-50}]$$

➤ ρ_{GPL} : la masse volumique du GPL à chaque palier de pression en g/cm³.

$$\rho_{\text{GPL}} = m_{\text{GPL}} / V_{\text{GPL}}. \quad [\text{Eq. III-51}]$$

➤ $\rho_{\text{Condensat}}$: la masse volumique du Condensat à chaque palier de pression en g/cm³.

$$\rho_{\text{Condensat}} = m_{\text{Condensat}} / V_{\text{Condensat}}. \quad [\text{Eq. III-52}]$$

P (kgf/cm ²)	ΔN _{GPL} (std litre)	N _{GPL} (std litre)	ρ _{GPL} (g/cm ³)	ΔN _{Condensat} (std litre)	N _{Condensat} (std litre)	ρ _{Condensat} (g/cm ³)
311,11	0	0	0,544	0	0	0,735
300	0,546	0,546	0,544	1,550	1,550	0,735
280	1,066	1,612	0,544	2,852	4,402	0,734
260	1,334	2,946	0,544	3,375	7,777	0,733
240	1,264	4,210	0,544	3,021	10,798	0,731
220	1,407	5,616	0,544	3,144	13,942	0,730
200	1,270	6,887	0,543	2,677	16,620	0,729
180	1,408	8,295	0,543	2,806	19,426	0,727
160	1,259	9,553	0,543	2,365	21,791	0,726
140	1,206	10,759	0,543	2,154	23,945	0,725
120	1,200	11,960	0,543	2,038	25,984	0,724
100	0,865	12,825	0,543	1,412	27,396	0,723
80	0,727	13,551	0,543	1,175	28,570	0,722

Tableau.3. 9: Calcul de la production cumulée et les densités pour le GPL et le condensat.

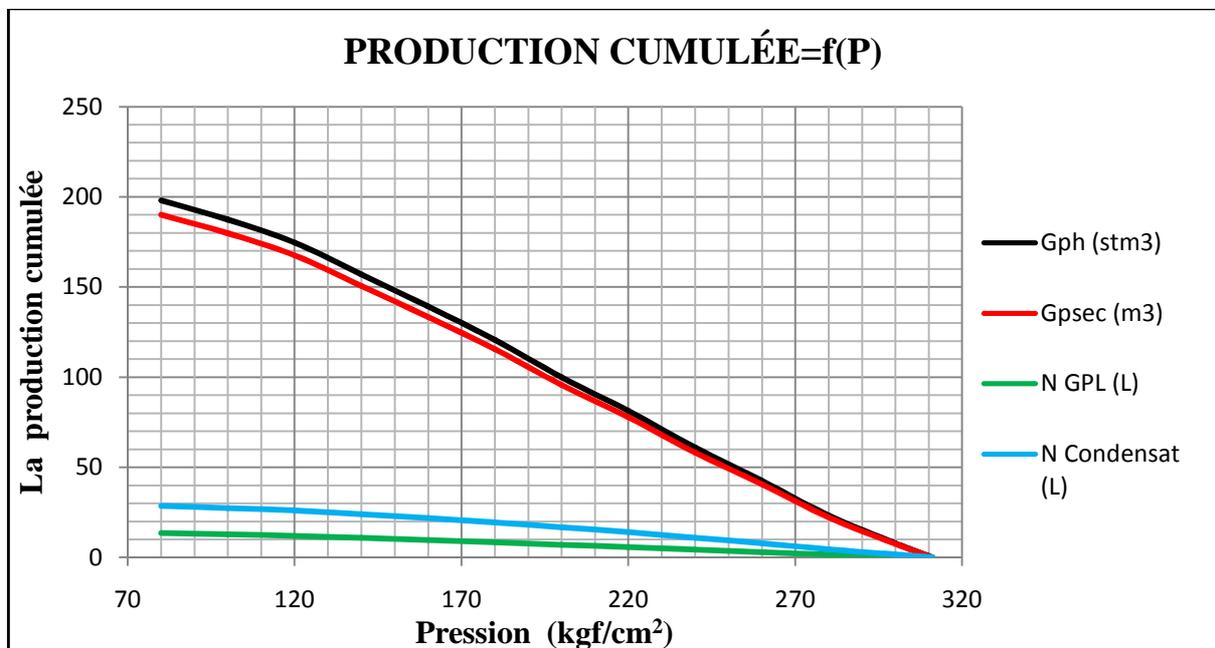


Fig.3. 18: Production cumulée en fonction de la pression.

- ΔG_{psec} : Production de gaz sec en stm^3 (pour les gaz secs le rapport volumétrique = le rapport molaire) $y_i = n_i/n = (n_i * V_m) / (n * V_m) = v_i$.

$$\Delta G_{psec} = \Delta G_{ph} * F_{gaz\ sec} \cdot \quad [Eq. III-53]$$

- G_{psec} : Cumule de la production gaz sec à chaque palier de pression en stm^3 :

$$G_{psec} = \sum \Delta G_{psec} \cdot \quad [Eq. III-54]$$

- **GOR** : Rapport de volume du gaz sec et la somme du volume de GPL et de condensat (stm^3/stm^3)

$$GOR = 1000 * \Delta G_{psec} / (\Delta N_{GPL} + \Delta N_{Condensat}) \cdot \quad [Eq. III-55]$$

- **Richesse en GPL ($stm^3/MMstm^3$)** = $1000 * \Delta N_{GPL} / \Delta G_{ph}$. [Eq. III-56]

- **Richesse en condensat ($stm^3/MMstm^3$)** = $1000 * \Delta N_{Condensat} / \Delta G_{ph}$. [Eq. III-57]

- **Richesse en GPL (g/m^3)** = Richesse en GPL ($stm^3/MMstm^3$) * ρ_{GPL} . [Eq. III-58]

- **Richesse en condensat (g/m^3)** = Richesse en condensat ($stm^3/MMstm^3$) * $\rho_{Condensat}$. [III-59]

P (kgf/cm ²)	ΔG_{psec} (m ³)	G_{psec} (m ³)	GOR (stm^3/stm^3)	Richesse GPL ($stm^3/MMstm^3$)	Richesse Condensat ($stm^3/MMstm^3$)	Richesse GPL (g/m^3)	Richesse Condensat (g/m^3)
311,11	0	0	0	0	0	0	0
300	7,472	7,472	3566,198	69,585	197,607	37,834	145,202
280	14,625	22,097	3732,464	69,585	186,129	37,834	136,596
260	18,476	40,573	3923,626	69,025	174,654	37,520	127,939
240	17,625	58,198	4112,941	68,679	164,151	37,329	120,045
220	19,643	77,841	4316,207	68,679	153,532	37,329	112,131
200	17,856	95,697	4523,289	68,333	144,005	37,138	104,950
180	19,875	115,52	4716,247	68,119	135,775	37,015	98,753
160	17,855	133,46	4926,812	67,883	127,544	36,880	92,607
140	17,121	150,57	5094,906	67,883	121,262	36,880	87,887
120	17,051	167,59 8	5265,169	67,883	115,303	36,880	83,438
100	12,280	179,89	5392,573	67,993	110,969	36,936	80,194
80	10,243	190,12	5388,006	68,449	110,646	37,183	79,922

Tableau.3. 10:Détermination de la richesse en GPL et en condensat pour 1 stm^3 de gaz.

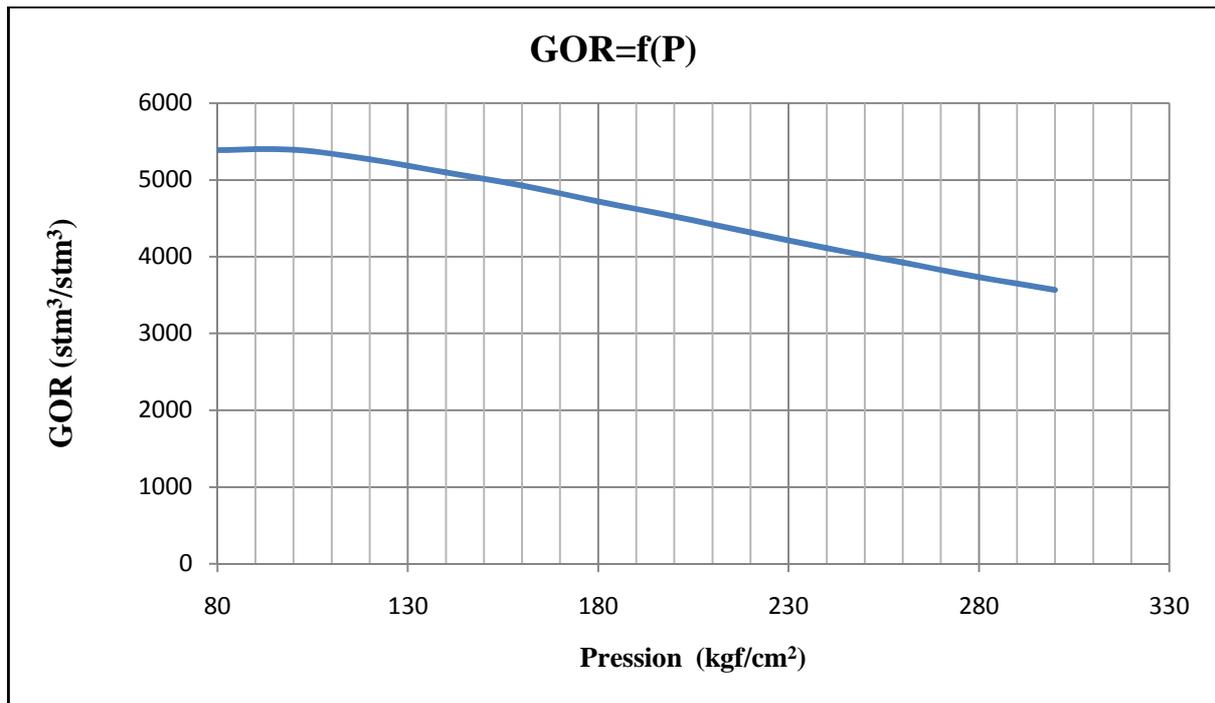


Fig.3. 19: Evolution du GOR en fonction de la pression.

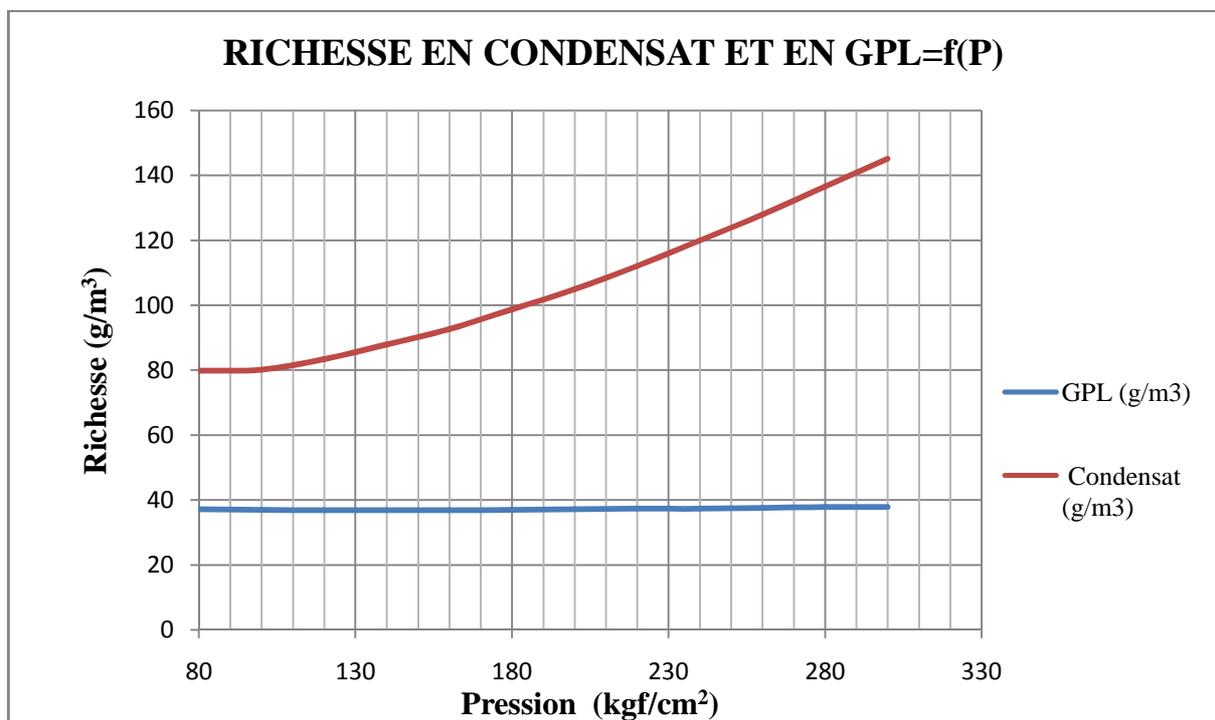


Fig.3. 20: Richesse en condensat et en GPL en fonction de la pression.

➤ **Taux de récupération :**

Dans 1 m³ de gaz humide dans les conditions initiales de fond il y a (1/B_{gi}) stm³ de gaz humide soit : 1/0,003765974=265.5520 stm³. D'où la teneur initiale dans 1 stm³ de gaz humide étant de 0.2323984 litres de condensat et de 0.0836857 litres de GPL et celle de gaz sec est de 0.944691 m³.

P (kgf/cm ²)	R _{GPL} %	R _{condensat} %	R _{gaz humide} %	R _{gaz sec} %
311,11	0	0	0	0
300	2,465	2,511	2,953	2,969
280	7,281	7,133	8,724	8,781
260	13,305	12,602	16,001	16,123
240	19,015	17,498	22,933	23,127
220	25,368	22,593	30,646	30,932
200	31,105	26,932	37,647	38,028
180	37,464	31,479	45,430	45,925
160	43,150	35,312	52,414	53,020
140	48,597	38,803	59,105	59,824
120	54,018	42,106	65,762	66,600
100	57,925	44,394	70,554	71,480
80	61,207	46,298	74,552	75,550

Tableau.3. 11: Calcul du taux de récupération.

Donc, les volumes initiaux en place sont :

➤ N_{iCondensat} : volume initial du condensat :

$$N_{iCondensat} = 265.5520 * 0.23239840$$

$$= 61.71 \text{ litres}$$

- **GPL_i** : volume initial du GPL :

$$\text{GPL}_i = 265.5520 * 0.0833791$$

$$= \mathbf{22.14 \text{ litres}}$$

- **G_{i sec}** : volume de gaz sec initial en stm^3

$$\text{G}_{i \text{ sec}} = 265.5520 * 0.951828$$

$$= \mathbf{252.75 \text{ stm}^3}$$

- **R_{GPL}** : récupération du GPL en % :

$$\mathbf{R_{GPL} = N_{GPL} * 100 / \text{GPL}_i} \quad \text{[Eq. III-60]}$$

$$= 0.0135513 * 100 / 0.02214$$

$$= \mathbf{61.20 \%}$$

- **R_{condensat}** : récupération du condensat en % :

$$\mathbf{R_{condensat} = N_{condensat} * 100 / N_{i \text{ Condensat}}} \quad \text{[Eq. III-61]}$$

$$= 0.032189162 * 100 / 0.05254$$

$$= \mathbf{46.29 \%}$$

- **R_{gaz sec}** : récupération du gaz sec en % :

$$\mathbf{R_{gaz \text{ sec}} = G_{psec} * 100 / G_{i \text{ sec}}} \quad \text{[Eq. III-62]}$$

$$= 190.1218 * 100 / 252.75$$

$$= \mathbf{75.54 \%}$$

- **R_{gaz humide}** : récupération du gaz humide en % :

$$\mathbf{R_{gaz \text{ humide}} = G_{hp} * 100 * B_{gi}} \quad \text{[Eq. III-63]}$$

$$= 197.9622 * 100 / 265.552$$

$$= \mathbf{74.55 \%}$$

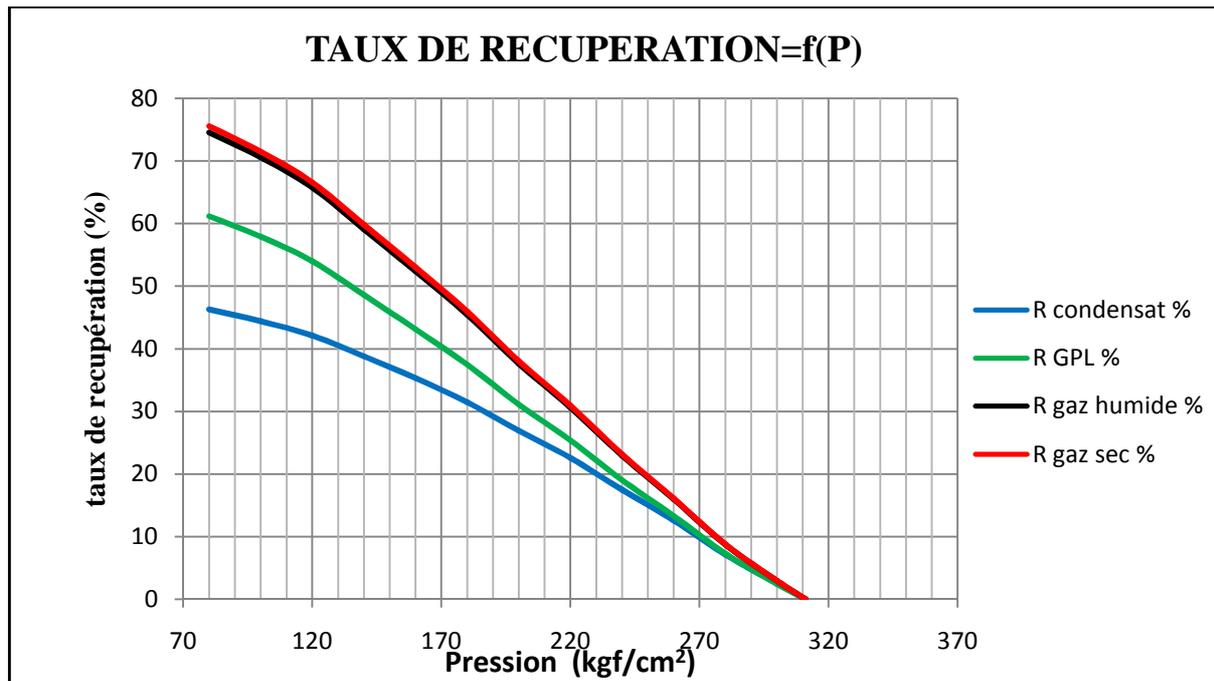


Fig.3. 21: Taux de récupération en fonction de la pression.

III.4. Discussions des résultats :

➤ On voit que la récupération du gaz sec et du GPL sont bonnes mais celle de la gazoline est moyenne, ceci est due à la condensation rétrograde dans le réservoir d'HR-Sud qui est considéré comme un gisement de gaz très riche (pourcentage du volume liquide déposé très important).

➤ L'analyse des courbes de différentes production cumulées (gazoline, gaz sec, et gaz humide) en fonction de la chute de pression, nous amène à dire qu'il serait profitable d'avoir cette chute de pression dans le tubing et les installations de séparation, c'est pourquoi on essaye parfois de maintenir la pression de gisement au point de rosée en réinjectant du gaz sec dans le réservoir, on déplace ainsi le gaz humide sans dépôt de condensat. Après balayage, on récupère le gaz sec par déplétion.

CHAPITRE IV

ESTIMATION DES RESERVES

IV.1. Généralité :

La connaissance du volume d'hydrocarbure dans un gisement est fondamentale, et a une importance majeure, car toute exploitation d'un champ est liée directement à la quantité d'huile ou de gaz contenue dans le réservoir.

Lorsqu'un gisement est découvert est qu'un bon nombre de puits a été foré, l'estimation des réserves en place a pour base l'interprétation fine des diagraphies, des mesures petro-physiques, analyse PVT, la réinterprétation géophysique et éventuellement géologique.

Aussi dès qu'un nouveau puits foré, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière que la précédente c'est-à-dire des résultats plus exactes; Les réserves en place sont symbolisées que ce soit huile ou gaz par :

- OOIP: Original Oil In Place.
- GIIP: Gas Initial In Place.

IV.2 Définition des réserves selon SPE :

Les définitions proposées en 1996 par cette organisation ne révèlent pas de différences majeures par rapport aux définitions courantes, considérées comme les standards les plus recommandés dans l'industrie pétrolière.

Les réserves peuvent être subdivisées en :

IV.2.1 Réserves prouvées :

Volume que les informations géologiques et techniques permettent d'estimer avec une certitude raisonnable à une date donnée, dans les conditions économiques du moment. Ces réserves incluent :

- Celles contenues dans le périmètre des puits forés et définies par le contact des fluides.
- Celles contenues dans les zones non encore forées et jugées comme raisonnablement existantes.

IV.2.2 Réserves non prouvées :

Elles sont décelées au moyen des données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celle prévalant au moment de l'estimation.

Elles se subdivisent en deux catégories : probables et possibles.

IV.2.2.1 Réserves probables :

Elles sont estimées avec une probabilité moyenne à bonne, donc, avec une certitude moindre que les réserves prouvées sur la base des résultats d'analyse géologiques et techniques.

- Les volumes des zones non forés adjacentes aux parties de réservoirs renfermant les volumes géologiques prouvées et dont le contrôle de subsurface ne permet leurs classifications comme réserves prouvées
- Réserves contenu dans les zones jugées comme productives d'après les caractéristiques des logs de puits et dont l'absence de données de carottes ou de test définitifs ne permet pas leurs classifications comme réserves prouvées.
- Réserves additionnelles obtenu par application d'hypothèse optimiste sur la géométrie du réservoir.
- réserves pouvant être récupérées au moyen de récupération améliorée au moment où :
 - a- Un projet pilote est programmées mais sans être opérationnelle.
 - b- Les caractéristiques de la roche, du fluide et du réservoir semblants être favorables pour une application commerciale.
- les réserves situées dans une zone séparées de la zone prouvée par une faille et en position structurale haute.
- Les réserves pouvant être obtenu en moyenne d'opération de reconditionnement, de traitement ou de retraitement, ou d'un autre procédé mécanique.
- Les réserves additionnelles contenues dans des réservoirs productifs prouvés obtenues par application d'hypothèses optimistes aux paramètres pétrophysiques.

IV.2.2.2 Réserves possibles

Elles sont estimées avec une certitude moindre que les réserves probables, sur la base d'analyses des données géologiques et techniques.

IV.3 Estimation des réserves :

L'évaluation fiable du volume des hydrocarbures en place demeure un facteur essentiel dans le développement et la production d'un réservoir. L'estimation est faite par la méthode volumétrique qui peut être comparée et raffinée par les calculs du bilan matière basés sur l'historique de la production.

IV.3.1 Méthode volumétrique ^[2]:

L'estimation des réserves par la méthode volumétrique est basée sur l'interprétation des données géologique et pétrophysiques. Les valeurs de la porosité sont lues rapidement à travers les intervalles de découpage lithologique. La porosité moyenne est calculée comme suit :

$$\Phi_{\text{moy}} = \frac{\sum_{i=1}^n \Phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n h_{ui}} \quad [\text{Eq. IV-1}]$$

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

$$S_{w_{\text{moy}}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{w_i} \Phi_i h_{ui}}{\sum_{i=1}^n \Phi_i h_{ui}} \quad [\text{Eq. IV-2}]$$

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétro-physiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés.

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$\text{volume}(\text{CF}) = V_R \frac{h_u}{h_t} \Phi_{\text{moy}} (1 - S_{w_{\text{imoy}}}) \quad [\text{Eq. IV-3}]$$

Où

h_u : Épaisseur nette (m).

h_t : Épaisseur totale (m).

Φ_{moy} : Porosité moyenne (fraction)

$S_{w_{\text{imoy}}}$: Saturation moyenne en eau (fraction).

$V(\text{CF})$: volume de fluide dans les conditions de fond.

$$\text{volume}(\text{CS}) = \frac{\text{volume}(\text{CF})}{B_{gi}} \quad [\text{Eq. IV-4}]$$

V (CS) : volume de fluide dans les conditions standards.

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10^6m^3 et G (gaz) en 10^9m^3 , ces quantités étant exprimées en conditions standards (on exprime également N en 10^6 tonnes).

On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément les productions cumulées d'hydrocarbures.

IV.3.1.1 Détermination des paramètres moyens :

Pour déterminer les paramètres moyens, on prend des échantillons représentatifs de 10 puits dont leur répartition est attribuée dans l'ensemble de la surface du réservoir. Les valeurs moyennes pour chaque puits sont calculées en utilisant les formules (IV-1) et (IV-2).

Dans ce tableau on trouve les valeurs moyennes de la porosité, saturation, les hauteurs utiles et les hauteurs totales pour chaque puits, d'après ces valeurs on tire les valeurs moyennes pour le gisement en utilisant la moyenne arithmétique.

Puits	H_t (m)	H_u (m)	Φ	S_w
HRS001	24	19	0.2	0.05
HRS002	24.5	16.88	0.4	0.05
HRS003	21.5	20.8	0.21	0.06
HRS011	21	18	0.22	0.04
HRS021	22.8	20.21	0.24	0.05
HRS031	24	22.71	0.222	0.06
HRSi001	25.5	17.31	0.2	0.07
HRSi002	26	20.13	0.18	0.07
HRSi003	23.5	16.23	0.15	0.09
HRS004	14.5	9.3	0.16	0.01

Tableau.4. 1: Détermination des paramètres moyens du réservoir « A ».

On trouve :

$$\Phi_{\text{moy}} = 19.93\%$$

$$S_{wi} = 5.7\%$$

$$H_{u \text{ moy}} = 18.32 \text{ m.}$$

$$H_{t \text{ moy}} = 22.73 \text{ m}$$

IV.3.1.2 Calcul du volume de roche imprégnée V_R :

Il existe plusieurs méthodes pour calculer le volume de roche imprégnée V_R :

- **Calcul du volume de roche à partir des isobathes :** (méthode par cubature ou surface-profondeur)

Les études géologiques et géophysiques fournissent des cartes isobathes, en général au toit (**Fig.4.1**) et au mur de réservoir (**Fig.4.2**). Le planimétrage de ces deux cartes va permettre le calcul du volume de roche.

En effet, si l'on porte sur un diagramme profondeur-surface les surfaces planimétrées des isobathes du toit et du mur, ainsi que l'interface H/E par exemple, un deuxième planimétrage de l'aire sous-tendue entre les deux courbes va représenter le volume de roche imprégnée.

$$V_R = \int_{z_e}^{z_t} A(\text{toit})dz - \int_{z_e}^{z_m} A(\text{mur})dz \quad \text{[Eq. IV-5]}$$

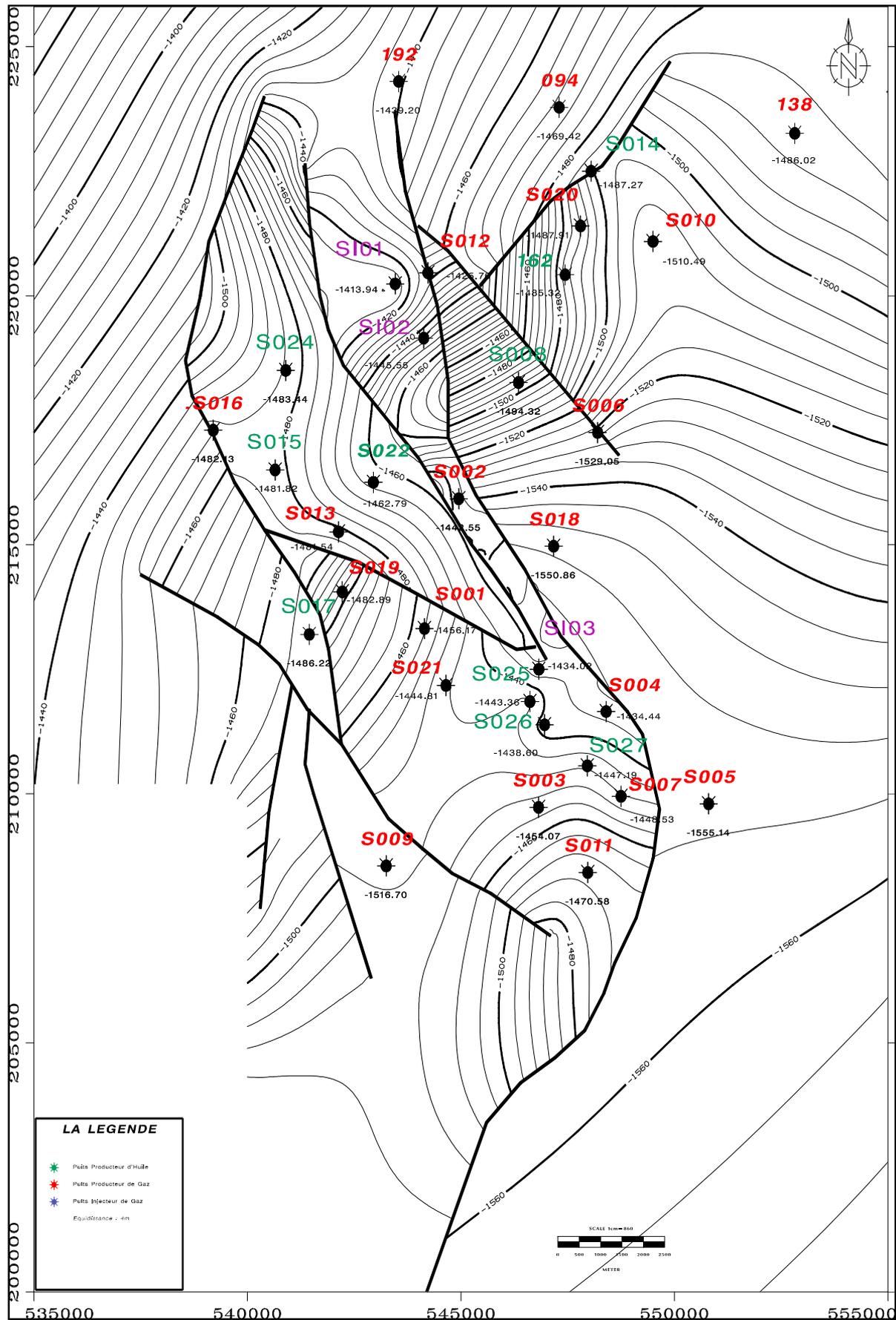


Fig.4. 1: Carte en isobathe au toit du niveau « A » du champ d'HR-Sud.

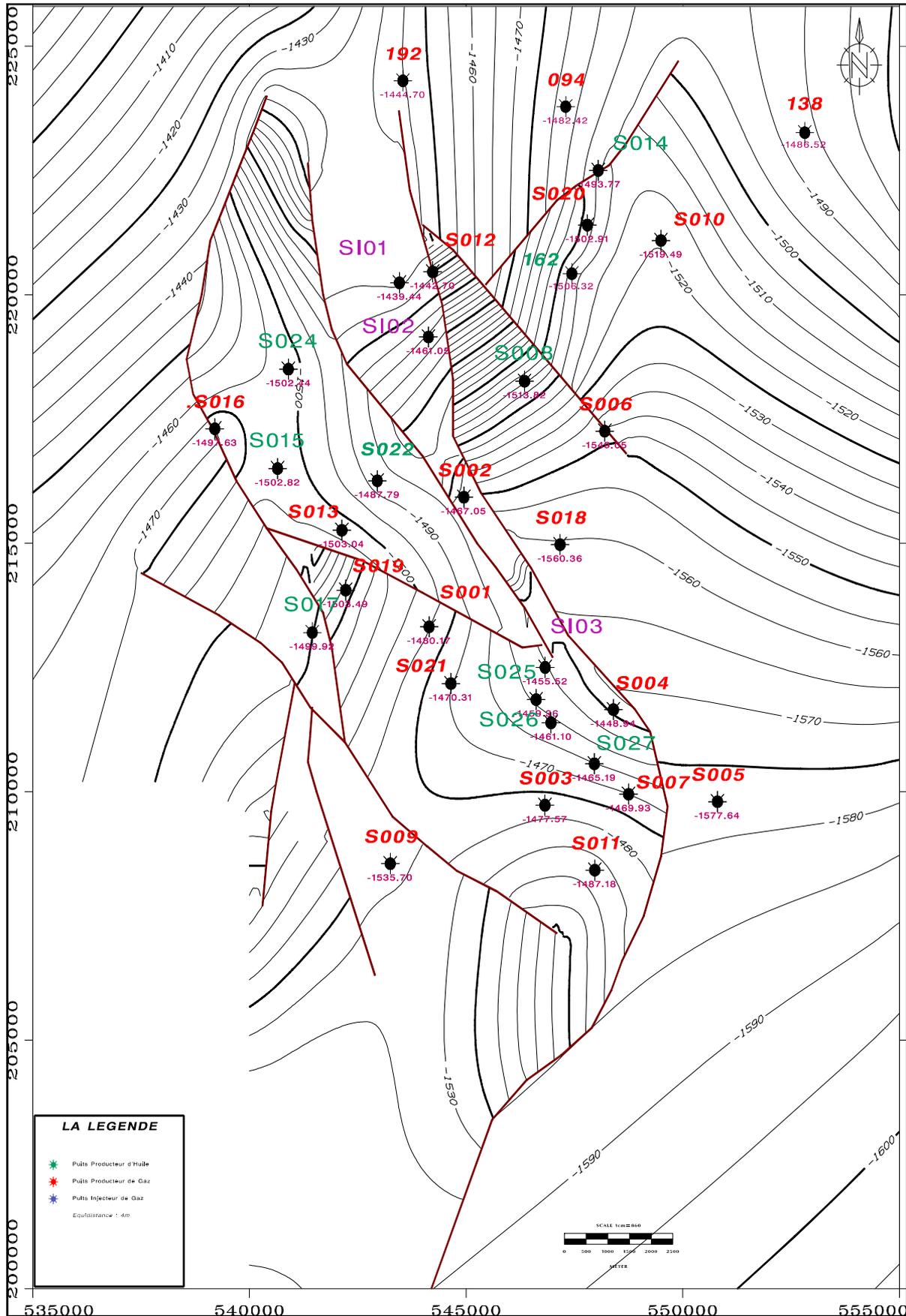


Fig.4. 2: Carte en isobathe au mur du niveau « A » du champ d'HR-Sud.

➤ **Calcul du volume des fluides à partir des isopaques :**

Ce calcul s'effectue plus tardivement, lorsqu'un nombre minimal de puits a été foré.

Le jeu de deux cartes isobathes au toit et au mur du réservoir nous fournit une carte isopaques de celui-ci. Connaissant les porosités pour chaque puits, nous dressons une carte des porosités. On combinant les deux cartes, on obtient une carte de « iso-h ϕ ».

Le planimétrage des surfaces S qui est situé entre chaque courbe permet le calcul du volume poreux :

$$V_p = A h_u \Phi \quad [\text{Eq. IV-6}]$$

$$V_p = \sum_{i=1}^n V_{pi} \quad [\text{Eq. IV-7}]$$

Cette méthode est plus fine dans le cas où les variations latérales d'épaisseur et de porosité sont importantes.

➤ **Calcul du volume de la roche à partir des simulateurs :**

On utilise des simulateurs pour déterminer le volume de la roche du réservoir, en se basant sur des données géologiques, géophysiques et pétrophysiques. Les simulateurs généralement utilisés pour ce calcul sont : Petrel, Surfer...etc.

Une étude géologique a été faite en utilisant le logiciel Petrel a trouvée :

$$V_R = 13.43 \cdot 10^9 \text{ m}^3.$$

➤ **Calcul des réserves initiales en place GIIP :**

En utilisant la formule (IV-3), on trouve :

$$V(\text{CF}) = 2.035 \cdot 10^8 \text{ m}^3.$$

Pour calculer GIIP, il faudra aussi déterminer la valeur moyenne de B_{gi} .

$$B_{gi} = \frac{(\text{volume de gaz dans les conditions de font})}{(\text{volume de gaz dans les conditions de surface})} \quad [\text{Eq. IV-8}]$$

$$B_{gi} = 0.00401 \text{ m}^3/\text{stm}^3$$

On trouve:

$$\text{GIIP} = V(\text{CS}) = 47.67 \cdot 10^9 \text{ stm}^3$$

IV.3.2 Méthode du Bilan matière :

IV.3.2.1 Théorie :

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

Cette technique est basée sur le principe de la chute de pression, en supposant que l'espace poreux reste constant et pas de migration des hydrocarbures dans des zones autres que le réservoir en considération.

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

Quantité produite + quantité restante = quantité originale en place

Le volume occupé par le gaz ne change pas de p_i à $p(t)$, donc on peut écrire avec les notations courantes :

L'équation générale de bilan matière :

$$GB_{gi} = (G - G_p)B_g + G_{inj}B_{ginj} + W_e - W_pB_w \quad [\text{Eq. IV-9}]$$

Puisqu'on n'a pas d'entrée d'eau l'équation devient :

$$G_pB_g - G_{inj}B_{ginj} = G(B_g - B_{gi}) \quad [\text{Eq. IV-10}]$$

Avec :

B_g : Facteur volumétrique du fond de gaz (Rm^3/stm^3).

G : Volume de gaz libre (STm^3)

G_p : Production de gaz cumulée en (stm^3).

G_{inj} : Injection de gaz cumulée en (stm^3).

W_e : Entrée d'eau cumulée (stm^3).

W_p : Production d'eau cumulée en (stm^3).

B_w : Facteur volumétrique du fond d'eau (Rm^3/stm^3).

B_{ginj} : Facteur volumétrique du fond de gaz injecté (Rm^3/stm^3).

IV.3.2.2 Détermination des paramètres de l'équation :

Pour déterminer les paramètres de l'équation au cours des années il faut avoir l'historique de la production cumulée et de l'injection, ainsi que de la pression pour pouvoir estimer les valeurs des données PVT.

a) L'historique de la production et de l'injection :

L'historique de la production et de l'injection, qu'on possède comme donnée est l'historique de toutes la région de Hassi R'mel sud.

Pour cela, on a calculé le cumule de production et d'injection annuelle, pour chaque puits depuis l'année 2000 jusqu'à 2015, cette opération est long, mais ça nous permet d'avoir la production exacte pour le gisement de Hassi R'mel sud.

Année	P _g (bar)	$\Delta G_p \cdot 10^3 (\text{stm}^3)$	$G_p \cdot 10^3 (\text{stm}^3)$	$\Delta G_{inj} \cdot 10^3 (\text{stm}^3)$	$G_{inj} \cdot 10^3 (\text{stm}^3)$
1999	282.25	0	0	0	0
2000	272.304	2356386	2356386	1039674	1039674
2001	262.352	2454772	4811158	1695429	2735103
2002	256.316	2275946	7087104	1842459	4577562
2003	249.176	2484299	9571403	1882492	6460054
2004	242.252	2709617	12281020	1576285	8036339
2005	232.078	2525034	14806054	1419980	9456319
2006	227.914	2002520	16808574	1497129	10953448
2007	225.03	2098426	18907000	1509115	12462563
2008	222.2	2088071	20995071	1562625	14025188
2009	220.128	1994089	22989160	1277698	15302886
2010	217.728	2175524	25164684	1453842	16756728
2011	216.148	2106216	27270900	1777441	18534169
2012	212.554	2005887	29276787	1814378	20348547
2013	211.94	2246501	31523288	1882362	22230909
2014	207.3225	2228460	33751748	1515580	23746489
2015	203.682	2162590	35914338	1516089	25262578

Tableau.4. 2: Historique de la production et d'injection.

b) Les données PVT :

On les détermine d'après les graphes des différentes données PVT en fonction de la pression déterminée au niveau de la division de recherche et de développement, en faisant plusieurs essais sur des échantillons de l'effluent d'Hassi R'mel Sud.

Donc, il faut calculer les valeurs de B_g à partir Z comme suit :

$$B_g = 0.003495 \frac{ZT}{P} \quad [\text{Eq. IV-11}]$$

B_g : Facteur volumétrique de fond (m^3/stm^3)

P: pression de réservoir (Kgf/cm^2).

T : la température du réservoir ($^{\circ}\text{K}$).

Z : Facteur de compressibilité.

➤ Détermination de Z :

Le facteur de compressibilité Z est essentielle pour un calcul correct des réserves de gaz en place GIIP.

La prédiction de GIIP avec une erreur minimale dans le début de l'exploitation du gisement est très importante pour faire des décisions techniques ou économiques plus convenables. Le facteur de compressibilité biphasique Z_{2p} (Z two phase) est introduit dans le calcul dans le cas où on a deux phases (liquide et gaz) dans le réservoir ($P_g < P_{\text{rosé}}$). La quantité en place pour un gisement riche en gaz à condensat sera sous-estimé si le facteur de compressibilité biphasique Z_{2p} n'été pas utilisé pour des pressions de réservoir inférieur à la pression de rosé.

Préféablement, le Z_{2p} est déterminé à partir du test CVD (Constant Volume Depletion) (voir chapitre précédent), ce dernier simule le changement de la composition durant la déplétion du réservoir.

Plusieurs corrélations ont été développées en utilisant la composition molaire du fluide ou la densité de gaz pour obtenir Z_{2p} . Un facteur de compressibilité généralisé pour les réservoirs de gaz naturel qui est calculé généralement par les corrélations de Standing et Katz, ne peut pas être utilisé pour les réservoirs de gaz à condensat à cause de présence de deux phases, plusieurs auteurs ont développés des corrélations pour le calcul des paramètres pseudo-critiques et séquentiellement Z_{2p} et Z .

Dans cette partie on calcul les réserves en place en utilisant Z calculé à partir de corrélation de Beggs et Brill, Z_{2p} calculé par deux méthodes : test CVD et corrélation de Rayes et al.

Corrélation de BEGGS and BRILL ^{[13] [14]} :

➤ En utilisant la densité de gaz pour déterminer T_{pc} et P_{pc} (La température et pression pseudo critiques). et puis on tire les paramètres pseudo réduits, connaissant la température et la pression du gisement de Hassi R'mel sud, pour calculer de ce facteur on utilise les expressions (Eq. III.6-15) mentionnées dans le chapitre précédent.

Corrélation de Rayes-Piper-Mccain-Poston ^{[13] [14]} :

La corrélation développé par Rayes et al. [1992] pour les gisements riche en condensat, à partir des études de test CVD est applicable pour des pressions pseudo-réduites $0.7 < P_{pr} < 20$ et les températures pseudo-réduites $1.1 < T_{pr} < 2.1$.

$$Z_{2p} = A_0 + A_1 P_{pr} + \frac{A_2}{T_{pr}} + A_3 P_{pr}^2 + A_4 (1/T_{pr})^2 + A_5 (P_{pr}/T_{pr}) \quad \text{[Eq. IV-12]}$$

Les constants $A_0 \dots A_5$ sont déterminés dans le tableau suivant :

A_0	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5
2.24353	-0.0375281	-3.56539	0.000829231	1.53428	0.131987

IV.4 Partie calcul :

IV.4.1 Calcul des réserves en place en utilisant l'équation de bilan matière :

Année	P_g	Z_{inj}	B_{ginj}	Test CVD		Beggs et Brill		Rayes et al.	
				Z_{2p}	B_g	Z	B_g	Z_{2p}	B_g
1999	282,25	0	0	0,897	0,00403	0,892	0,00401	0,931	0,00419
2000	272,30	0,921	0,00335	0,888	0,00414	0,890	0,00415	0,921	0,00429
2001	262,35	0,919	0,00338	0,881	0,00426	0,883	0,00427	0,910	0,00440
2002	256,32	0,911	0,00348	0,877	0,00434	0,879	0,00435	0,906	0,00449
2003	249,18	0,899	0,00369	0,874	0,00445	0,875	0,00446	0,896	0,00457
2004	242,25	0,894	0,00379	0,871	0,00456	0,872	0,00457	0,890	0,00466
2005	232,08	0,887	0,00401	0,868	0,00475	0,866	0,00473	0,879	0,00481
2006	227,91	0,884	0,00410	0,867	0,00483	0,865	0,00481	0,875	0,00487
2007	225,03	0,883	0,00415	0,866	0,00488	0,863	0,00487	0,872	0,00492
2008	222,20	0,884	0,00414	0,865	0,00494	0,862	0,00492	0,869	0,00496
2009	220,13	0,883	0,00415	0,865	0,00498	0,861	0,00497	0,867	0,00500

2010	217,73	0,882	0,00421	0,864	0,00504	0,860	0,00502	0,865	0,00504
2011	216,15	0,883	0,00418	0,863	0,00507	0,860	0,00505	0,864	0,00507
2012	212,55	0,880	0,00434	0,863	0,00515	0,859	0,00513	0,860	0,00513
2013	211,94	0,881	0,00426	0,862	0,00516	0,859	0,00514	0,860	0,00515
2014	207,32	0,880	0,00439	0,861	0,00527	0,857	0,00525	0,855	0,00523
2015	203,68	0,879	0,00440	0,860	0,00536	0,856	0,00534	0,851	0,00531

Tableau.4. 3 : Calcul de Z_{2p} et Z par différentes corrélations.

Test CVD		Beggs et Brill		Rayes et al.	
E_g	F	E_g	F	E_g	F
0	0	0	0	0	0
2,81262E-05	6268373	0,000138108	6294251	0,0001916	6630047
0,0001512	11266184	0,000262048	11323235	0,0003020	11943865
0,0002346	14877258	0,000342621	14941503	0,0003883	15895841
0,0003417	18790302	0,000447234	18852574	0,0004655	19879736
0,0004546	25569085	0,000555271	25589938	0,0005636	26785366
0,0006365	32373602	0,000722384	32179856	0,0007096	33307876
0,0007165	36200958	0,000803639	36001656	0,0007724	36972181
0,0007738	40671964	0,000856214	40357613	0,0008190	41336748
0,0008316	45687208	0,000912399	45304076	0,0008642	46160506
0,0008749	51030327	0,000954302	50578821	0,0009007	51393218
0,0009261	56105802	0,001004379	55583857	0,0009447	56322042
0,0009604	60753458	0,001036869	60138465	0,0009741	60853361
0,0010402	62522789	0,001116126	61845882	0,0010342	62051989
0,0010541	68157234	0,001130657	67448603	0,0010477	67638878
0,0011610	73757783	0,001238276	73025542	0,0011314	72421272
0,0012482	81176558	0,001324196	80350851	0,0012059	79296955

Tableau.4. 4: Calcul E_g et F pour différentes corrélations.

Pour estimer les réserves initiales en place on doit tracer la droite qui se présente sous la forme :

$$F = G E_g \quad \text{[Eq. IV-13]}$$

On tire la pente qui représente GIIP.

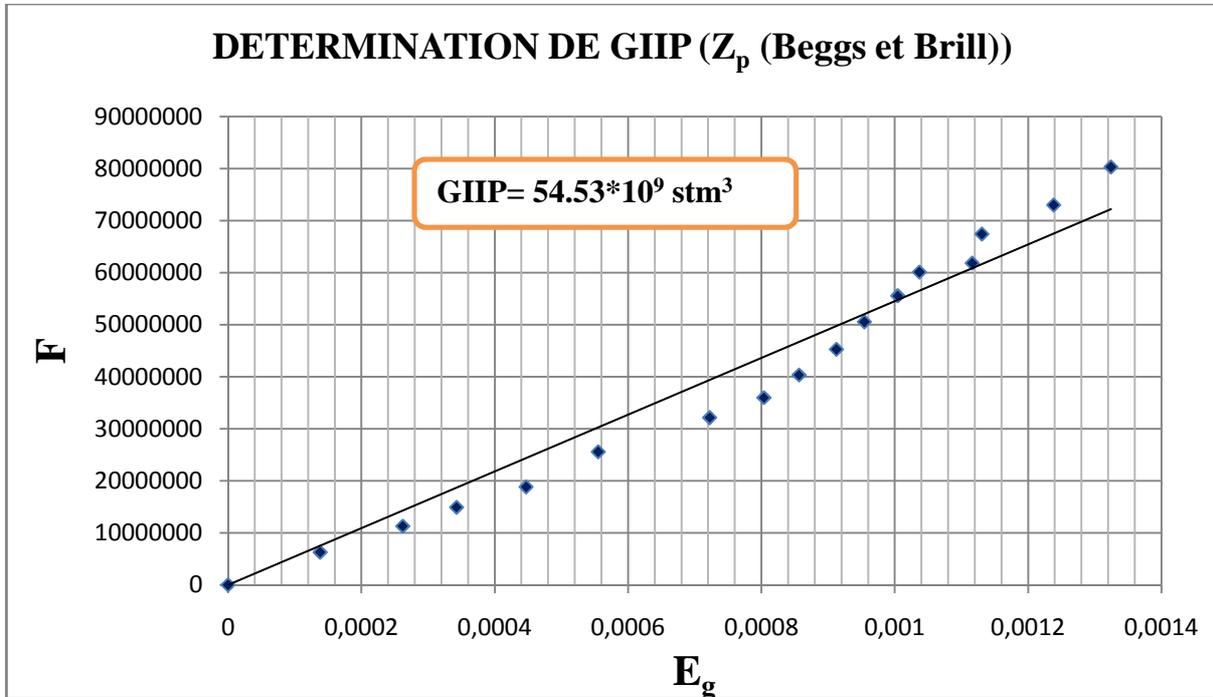


Fig.4. 3: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_p de la corrélation de Beggs.).

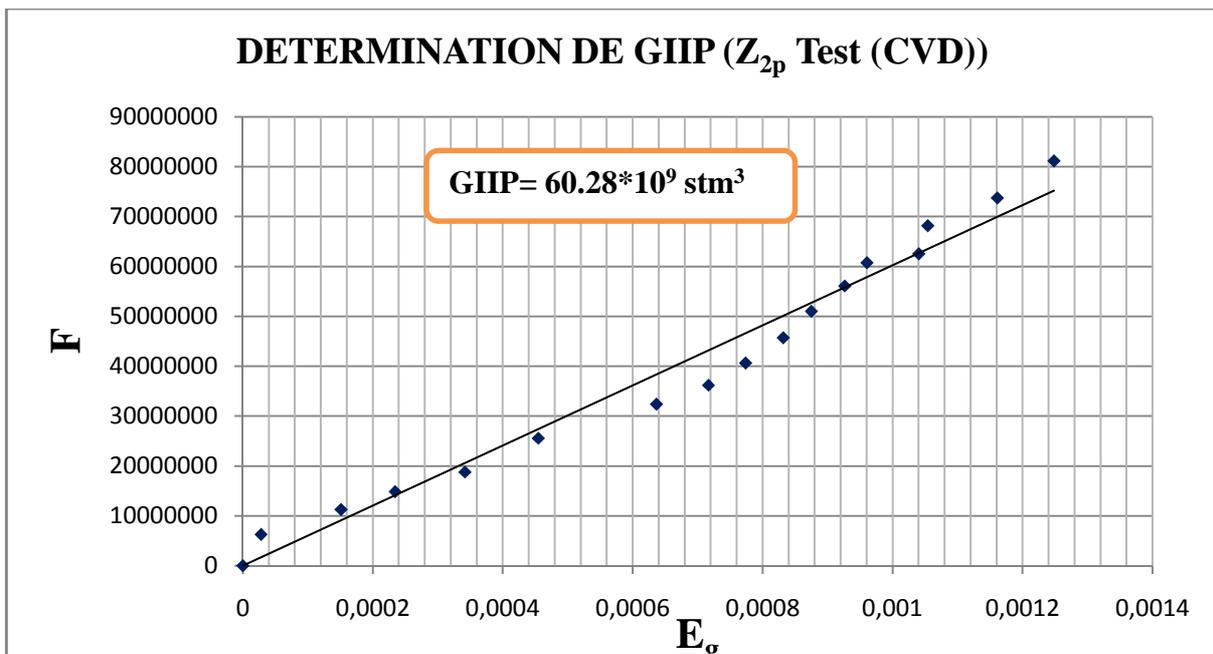


Fig.4. 4: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_{2p} du test CVD).

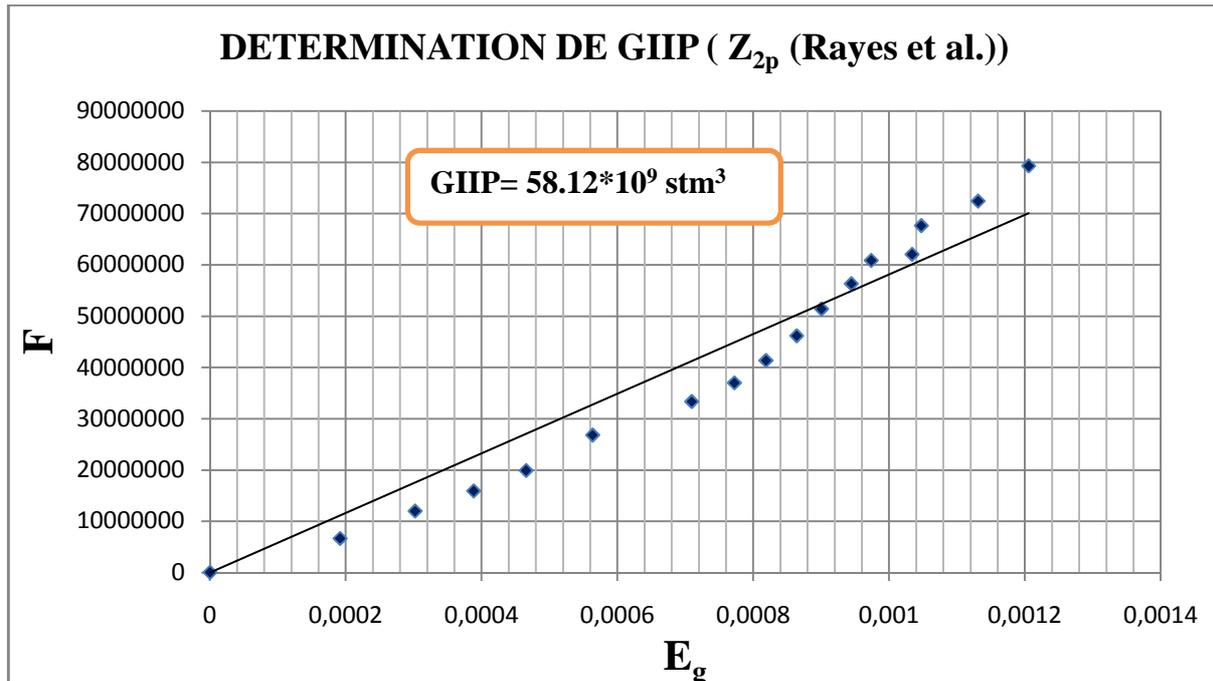


Fig.4. 5: Détermination de GIIP par la méthode de bilan matière (en utilisant Z_{2p} de la corrélation de Rayes et al.).

De la même façon on tire la pente qui représente GIIP pour les autres corrélations

IV.4.2 Calcul des réserves par le logiciel MBAL :

Le logiciel MBAL contient l'outil classique de génie de réservoir, qui représente une partie de «Integrated Production Modelling Toolkit (IPM)» de «Petroleum Experts».

MBAL a redéfini l'utilisation de la méthode de bilan matière en reservoir engineering moderne.

MBAL est l'industrie standard pour la modélisation exacte de bilan matière, un développement efficace d'un réservoir exige une bonne compréhension du système du réservoir et de production ; MBAL aide les ingénieurs à définir d'une façon plus facile le mécanisme de drainage et le volume des hydrocarbures en place.

Résultats obtenu par MBAL :

Après l'insertion de l'historique de production et de l'injection et les données PVT et les paramètres de réservoirs on a obtenu les résultats suivants (**fig.4.6**):

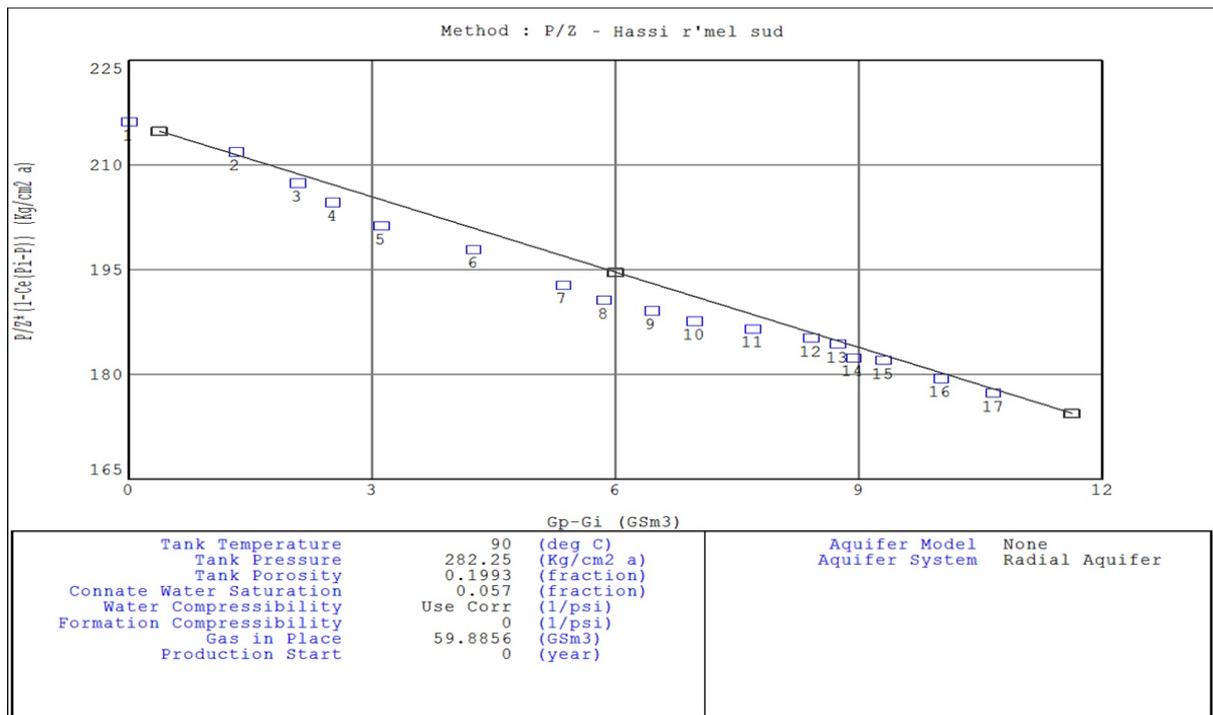


Fig.4. 6: Réserves en place obtenus en utilisant MBAL.

Selon le logiciel MBAL, les réserves de gas en place GIIP dans le niveau A du champ HRS :

$$GIIP=59.8856*10^9 \text{ stm}^3.$$

Les résultats sont représentés dans le tableau suivant:

	MBAL	Test (CVD)	Beggs et Bill	Rayes et al.
GIIP (Gstm ³)	59.88	60,28	54,53	58,12
Erreur absolue (%)	/	0,66%	8,94%	2,95%

IV.4.3 Discussions des résultats obtenus:

➤ Les réserves en place déterminées par le logiciel MBAL ont considéré comme un cas de référence ; l'utilisation de Z_{2p} obtenue par le test CVD donne un résultat plus proche que ce lui obtenu par MBAL avec une erreur de 0.66 %.

➤ D'après cette étude, l'utilisation les corrélations de Rayes et al. sont recommandés lorsque le rapport du test CVD n'est pas disponible.

➤ Le facteur de compressibilité d'une seule phase sous-estime les réserves en place avec une erreur de 8.94% en comparant avec Z_{2p} actuel. Cette méthode présente insatisfaisants résultats pour un système de deux phases et il est recommandé de l'éviter dans le calcul des réserves d'un gisement de gaz à condensat.

➤ Donc, les réserves en places **GIIP=60.28*10⁹ stm³.**

IV.5 Teneur en produits condensables :

Puisqu'on est en présence d'un gisement de gaz à condensat donc il est nécessaire de calculer la teneur de ce gisement en produits condensables, qui s'expriment en masse de produits récupérables à l'état liquide par unité de volume de gaz dans les conditions standards. Cette teneur se calcule à partir de la composition du gaz issue de l'étude PVT.

Les composés qu'on considère comme condensables regroupent le C₃ et les homologues supérieurs. Les teneurs correspondantes s'expriment en C₃₊; C₄₊; C₅₊.

Constituants	%molaire Y _i	M _i (g/mole)	Y _i *M _i
N ₂	4.78	28.016	-
CO ₂	0.19	44.01	-
C ₁	78.97	16.043	12.6691571
C ₂	7.35	30.07	2.210145
C ₃	2.86	44.097	1.2611742
i-C ₄	0.6	58.124	0.348744
n-C ₄	1.07	58.124	0.6219268
i-C ₅	0.35	72.151	0.2525285
n-C ₅	0.47	72.151	0.3391097
C ₆	0.57	86.178	0.4912146
C ₇₊	2.07	136.88	2.833416
		$\sum_{i=3}^n Y_i * M_i$	6.1481138
		$\sum_{i=4}^n Y_i * M_i$	4.8869396
		$\sum_{i=5}^n Y_i * M_i$	3.9162688

Tableau.4. 5: Composition du gaz dans le réservoir.

Les teneurs en produits condensables peuvent être calculées comme suit :

C₃₊	$\frac{\sum_{i=3}^m Y_i M_i}{23.6} * 1000$	260.479 g/m³.
C₄₊	$\frac{\sum_{i=4}^m Y_i M_i}{23.6} * 1000$	207.067 g/m³.
C₅₊	$\frac{\sum_{i=5}^m Y_i M_i}{23.6} * 1000$	165.94 g/m³.
GPL	teneur C ₃₊ - teneur C ₅₊	94.539 g/m³.

Tableau.4. 6: Teneurs en produits condensables.

Il est à signaler qu’il est très important de définir avec précision la teneur en liquide des systèmes rétrogrades et des gaz humides, pour bien conditionner le traitement de ceux-ci.

- Quantités de condensat initiales en place = la teneur en condensat *GIIP
 $= 165.94 * 60 * 10^9$
 $= \mathbf{9.956 * 10^6 \text{ tonnes.}}$
- Quantités de GPL initiales en place = la teneur en GPL *GIIP
 $= 94.539 * 60 * 10^9$
 $= \mathbf{5.672 * 10^6 \text{ tonnes.}}$

IV.6 Conclusion :

Les quantités en place donnée par La méthode bilan matière diffèrent de celle obtenues par la méthode volumétrique, car chaque méthode se base sur sa propre particularité, la quantité donnée par la méthode volumétrique représente le volume statique et celle de bilan matière le volume en étant dynamique.

Il est claire que les réserves calculer avec la méthode volumétrique est largement inférieure à celles calculer avec le bilan matière, mais généralement les réserves de bilan matière donne des résultats plus juste car c’est une balance entre ce qui sort et ce qui reste, quand a la méthode volumétrique on néglige plusieurs condition et on prend les valeurs moyennes qui peuvent nous tromper.

CHAPITRE V

RECYCLAGE DE GAZ

V.1 Introduction :

Le développement des champs des hydrocarbures et des opérations de production constitue la part essentielle de l'activité de la plupart des compagnies. Plusieurs dépensent beaucoup de frais pour la recherche des gisements d'hydrocarbures et le développement de la récupération, mais s'affrontent au fait qu'une grande partie de ces réserves restes irrécupérable naturellement c'est pourquoi on passe à la récupération secondaire par l'injection de gaz et/ou eau ; et parfois on utilise des méthodes de récupération tertiaires.

V.2 Mécanismes de récupération ^[2]:

V.2.1 Mécanismes de récupération primaire :

Les performances des réservoirs d'huile sont déterminées par la nature du mécanisme de drainage disponible pour pousser l'huile aux abords du puits. On distingue :

- Expansion de la roche et de l'eau interstitielle.
- Expansion monophasique d'huile ou de gaz pour les gisements de gaz.
- Expansion de gaz dissout.
- Gas cap drive.
- Water drive.
- Drainage par gravitation

V.2.2 Mécanismes de récupération secondaire :

Les procédés conventionnels de la récupération secondaire (l'injection d'eau, de gaz) sont d'autant plus efficace qu'ils permettent un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel et à un rythme d'exploitation économiquement acceptable.

L'objectif d'injection d'eau ou de gaz principal est de :

- Maintenir la pression.
- Assurer le balayage du condensat.

On note que l'injection d'eau se fait le plus bas possible ou dans un aquifère, alors que l'injection de gaz se fait en point haut ou dans un gaz cap.

V.2.2.1 Injection d'eau :

L'injection d'eau, qui est mise en œuvre depuis 60 ans, reste la plus employée. Elle permet d'augmenter la récupération d'huile par une amélioration du coefficient de balayage ou de déplacement. Mais, en dehors de cet objectif de récupération secondaire, l'injection d'eau peut être employée pour :

- Maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère(ou de gaz-cap) ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlé mais de maintien de pression.

- Eliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

V.2.2.2 Injection de gaz :

L'injection de gaz demeure un atout important dans la récupération secondaire, elle est très utilisée pour les réservoirs à huile légère et les réservoirs de condensat et pour les formations à forte perméabilité.

L'analyse de déplacement du gaz miscible repose sur les concepts fondamentaux des écoulements diphasiques (gaz, huile) en terme de perméabilité relative, saturation d'huile ; de gaz et de GOR. On peut établir une analyse comparative préliminaire globale entre l'injection de gaz et celle de l'eau, bien que leur utilisation soit justifiable selon le cas, les contraintes et les circonstances.

Donc, le choix du mode de drainage à appliquer pour un champ donné tient compte des considérations techniques et économiques, qui définissent un ensemble de données nécessaire à une étude de faisabilité à savoir :

- La description du gisement.
- La connaissance des mécanismes de drainage naturel.
- La disponibilité de l'eau ou de gaz.
- Des études d'efficacité de déplacement déterminée au laboratoire.
- La réponse du gisement vis-à-vis de l'injection (simulation).

V.2.3 Mécanismes récupération tertiaire :

Les procédés de récupération tertiaire font appel à des méthodes nouvelles ou déjà connues, mais réadaptées grâce à l'évolution des technologies. Ils n'interviennent que dans 2% de la production mondiale.

Parmi ces procédés, on distingue :

- Injection des polymères.

- Injection de CO₂.
- Injection de vapeur.
- combustion in situ.

V.3 Généralité sur l'exploitation d'un gisement de gaz à condensat ^[12]:

Un gisement de gaz à condensat peut être exploité de deux façons :

- 1- En produisant des hydrocarbures contenus dans le gisement en laissant la pression chuter normalement (déplétion naturelle)
- 2- On réinjecte dans le gisement tout le volume ou une partie du gaz sec produit en surface qui est une forme de maintien de pression.

Un procédé de récupération assisté est d'autant plus efficace qu'il permet un accroissement de récupération plus important par rapport au simple drainage naturel.

L'efficacité de la récupération : dépend essentiellement de :

- Des caractéristiques du réservoir.
- Des caractéristiques des fluides déplaçant et déplacé

Les objectifs essentiels de la réinjection sont :

- Maintenir la pression de réservoir a une valeur la plus proche possible à celle du point de rosé de façon à minimiser la quantité du liquide déposé dans le réservoir qui sera perdue.
- Stocker le gaz sec pendant la période de baisse de la demande et de le produire plus tard quand les conditions du marché s'améliorent.
- Balayage du gaz humide par le gaz sec pour améliorer la récupération des liquides.

V.4 Mécanisme de balayage ^[2] :

Le balayage de gaz humide par le gaz sec est un déplacement de rapport de mobilité voisin à l'unité.

En effet, le gaz injecté et le gaz humide sont certes constitués en majeure partie par le méthane et le propane. On peut négliger l'influence de rapport de viscosité. Dans ces conditions on peut prendre : $E_d = 100\%$ surtout si le recyclage a lieu à la pression de rosé ou à une pression supérieure. Si le recyclage a lieu à une pression $P < P_R$, l'efficacité de

déplacement doit être prise inférieure à l'unité par suite de l'immobilité de la phase liquide et de la revaporisation incomplète par le gaz injecté.

V.5 Méthode de Stiles [7]:

Cette méthode ne s'applique que lorsque le rapport de mobilité (M) est voisin de l'unité. Pour calculer les performances d'un réservoir (stratifié), STILES fait les hypothèses suivantes :

- La formation se compose d'un certain nombre d'épaisseur constante continue entre puits.
 - Il y'a pas de communication entre couches.
 - Le déplacement est de type « piston »
 - Le système est linéaire, avec même perméabilité relative au fluide déplacé (gaz produit) en avant du front et le fluide déplaçant (gaz sec) derrière le front dans toutes les couches. Elles ont les mêmes caractéristiques (même porosité, S_w, \dots) à l'exclusion de la valeur de k absolue.
 - La position de front dans chaque couche est directement proportionnelle à la perméabilité absolue de la couche.
 - La teneur en gaz dépend du Kh de la zone de percé de gaz par rapport au total.
- Au vu de ces hypothèses, il est commandé de diviser le réservoir en tranches d'épaisseur constante h_i et de perméabilités décroissantes.

Remarque :

Une série de couche d'épaisseurs $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots$ etc. et des perméabilités respectives k_1, k_2, \dots etc. peuvent être classées dans l'ordre décroissant de perméabilité, la première couche sera envahie du gaz en premier puis la deuxième couche et ainsi de suite jusqu'à la récupération de la $n^{ième}$ couche.

L'écoulement de gaz en surface peut être exprimé par la loi de DARCY pour un écoulement linéaire, ou W est la largeur de toutes ces dernières :

$$f_G = \frac{Q_{Gsec}}{Q_{Gsec} + Q_{GH}} = \frac{\frac{1.127\Delta P \sum K_{Gsec} \Delta h_{Gsec}}{\mu_{Gsec} L}}{\frac{1.127\Delta P \sum K_{Gsec} \Delta h_{Gsec}}{\mu_{Gsec} L} + \frac{1.127\Delta P \sum K_{GH} \Delta h_{GH}}{\mu_{GH} L}} \quad [Eq.V-1]$$

INJECTION

PRODUCTION



Fig.5. 1 : Ecoulement dans un réservoir stratifié (méthode de Stile).

V.6 Partie calcul :

Dans cette partie on va étudier :

- La production en déplétion naturelle
- La production avec réinjection : en faisant varier le taux d'injection (F) et on évalue son influence sur la récupération.

$$F = \frac{G_{INJ}}{G_{P\ sec}} \quad [Eq.V-2]$$

G_{INJ} : le volume du gaz sec injecté.

$G_{P\ sec}$: le volume du gaz sec net produit.

Il est donc demandé de calculer en fonction du temps ou de la production cumulé du gaz :

- L'évolution de la pression du gisement P_g .
- L'évolution de la récupération du condensat.
- Le cumul du gaz a injecté.

Les données nécessaires :

- ❖ le volume du gaz en place.
- ❖ La pression initiale P_{gi} .
- ❖ La composition du fluide de réservoir et sa variation en fonction du temps.
- ❖ L'évolution du facteur de compressibilité $Z=f(p)$ (partie PVT).

- ❖ Le plot de la fraction du gaz sec en fonction des pores volumes injected

$$f_d = f(V_{pinj}).$$

- ❖ la composition du gaz d'injection et ses propriétés qui dépendent de la récupération au niveau de l'unité de traitement.

V.6.1 Calcul de la fraction F_d (débit fractionnaire du gaz sec produit provenant de l'injection) ^[15] :

Le gaz produit à partir de chaque couche sera humide jusqu'à ce que le gaz d'injection envahisse la longueur entière.

A partir de ce temps, chaque couche envahie produira de gaz sec. La couche la plus perméable va être envahie la première et le gaz va progresser dans le reste des couches proportionnellement au rapport de leur perméabilité et celle de la couche la plus perméable.

Donc l'étude de recyclage de gaz nécessite la connaissance de la distribution de la perméabilité afin de connaître le déplacement du front pour cela on suit les étapes suivantes :

- On découpe le réservoir à 10 couches suivant des familles de perméabilités et on calcule le nombre des bancs pour chaque famille de perméabilité.
- On calcul ensuite le pore volume injected (V_{pinj}) (**Tableau 5.1**), et le débit fractionnaire du gaz sec produit provenant de l'injection (F_d). Par définition :

$$F_d = \frac{\text{le gaz sec produit provenant de l'injection}}{\text{le gaz sec total produit}} \quad [\text{Eq.V-3}]$$

$$V_{pinj} = \frac{\text{cumul injecté}}{\text{reserve (G)}} \quad [\text{Eq.V-4}]$$

K (mD)	Nombre de bancs	Pourcentage de chaque banc	K_{moy} (mD)
8-16	4	0.0702	14,735
16-32	7	0.1228	22,015
32-64	7	0.1228	39,07
64-128	4	0.0702	83,024
128-256	7	0.1228	190,817
256-512	10	0.1754	437,87
512-1024	9	0.1579	893,036
1024-2048	5	0.0877	1649,68
2048-2500	2	0.0351	2242,35
2500-3100	2	0.0351	3040,857

Tableau 5. 1: Classification des perméabilités du réservoir.

N	K_{moy} (mD)	K_1/K_1	K_2/K_2	K_3/K_3	K_4/K_4	K_5/K_5	K_6/K_6	K_7/K_7	K_8/K_8	K_9/K_9	K_{10}/K_{10}
1	3040,857	1	1,356	1,843	3,405	6,945	15,936	36,626	77,831	138,127	206,370
2	2242,35	0,737	1	1,359	2,511	5,121	11,751	27,008	57,393	101,856	152,178
3	1649,68	0,543	0,736	1	1,847	3,768	8,645	19,870	42,224	74,934	111,957
4	893,036	0,294	0,398	0,541	1	2,040	4,680	10,756	22,857	40,565	60,606
5	437,87	0,144	0,195	0,265	0,490	1	2,295	5,274	11,207	19,890	29,716
6	190,817	0,063	0,085	0,116	0,214	0,436	1	2,298	4,884	8,668	12,950
7	83,024	0,027	0,037	0,050	0,093	0,190	0,435	1	2,125	3,771	5,634
8	39,07	0,013	0,017	0,024	0,044	0,089	0,205	0,471	1	1,775	2,652
9	22,015	0,007	0,010	0,013	0,025	0,050	0,115	0,265	0,563	1	1,494
10	14,735	0,005	0,007	0,009	0,016	0,034	0,077	0,177	0,377	0,669	1
$\Sigma K_i/K_j$		2,833	3,841	5,221	9,645	19,671	45,140	103,747	220,462	391,254	584,557
$V_{pinj} =$ $\Sigma K_i/K_j / 10$		0,283	0,384	0,522	0,965	1,967	4,514	10,375	22,046	39,125	58,456
$\Sigma K_i/K_j$		2,833	3,845	4,019	4,882	5,799	6,832	7,913	8,941	9,669	10
$F_d =$ $(\Sigma K_i/K_j) / 10$		0,283	0,349	0,402	0,488	0,580	0,683	0,791	0,894	0,967	1

Tableau 5. 2: Détermination du débit fractionnaire F_d .

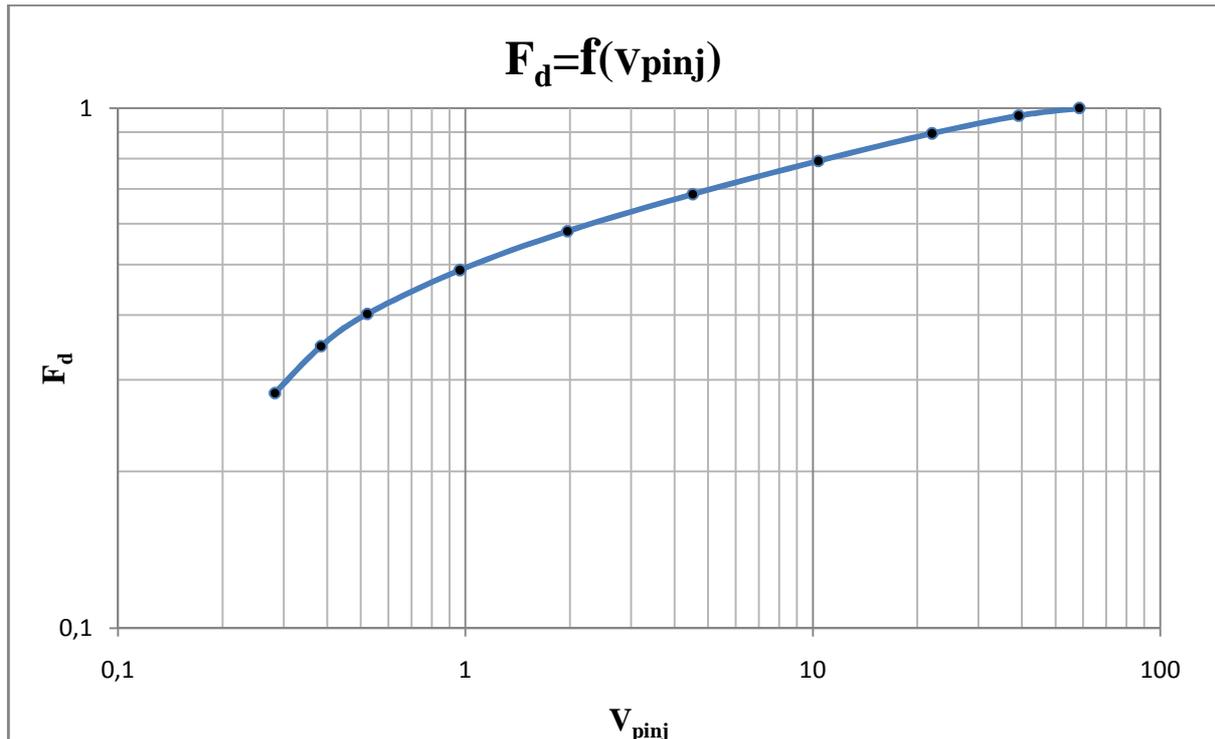


Fig.5. 2: Variation de F_d en fonction du volume pore injected.

V.6.2 Procédure de calcul (partie recyclage) :

Pour calculer la pression, on suppose un soutirage d'un G_p pour chaque année et on calcule la pression correspondante.

Et pour cela on va procéder à un calcul basée sur l'équation de bilan matière.

$$G * B_{gi} - F * G_{Psec} * B_{ginj} = (G - G_p) B_g \tag{Eq.V-5}$$

Et remplaçant B_g par son équation :

$$B_g = \frac{Z_{2p} * T}{P_f * T_s} \tag{Eq.V-6}$$

OU Z, T, P_f dans le réservoir; T_s à la surface

L'équation [Eq.V-5] devient :

$$G_p \left[\frac{Z_{2p}}{P_f} - F \frac{Z_{inj}}{P_f} \right] = G * \frac{Z_{2pi}}{P_i} \left[\frac{Z_{2p}}{P_f} * \frac{P_i}{Z_{2pi}} - 1 \right] \tag{Eq.V-7}$$

D'où P_f devient comme suite :

$$P_f = \frac{P_i}{Z_{2pi}} * Z_{2p} - \frac{G_p}{G} \frac{P_i}{Z_{2pi}} [Z_{2p} - F Z_{inj}] \quad [\text{Eq.V-8}]$$

La procédure de calcul, ayant la pression P_g au début de l'exploitation (2000) :

- On suppose la pression de fond pour l'année suivante.
- A partir de la courbe $Z_{2p}=f(p)$ on tire Z_{2p} .
- On déduit Z_{inj} à partir de la courbe $Z_{inj}=f(p)$.
- Pour chaque année on a un ΔG_p .
- On calcul G_p .
- On remplace ces données dans l'équation [Eq.V-8] et on tire P_f' .si $P_f' = P_f$ on passe à l'année suivante sinon on refait le calcul jusqu'à $P_f' \neq P_f$
- On fait les calculs pour $F=0\%, 40\%, 60\%, 70\%$.
- On calcule le cumul injecté égale : $F G_p$ (% gaz sec produit) à partir de l'année actuelle

$$\Delta G_{inj} = F * \Delta G_{psec} \quad [\text{Eq.V-9}]$$

On calcule ΔG_{psec} à partir de l'analyse PVT (à l'aide de la courbe

%gaz sec =f(p))

- $V_{Pinj} = \text{cumul injecté} / G$
- On tire F_d de la courbe $F_d = f(V_{Pinj})$
- Gaz sec = $F_d * \Delta G_p * (\% \text{ GAZ sec produit})$ à partir du graphe « %gaz sec=f(p) ».
- $\Delta G_p \text{ net} = \Delta G_p - \text{Gaz sec}$
- A chaque palier de pression les différents soutirages du gaz donnent des quantités de

C5+ correspondantes avec :

- Production de C5+ = $G_p \text{ net} (m^3) * \text{richesse} (\text{tonnes} / m^3)$ [tonnes]
- La récupération de C5+ = $\text{cumul de C5+} * 100 / (\text{La quantité du condensat à l'état initial})$.

➤ C'est la même que pour le condensat, à chaque palier de pression ,les différents soutirages du gaz donnent des quantités de GPL correspondantes.

Avec :

- production de GPL = $G_p \text{ net} (m^3) * \text{la richesse en GPL} (\text{tonnes} / m^3)$ [tonnes]

▪ La récupération de GPL=cumul de GPL*1000 / la quantité du GPL al' état initial

- Pour le gaz sec on a différents quantités soutirés à chaque étape de pression
Production de gaz sec = G_p net (m^2) * pourcentage de gaz sec produit [m^3].

V.6.3 Calcul à différents taux d'injection :

1. Déplétion naturelle (0%):

a) Calcul de la pression :

Année	P supposée (kgf/cm ²)	Z_{2p}	$\Delta G_p * 10^9$ (stm ³)	$G_p * 10^9$ (stm ³)	P calculée (kgf/cm ²)
1999	282.25	0.897	0	0	282.25
2000	269	0.886	2.356386	2.356386	269.33
2001	255	0.877	2.454772	4.811158	255.32
2002	243	0.872	2.275946	7.087104	243.29
2003	230	0.867	2.484299	9.571403	230.69
2004	217	0.863	2.709617	12.28102	217.35
2005	204	0.86	2.525034	14.806054	204.93
2006	195	0.856	2.00252	16.808574	195.14
2007	184	0.852	2.098426	18.907	184.62
2008	173	0.845	2.088071	20.995071	173.93
2009	163	0.838	1.994089	22.98916	163.58
2010	152	0.827	2.175524	25.164684	152.02
2011	141	0.814	2.106216	27.2709	140.50
2012	128	0.793	2.005887	29.276787	128.58
2013	119	0.776	2.246501	31.523288	116.58
2014	107	0.748	2.22846	33.751748	103.62
2015	88	0.692	2.16259	35.914338	87.97
2016	75	0.644	2	37.914338	75.07

Tableau 5. 3: Calcul de la pression pour F=0%.

b) Calcul de la récupération du gaz à condensat:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	Richesse en C ₅₊ (g/cm ³)	Production du condensat C ₅₊ (tonnes)	Cumule de production du C ₅₊ (tonnes)	Récupération de C ₅₊ (%)
1999	282.25	137.71	0	0	0
2000	269.33	131.88	310764	345599	4.18
2001	255.32	125.94	309146	654746	7.92
2002	243.29	121.09	275595	930341	11.26
2003	230.69	116.23	288761	1219101	14.75
2004	217.35	111.31	301611	1520713	18.40
2005	204.93	106.92	269968	1790680	21.67
2006	195.14	103.58	207418	1998098	24.18
2007	184.62	100.13	210111	2208210	26.73
2008	173.93	96.78	202090	2410300	29.17
2009	163.58	93.71	186874	2597174	31.43
2010	152.02	90.52	196931	2794105	33.82
2011	140.50	87.63	184563	2978668	36.05
2012	128.58	85.00	170496	3149165	38.11
2013	116.58	82.79	185992	3335157	40.36
2014	103.62	81.01	180520	3515676	42.55
2015	87.97	79.84	172666	3688343	44.64
2016	75.07	79.86	159719	3848061	46.57

Tableau 5. 4: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour F=0%.

c) Calcul de la récupération du GPL:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	Richesse en GPL (g/cm ³)	Production du condensat GPL (tonnes)	Cumule de production du GPL (tonnes)	Récupération de GPL (%)
1999	282.25	37.81	0	0	0
2000	269.33	37.67	88766	88766	3.91
2001	255.32	37.54	92147	180914	7.98
2002	243.29	37.43	85198	266111	11.73
2003	230.69	37.33	92745	358857	15.82
2004	217.35	37.23	100888	459744	20.27
2005	204.93	37.15	93799	553543	24.40
2006	195.14	37.09	74264	627807	27.68
2007	184.62	37.02	77692	705499	31.10
2008	173.93	36.97	77194	782694	34.50
2009	163.58	36.92	73631	856324	37.75
2010	152.02	36.89	80248	936573	41.29
2011	140.50	36.86	77645	1014218	44.71
2012	128.58	36.86	73942	1088160	47.97
2013	116.58	36.88	82862	1171022	51.62
2014	103.62	36.94	82328	1253350	55.25
2015	87.97	37.07	80173	1333523	58.79
2016	75.07	37.24	74473	1407996	62.07

Tableau 5. 5: Calcul de la récupération du GPL pour F=0%.

Discussions des résultats :

La récupération du condensat et celle du GPL en cas de déplétion naturelle coïncide avec celui obtenue par l'étude PVT, et on a des taux de récupération voisins

- Récupération du condensat : Déplétion naturelle : 46.57 % ; Etude PVT : 46.29 %.
- Récupération du GPL : Déplétion naturelle : 62.07% ; Etude PVT : 61.20 %.

L'évolution de la pression par de gaz sec appliqué pratiquement est meilleure que la déplétion naturelle mais on observe une chute rapide de la richesse en condensat dès les premières années d'exploitation, ce qui impose l'étude de recyclage de gaz sec avec différents taux d'injection afin de déduire un taux d'injection optimal.

2. Calcul pour un taux d'injection de 40%:

a) Calcul de la pression :

Année	P _{supposée} (kgf/cm ²)	Z _{2p}	Z _{inj}	$\Delta G_p * 10^9$ (stm ³)	G _p * 10 ⁹ (stm ³)	P _{calculée} (kgf/cm ²)
1999	282.25	0.897	0	0	0	282.25
2000	273	0.889	0.911	2.356386	2.356386	273.61
2001	265	0.883	0.906	2.454772	4.811158	265.44
2002	258	0.879	0.9	2.275946	7.087104	258.25
2003	250	0.874	0.896	2.484299	9.571403	250.66
2004	242	0.871	0.891	2.709617	12.28102	242.72
2005	235	0.869	0.887	2.525034	14.806054	235.53
2006	229	0.867	0.885	2.00252	16.808574	229.88
2007	224	0.865	0.883	2.098426	18.907	224.10
2008	218	0.864	0.881	2.088071	20.995071	218.32
2009	212	0.862	0.879	1.994089	22.98916	212.82
2010	206	0.86	0.878	2.175524	25.164684	206.87
2011	201	0.859	0.877	2.106216	27.2709	201.17
2012	195	0.856	0.876	2.005887	29.276787	195.67
2013	189	0.854	0.876	2.246501	31.523288	189.57
2014	183	0.851	0.876	2.22846	33.751748	183.53
2015	177	0.848	0.876	2.16259	35.914338	177.67
2016	172	0.845	0.877	2	37.914338	172.33
2017	166	0.84	0.878	2	39.914338	166.93
2018	161	0.836	0.879	2	41.914338	161.66
2019	156	0.831	0.88	2	43.914338	156.45
2020	151	0.826	0.881	2	45.914338	151.29
2021	146	0.82	0.883	2	47.914338	146.24
2022	141	0.814	0.884	2	49.914338	141.31
2023	136	0.806	0.887	2	51.914338	136.50
2024	131	0.798	0.889	2	53.914338	131.84
2025	127	0.792	0.891	2	55.914338	127.42

Tableau 5. 6: Calcul de la pression pour F=40%.

b) Calcul du gaz sec provenant de l'injection:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	F gaz sec (%)	$\Delta G_{psec} * 10^9$ (stm ³)	$\Delta G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	$G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	V _{Pinj}	F _d	gaz sec provenant de l'injection *10 ⁹ (stm ³)
1999	282.25	95.43	0	0	0	0	0	0
2000	273.61	95.51	2.2505	0.9002	0.9002	0.015	0	0
2001	265.44	95.57	2.3461	0.9384	1.8386	0.031	0	0
2002	258.25	95.63	2.1764	0.8706	2.7092	0.045	0	0
2003	250.66	95.69	2.3772	0.9509	3.6601	0.061	0	0
2004	242.72	95.75	2.5944	1.0378	4.6978	0.078	0	0
2005	235.53	95.80	2.4189	0.9676	5.6654	0.094	0	0
2006	229.88	95.84	1.9193	0.7677	6.4331	0.107	0	0
2007	224.10	95.88	2.0119	0.8048	7.2379	0.121	0	0
2008	218.32	95.92	2.0029	0.8011	8.0390	0.134	0	0
2009	212.82	95.96	1.9135	0.7654	8.8044	0.147	0	0
2010	206.87	96.00	2.0885	0.8354	9.6398	0.161	0	0
2011	201.17	96.03	2.0227	0.8091	10.4489	0.174	0	0
2012	195.67	96.07	1.9271	0.7709	11.2198	0.187	0	0
2013	189.57	96.11	2.1592	0.8637	12.0834	0.201	0	0
2014	183.53	96.15	2.1427	0.8571	12.9405	0.216	0	0
2015	177.67	96.19	2.0801	0.8320	13.7725	0.230	0	0
2016	172.33	96.21	1.9243	0.7697	14.5423	0.242	0	0
2017	166.93	96.25	1.9250	0.7700	15.3122	0.255	0	0
2018	161.66	96.28	1.9255	0.7702	16.0824	0.268	0	0
2019	156.45	96.30	1.9260	0.7704	16.8529	0.281	0	0
2020	151.29	96.33	1.9265	0.7706	17.6235	0.294	0.316	0.6088
2021	146.24	96.35	1.9270	0.7708	18.3943	0.307	0.322	0.6199
2022	141.31	96.37	1.9275	0.7710	19.1653	0.319	0.327	0.6306
2023	136.50	96.39	1.9279	0.7711	19.9364	0.332	0.332	0.6408
2024	131.84	96.41	1.9283	0.7713	20.7077	0.345	0.337	0.6507
2025	127.42	96.43	1.9286	0.7714	21.4791	0.358	0.342	0.6601

Tableau 5. 7: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour F=40%.

c) Calcul de la récupération du gaz à condensat:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	$\Delta G_{pNET} * 10^9$ (stm ³)	Richesse en C ₅₊ (g/cm ³)	Production du condensat C ₅₊ (tonnes)	Cumule de production du C ₅₊ (tonnes)	Récupération de C ₅₊ (%)
1999	282.25	0	137.71	0	0	0
2000	273.61	2.3564	133.75	315175	315175	3.81
2001	265.44	2.4548	130.15	319500	634675	7.68
2002	258.25	2.2759	127.10	289270	923945	11.18
2003	250.66	2.4843	123.96	307962	1231907	14.91
2004	242.72	2.7096	120.78	327269	1559176	18.87
2005	235.53	2.5250	117.97	297889	1857064	22.48
2006	229.88	2.0025	115.82	231923	2088987	25.28
2007	224.10	2.0984	113.65	238486	2327473	28.17
2008	218.32	2.0881	111.53	232872	2560345	30.99
2009	212.82	1.9941	109.54	218433	2778779	33.63
2010	206.87	2.1755	107.43	233720	3012498	36.46
2011	201.17	2.1062	105.45	222102	3234601	39.15
2012	195.67	2.0059	103.58	207770	3442370	41.66
2013	189.57	2.2465	101.55	228135	3670505	44.42
2014	183.53	2.2285	99.59	221933	3892439	47.11
2015	177.67	2.1626	97.74	211373	4103811	49.67
2016	172.33	2	96.10	192194	4296006	51.99
2017	166.93	2	94.49	188973	4484978	54.28
2018	161.66	2	92.97	185930	4670908	56.53
2019	156.45	2	91.51	183028	4853936	58.75
2020	151.29	1.3912	90.13	125389	4979325	60.26
2021	146.24	1.3801	88.84	122604	5101929	61.75
2022	141.31	1.3694	87.63	120007	5221936	63.20
2023	136.50	1.3592	86.52	117599	5339535	64.62
2024	131.84	1.3493	85.51	115378	5454913	66.02
2025	127.42	1.3399	84.60	113358	5568271	67.39

Tableau 5. 8: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour F=40%.

3. Calcul pour un taux d'injection de 60%:

a) Calcul de la pression :

Année	P _{supposée} (kgf/cm ²)	Z _{2p}	Z _{inj}	$\Delta G_p * 10^9$ (stm ³)	$G_p * 10^9$ (stm ³)	P _{calculée} (kgf/cm ²)
1999	282.25	0.897	0	0	0	282.25
2000	278	0.893	0.914	2.356386	2.356386	278.41
2001	272	0.888	0.91	2.454772	4.811158	272.39
2002	267	0.884	0.907	2.275946	7.087104	267.17
2003	261	0.88	0.903	2.484299	9.571403	261.54
2004	255	0.877	0.899	2.709617	12.28102	255.71
2005	250	0.874	0.896	2.525034	14.806054	250.47
2006	246	0.873	0.893	2.00252	16.808574	246.40
2007	242	0.871	0.891	2.098426	18.907	242.20
2008	238	0.87	0.889	2.088071	20.995071	238.04
2009	234	0.868	0.887	1.994089	22.98916	234.11
2010	229	0.867	0.886	2.175524	25.164684	229.83
2011	225	0.866	0.884	2.106216	27.2709	225.77
2012	221	0.864	0.883	2.005887	29.276787	221.91
2013	217	0.863	0.881	2.246501	31.523288	217.64
2014	213	0.862	0.88	2.22846	33.751748	213.43
2015	209	0.861	0.879	2.16259	35.914338	209.36
2016	205	0.86	0.879	2	37.914338	205.62
2017	201	0.859	0.878	2	39.914338	201.90
2018	198	0.858	0.877	2	41.914338	198.21
2019	194	0.856	0.877	2	43.914338	194.53
2020	190	0.854	0.876	2	45.914338	190.87
2021	187	0.853	0.876	2	47.914338	187.29
2022	183	0.851	0.876	2	49.914338	183.72
2023	180	0.849	0.876	2	51.914338	180.21
2024	176	0.847	0.876	2	53.914338	176.73
2025	173	0.845	0.876	2	55.914338	173.33

Tableau 5. 9: Calcul de la pression pour F=60%.

b) Calcul du gaz sec provenant de l'injection:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	F gaz sec (%)	$\Delta G_{Psec} * 10^9$ (stm ³)	$\Delta G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	$G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	V _{pinj}	F _a	gaz sec provenant de l'injection *10 ⁹ (stm ³)
1999	282.25	95.43	0	0	0	0	0	0
2000	278.41	95.46	2.2495	1.3497	1.3497	0.022	0	0
2001	272.39	95.51	2.3446	1.4068	2.7565	0.046	0	0
2002	267.17	95.55	2.1748	1.3049	4.0613	0.068	0	0
2003	261.54	95.60	2.3750	1.4250	5.4863	0.091	0	0
2004	255.71	95.64	2.5916	1.5549	7.0413	0.117	0	0
2005	250.47	95.68	2.4160	1.4496	8.4909	0.142	0	0
2006	246.40	95.71	1.9167	1.1500	9.6409	0.161	0	0
2007	242.20	95.75	2.0091	1.2055	10.8464	0.181	0	0
2008	238.04	95.78	1.9999	1.1999	12.0463	0.201	0	0
2009	234.11	95.80	1.9104	1.1463	13.1926	0.220	0	0
2010	229.83	95.84	2.0849	1.2510	14.4435	0.241	0	0
2011	225.77	95.86	2.0191	1.2115	15.6550	0.261	0	0
2012	221.91	95.89	1.9235	1.1541	16.8091	0.280	0	0
2013	217.64	95.92	2.1549	1.2929	18.1020	0.302	0.320	0.6887
2014	213.43	95.95	2.1382	1.2829	19.3850	0.323	0.329	0.7028
2015	209.36	95.98	2.0756	1.2454	20.6303	0.344	0.337	0.6993
2016	205.62	96.00	1.9201	1.1521	21.7824	0.363	0.344	0.6608
2017	201.90	96.03	1.9206	1.1523	22.9347	0.382	0.351	0.6741
2018	198.21	96.05	1.9211	1.1526	24.0874	0.401	0.357	0.6868
2019	194.53	96.08	1.9215	1.1529	25.2403	0.421	0.364	0.6989
2020	190.87	96.10	1.9220	1.1532	26.3935	0.440	0.370	0.7104
2021	187.29	96.12	1.9225	1.1535	27.5470	0.459	0.375	0.7215
2022	183.72	96.15	1.9229	1.1537	28.7007	0.478	0.381	0.7321
2023	180.21	96.17	1.9233	1.1540	29.8547	0.498	0.386	0.7424
2024	176.73	96.19	1.9237	1.1542	31.0090	0.517	0.391	0.7522
2025	173.33	96.21	1.9241	1.1545	32.1635	0.536	0.396	0.7617

Tableau 5. 10: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour F=60%.

c) Calcul de la récupération du gaz à condensat:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	$\Delta G_{pNET} * 10^9$ (stm ³)	Richesse en C ₅₊ (g/cm ³)	Production du condensat C ₅₊ (tonnes)	Cumule de production du C ₅₊ (tonnes)	Récupération de C ₅₊ (%)
1999	282.25	0	137.71	0	0	0
2000	278.41	2.3564	135.94	320321	320321	3.88
2001	272.39	2.4548	133.23	327049	647370	7.83
2002	267.17	2.2759	130.94	298009	945380	11.44
2003	261.54	2.4843	128.53	319317	1264697	15.31
2004	255.71	2.7096	126.10	341678	1606374	19.44
2005	250.47	2.5250	123.96	312997	1919371	23.23
2006	246.40	2.0025	122.32	244953	2164324	26.19
2007	242.20	2.0984	120.66	253205	2417529	29.26
2008	238.04	2.0881	119.04	248569	2666098	32.27
2009	234.11	1.9941	117.53	234371	2900469	35.10
2010	229.83	2.1755	115.91	252173	3152642	38.16
2011	225.77	2.1062	114.40	240941	3393583	41.07
2012	221.91	2.0059	112.97	226607	3620190	43.81
2013	217.64	1.5578	111.42	173571	3793760	45.92
2014	213.43	1.5257	109.91	167681	3961442	47.94
2015	209.36	1.4632	108.46	158707	4120148	49.87
2016	205.62	1.3392	107.15	143502	4263651	51.60
2017	201.90	1.3259	105.87	140372	4404023	53.30
2018	198.21	1.3132	104.61	137381	4541405	54.96
2019	194.53	1.3011	103.38	134508	4675913	56.59
2020	190.87	1.2896	102.16	131747	4807660	58.19
2021	187.29	1.2785	100.99	129118	4936778	59.75
2022	183.72	1.2679	99.84	126584	5063362	61.28
2023	180.21	1.2576	98.73	124165	5187526	62.78
2024	176.73	1.2478	97.64	121839	5309365	64.26
2025	173.33	1.2383	96.60	119619	5428984	65.71

Tableau 5. 11: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour F=60%.

4. Calcul pour un taux d'injection de 70%:

a) Calcul de la pression :

Année	P _{supposée} (kgf/cm ²)	Z _{2p}	Z _{inj}	$\Delta G_p * 10^9$ (stm ³)	G _p * 10 ⁹ (stm ³)	P _{calculée} (kgf/cm ²)
1999	282.25	0.897	0	0	0	282.25
2000	279	0.894	0.915	2.356386	2.356386	279.84
2001	275	0.89	0.912	2.454772	4.811158	275.45
2002	271	0.887	0.909	2.275946	7.087104	271.45
2003	267	0.884	0.907	2.484299	9.571403	267.28
2004	262	0.881	0.903	2.709617	12.28102	262.74
2005	258	0.879	0.901	2.525034	14.806054	258.72
2006	255	0.877	0.898	2.00252	16.808574	255.59
2007	252	0.875	0.897	2.098426	18.907	252.39
2008	249	0.874	0.895	2.088071	20.995071	249.25
2009	246	0.873	0.893	1.994089	22.98916	246.25
2010	242	0.871	0.892	2.175524	25.164684	242.98
2011	239	0.87	0.89	2.106216	27.2709	239.90
2012	236	0.869	0.889	2.005887	29.276787	236.96
2013	233	0.868	0.888	2.246501	31.523288	233.73
2014	230	0.867	0.886	2.22846	33.751748	230.55
2015	227	0.866	0.885	2.16259	35.914338	227.46
2016	224	0.865	0.884	2	37.914338	224.60
2017	221	0.864	0.883	2	39.914338	221.75
2018	218	0.864	0.882	2	41.914338	218.91
2019	216	0.863	0.881	2	43.914338	216.17
2020	213	0.862	0.88	2	45.914338	213.36
2021	210	0.861	0.88	2	47.914338	210.61
2022	207	0.86	0.879	2	49.914338	207.84
2023	205	0.86	0.879	2	51.914338	205.14
2024	202	0.859	0.878	2	53.914338	202.41
2025	199	0.858	0.878	2	55.914338	199.74

Tableau 5. 12 : Calcul de la pression pour F=70%.

b) Calcul du gaz sec provenant de l'injection:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	F gaz sec (%)	$\Delta G_{pSEC} * 10^9$ (stm ³)	$\Delta G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	$G_{inj} * 10^9$ (stm ³)	V _{pinj}	F _d	gaz sec provenant de l'injection *10 ⁹ (stm ³)
1999	282.25	95.43	0	0	0	0	0	0
2000	279.84	95.45	2.2492	1.5745	1.5745	0.026	0	0
2001	275.45	95.49	2.3440	1.6408	3.2153	0.054	0	0
2002	271.45	95.52	2.1740	1.5218	4.7371	0.079	0	0
2003	267.28	95.55	2.3738	1.6617	6.3988	0.107	0	0
2004	262.74	95.59	2.5901	1.8131	8.2118	0.137	0	0
2005	258.72	95.62	2.4144	1.6901	9.9019	0.165	0	0
2006	255.59	95.64	1.9153	1.3407	11.2426	0.187	0	0
2007	252.39	95.67	2.0075	1.4053	12.6479	0.211	0	0
2008	249.25	95.69	1.9981	1.3987	14.0466	0.234	0	0
2009	246.25	95.72	1.9086	1.3361	15.3827	0.256	0	0
2010	242.98	95.74	2.0828	1.4580	16.8407	0.281	0.310	0.6457
2011	239.90	95.76	2.0170	1.4119	18.2525	0.304	0.321	0.6468
2012	236.96	95.78	1.9213	1.3449	19.5975	0.327	0.330	0.6343
2013	233.73	95.81	2.1523	1.5066	21.1041	0.352	0.340	0.7317
2014	230.55	95.83	2.1355	1.4949	22.5990	0.377	0.349	0.7454
2015	227.46	95.85	2.0729	1.4510	24.0500	0.401	0.357	0.7406
2016	224.60	95.87	1.9175	1.3422	25.3922	0.423	0.364	0.6989
2017	221.75	95.89	1.9179	1.3425	26.7347	0.446	0.371	0.7122
2018	218.91	95.91	1.9183	1.3428	28.0775	0.468	0.378	0.7248
2019	216.17	95.93	1.9186	1.3431	29.4206	0.490	0.384	0.7368
2020	213.36	95.95	1.9190	1.3433	30.7639	0.513	0.390	0.7483
2021	210.61	95.97	1.9194	1.3436	32.1075	0.535	0.396	0.7594
2022	207.84	95.99	1.9198	1.3438	33.4513	0.558	0.401	0.7700
2023	205.14	96.01	1.9201	1.3441	34.7954	0.580	0.406	0.7802
2024	202.41	96.03	1.9205	1.3444	36.1398	0.602	0.411	0.7900
2025	199.74	96.04	1.9209	1.3446	37.4844	0.625	0.416	0.7994

Tableau 5. 13: Calcul du gaz sec provenant de l'injection pour F=70%.

c) Calcul de la récupération du gaz à condensat:

Année	P calculée (kgf/cm ²)	$\Delta G_{pNET} * 10^9$ (stm ³)	Richesse en C ₅₊ (g/cm ³)	Production du condensat C ₅₊ (tonnes)	Cumule de production du C ₅₊ (tonnes)	Récupération de C ₅₊ (%)
1999	282.25	0	137.71	0	0	0
2000	279.84	2.3564	136.59	321867	321867	3.90
2001	275.45	2.4548	134.60	330402	652269	7.89
2002	271.45	2.2759	132.81	302277	954546	11.55
2003	267.28	2.4843	130.99	325420	1279966	15.49
2004	262.74	2.7096	129.04	349646	1629612	19.72
2005	258.72	2.5250	127.35	321560	1951172	23.61
2006	255.59	2.0025	126.05	252410	2203582	26.67
2007	252.39	2.0984	124.74	261752	2465334	29.84
2008	249.25	2.0881	123.46	257801	2723135	32.96
2009	246.25	1.9941	122.27	243808	2966942	35.91
2010	242.98	1.5298	120.97	185064	3152007	38.15
2011	239.90	1.4594	119.76	174784	3326790	40.26
2012	236.96	1.3716	118.63	162713	3489503	42.23
2013	233.73	1.5148	117.39	177827	3667330	44.38
2014	230.55	1.4831	116.18	172309	3839639	46.47
2015	227.46	1.4220	115.02	163560	4003199	48.45
2016	224.60	1.3011	113.96	148273	4151472	50.24
2017	221.75	1.2878	112.91	145412	4296884	52.00
2018	218.91	1.2752	111.88	142669	4439552	53.73
2019	216.17	1.2632	110.88	140067	4579620	55.43
2020	213.36	1.2517	109.88	137532	4717151	57.09
2021	210.61	1.2406	108.90	135110	4852262	58.73
2022	207.84	1.2300	107.93	132757	4985018	60.33
2023	205.14	1.2198	106.99	130511	5115529	61.91
2024	202.41	1.2100	106.05	128319	5243848	63.47
2025	199.74	1.2006	105.13	126219	5370067	64.99

Tableau 5. 14: Calcul de la récupération du gaz à condensat pour F=70%.

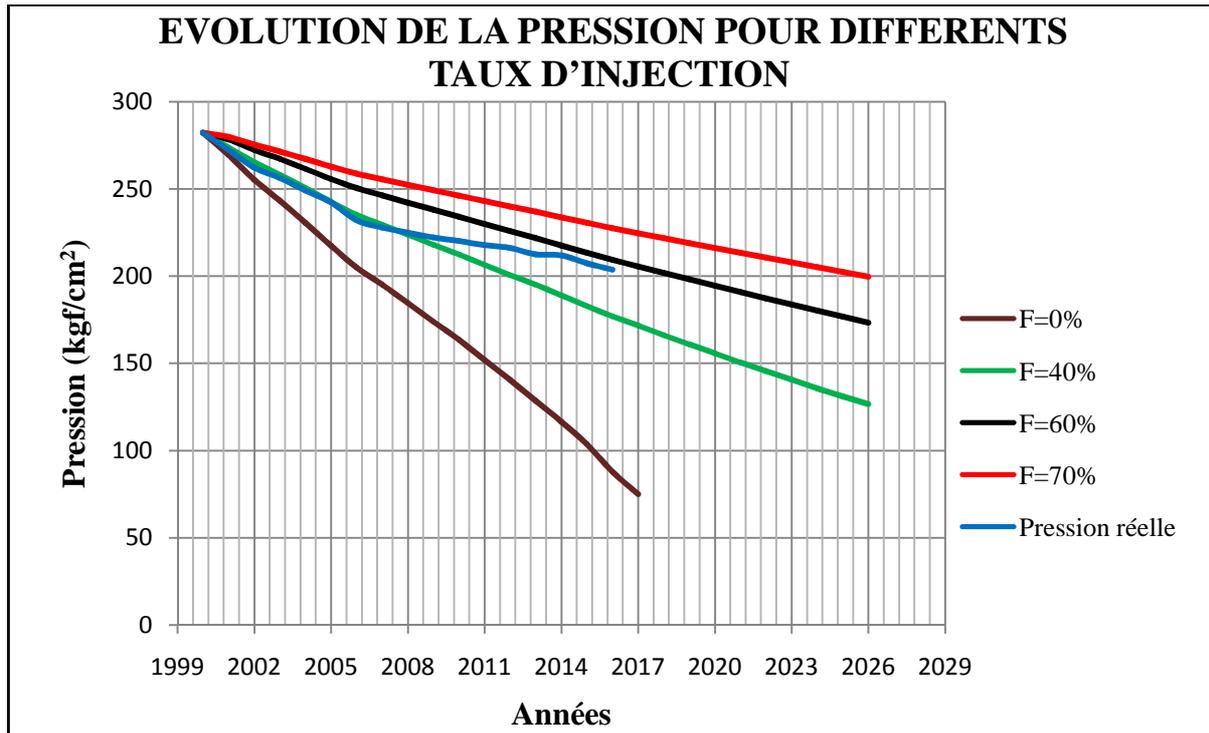


Fig.5. 3: Evolution de la pression pour différents taux d'injection.

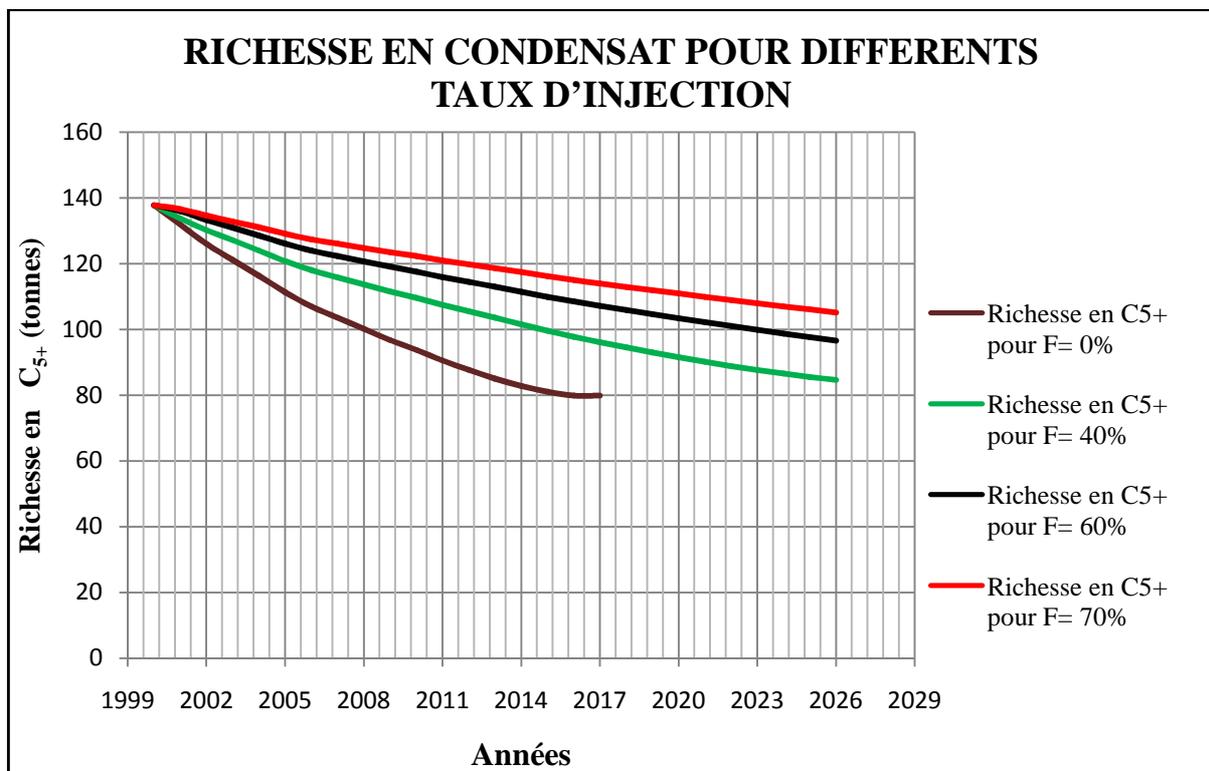


Fig.5. 4: Evolution de la richesse en condensat pour différents taux d'injection.

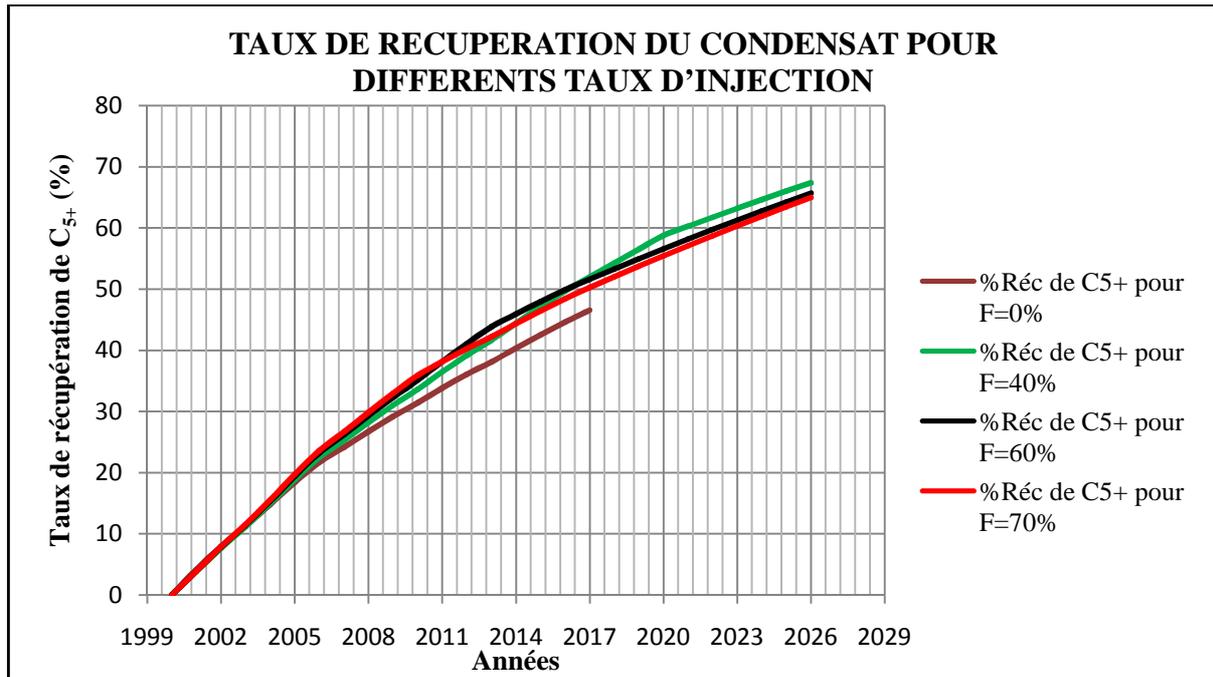


Fig.5. 5: Evolution de la récupération de condensat pour différents taux d'injection.

V.7 Conclusion :

On peut conclure d'après les résultats obtenus par l'étude de recyclage de gaz sec avec différent taux d'injection que :

La pression du réservoir et la richesse en condensat sont proportionnelle avec le taux d'injection. Si le taux d'injection augmente, le déclin de la pression et de la richesse sera moins important.

D'après les courbes de pressions, le taux d'injection actuel F est entre 40 % et 60 % ce qui est vraiment le cas actuel (le taux d'injection initial est de 40 % jusqu'à 2008, puis il augmente).

La récupération en condensat est meilleure pour le taux d'injection $F=40\%$ car l'augmentation de taux d'injection entraîne la diminution de la production nette par l'augmentation de la production de gaz sec provenant de l'injection (augmentation de F_d).

CHAPITRE VI

ETUDE ECONOMIQUE

VI.1 Introduction :

Une bonne gestion d'un réservoir nécessite une évaluation économique et une analyse de tout projet ou investissement associé au réservoir durant sa vie. Une étude doit être élaborée afin qu'on puisse prendre une décision économiquement fiable et attrayante c'est à dire ; Avoir des bénéfices satisfaisant les objectifs et les critères économique de la compagnie.

VI.2 Etude de faisabilité du projet de recyclage (technico-économique) :

Pour cela une équipe est installée comprenant des ingénieurs de réservoir, production, géologie, finances et des professionnels économiques pour les rôles suivants :

- Détermination des objectifs économiques basant sur les critères économiques de compagnie ;
- Formuler un scénario pour le développement du projet ;
- Acquisition des données de production, des opérations et des données économiques ;
- Effectuer des calculs économiques ;
- Etablir une analyse de risque et choisir un projet optimal, où les spécialistes de réservoir management sont intervenus.

La décision de soumettre un gisement à une injection résulte de la mise en balance de l'accroissement du gain dû à cette récupération secondaire et le prix de mise en œuvre de l'exploitation d'une telle technique.

Lorsque rien ne s'oppose, à priori, à ce que l'un quelconque des procédés actuellement praticables soit retenu, cette balance doit être établie pour chaque un d'eux.

Ceci comporte en premier lieu l'estimation de la récupération espérée par déplétion naturelle. Ensuite il faut reconnaître le gain possible par l'injection, d'abord par calcul simple et abaque, ensuite, en fonction de l'importance des données par modèle numérique.

Enfin, il faut évaluer le coût des études, de mise en œuvre et le coût d'exploitation c'est-à-dire :

- Coût d'étude et de laboratoire.
- Coût de forage des puits supplémentaire et leurs complétions.
- Coût de conversion des puits producteur en injecteur.
- Coût d'exploitation des puits d'injection.
- Coût d'investissement et d'installation de surface (conduites, vannes, compresseurs, unités de traitement... etc.). L'investissement pour l'injection d'eau sont générales supérieurs aux investissements pour l'injection de gaz.

VI.3 Partie calcul :**VI.3.1 Objectif :**

Faire une comparaison économique entre :

- la déplétion naturelle.
- Recyclage avec taux d'injection (40%, 60%, 70%).

Afin de sortir avec choix optimum.

VI.3.2 Données nécessaires :

Les prix de ventes :

- Gaz à condensat : 251.74 US\$/Tonne.
- GPL : 176.8 US\$/Tonne.
- Gaz sec : 72.375 US\$/Mm³.
- Coût d'un mètre cube de gaz sec injecté : 0.00184 US\$.
- Coût de forage d'un puits : 2000000 US\$.
- Coût de complétion : 500000 US\$.
- Taux d'actualisation : 10%.

Méthode de calcul :

1. Calcule de la recette et des dépenses pour chaque année.
2. Le choix de l'année de référence (2016).
3. Actualisation des recettes et des dépenses à l'année de référence.

Valeur actualisée = valeur d'une année / (1+taux d'actualisation)^{nombre d'année}.

4. Calcule de la valeur actuelle nette.

$$VAN = \sum \text{des recettes actualisée} - \sum \text{des dépenses actualisée}$$

	Condensat (tonnes)	GPL (tonnes)	Gas sec (std. m ³)	Ginj (std. m ³)	Nombre de puits producteurs	Nombre de puits injecteurs
déplétion naturelle (F=0%)	3848061.402	1407996.277	36445459912	0	6	0
F=40 %	5568271.161	1936991.446	53697826444	21479130578	6	4
F=80 %	5428983.545	1743313.494	53605755446	32163453268	6	4
F=70 %	5370067.025	1656968.535	53549137151	37484396006	6	4

Tableau 6. 1 : Cumules de production et d'injection et nombre de puits pour chaque taux d'injection.

Année	Vente condensat US\$	Vente GPL US\$	Vente gaz sec US\$
1999	38686112	7189549	74641278
2000	40408995	7836570	81739063
2001	37824650	7607802	79649311
2002	41613158	8695889	91375882
2003	45638297	9932276	104749661
2004	42892662	9696116	102585152
2005	34602499	8060589	85481947
2006	36804382	8854329	94119656
2007	37169225	9237469	98403410
2008	36089245	9251605	98732799
2009	39933037	10587224	113172273
2010	39296355	10756023	115108863
2011	38116368	10755095	115163504
2012	43659646	12655232	135480488
2013	44493788	13202300	141154474
2014	44686063	13499664	143853375
2015	43401927	13166884	139679588
2016	38686112	7189549	74641278

Tableau 6. 2: Calcule de vente annuelle pour la déplétion naturelle.

Année	Vente condensat US\$	Vente GPL US\$	Vente gaz sec US\$	Coût d'injection US\$
1999	0	0	0	0
2000	18639006	3419335	35447996	360480
2001	20784235	3909800	40647870	413359
2002	20699444	3980276	41479047	421811
2003	24240721	4770433	49835721	506792
2004	28336504	5713038	59828655	608413
2005	28371861	5847045	61361301	623999
2006	24297981	5094729	53554198	544606
2007	27484141	5865672	61753912	627991
2008	29520935	6413067	67623802	687684
2009	30459564	6729781	71068807	722717
2010	35850296	8067440	85324745	867689
2011	37475136	8582784	90898590	924371
2012	38562528	8982950	95264317	968767
2013	46576544	11055658	117407459	1193947
2014	49841462	12052517	128160609	1303298
2015	52216698	12855276	136860946	1391774
2016	52226930	13068584	139270669	1416279
2017	56486532	14366298	153251562	1558455
2018	61134813	15794209	168624192	1714783
2019	66198703	17365442	185536816	1886772
2020	49886391	13281849	204143340	2075986
2021	53656231	14489239	224612988	2284147
2022	57772023	15812066	247131815	2513147
2023	62274000	17261582	271904370	2765066
2024	67207376	18850136	299155519	3042189
2025	72634176	20591591	329120624	3346912

Tableau 6. 3: Evolution de la vente et du coût d'injection annuelle pour F=40%.

Année	Vente condensat US\$	Vente GPL US\$	Vente gaz sec US\$	Coût d'injection US\$
1999	0	0	0	0
2000	18943335	3423941	35431760	540472
2001	21275322	3917059	40622930	619658
2002	21324848	3989347	41448020	632243
2003	25134515	4783156	49789601	759485
2004	29584072	5730477	59764054	911634
2005	29810844	5866851	61287699	934876
2006	25663081	5113297	53482897	815822
2007	29180396	5888469	61668912	940691
2008	31510788	6439486	67522718	1029984
2009	32682045	6758934	70953208	1082312
2010	38680807	8104052	85177354	1299286
2011	40653827	8623300	90737650	1384102
2012	42058644	9026816	95084030	1450401
2013	35436593	7705141	117175169	1787377
2014	37657641	8294096	127896400	1950917
2015	39206293	8743472	136567143	2083180
2016	38995364	8796640	138966089	2119773
2017	41959303	9573853	152902157	2332352
2018	45171692	10424003	168234795	2566234
2019	48649669	11353866	185104157	2823558
2020	52416179	12370939	203664094	3106669
2021	56507260	13483600	224082985	3418136
2022	60937998	14700693	246547970	3760815
2023	65750739	16032284	271262861	4137813
2024	70970797	17489119	298453530	4552576
2025	76645461	19083248	328366867	5008871

Tableau 6. 4: Evolution de la vente et du coût d'injection annuelle pour F=60%.

Année	Vente condensat US\$	Vente GPL US\$	Vente gaz sec US\$	Coût d'injection US\$
1999	0	0	0	0
2000	19385011	3425340	35427420	630473
2001	21888888	3920337	40612470	722748
2002	22028253	3993868	41433242	737354
2003	26086199	4790159	49766155	885648
2004	30831025	5740385	59730092	1062969
2005	31189965	5878415	61247271	1089969
2006	26930931	5124270	53443977	951100
2007	30720481	5902174	61619609	1096595
2008	33282388	6455621	67463895	1200601
2009	34623467	6776925	70886824	1261516
2010	28909372	5714913	85091936	1514313
2011	30033728	5992903	90640780	1613061
2012	30755517	6191737	94976814	1690226
2013	36973554	7516826	117035379	2082785
2014	39408863	8089892	127735798	2273212
2015	41148682	8526711	136387658	2427182
2016	41033082	8577136	138776486	2469694
2017	44265398	9333411	152686175	2717234
2018	47773343	10160486	167989586	2989576
2019	51592557	11065144	184825346	3289189
2020	55724354	12054251	203348919	3618838
2021	60217701	13136059	223727577	3981501
2022	65085618	14318996	246148555	4380509
2023	70382942	15612917	270814552	4819470
2024	76121034	17027890	297952496	5302422
2025	82362495	18575705	327807913	5833735

Tableau 6. 5: Evolution de la vente et du coût d'injection annuelle pour F=70%.

	Vente condensat US\$	Vente GPL US\$	Vente gaz sec US\$	Coût d'injection US\$	Coût de forage et complétion US\$
déplétion naturelle (F=0%)	685316409	170984616	1815090723	0	15000000
F=40 %	1112834231	274220795	3419269871	34771435	25000000
F=60 %	1056807513	235716139	3412195050	52049234	25000000
F=70 %	1078754850	223902468	3407576924	60641922	25000000

Tableau 6. 6 : Recettes et dépenses pour chaque taux d'injection.

	Recette US\$	Dépenses US\$	Gain US\$
déplétion naturelle (F=0%)	2671391750	15000000	2656391750
F=40 %	4806324897	59771435,2	4746553461
F=60 %	4704718702	77049234	4627669467
F=70 %	4710234242	85641921	4624592321

Tableau 6. 7 : Calcul du gain.

VI.4 Discussions des résultats :

A partir de l'étude économique comparative entre la déplétion naturelle et le recyclage avec différents taux d'injection, on conclue que le taux le plus rentable est le taux d'injection F=40%, car la récupération en produits condensable est meilleure et les dépenses sont moins importants par rapport les autres taux d'injection.

Les résultats de tous les scénarios pour le champ HR-Sud « niveau A » :

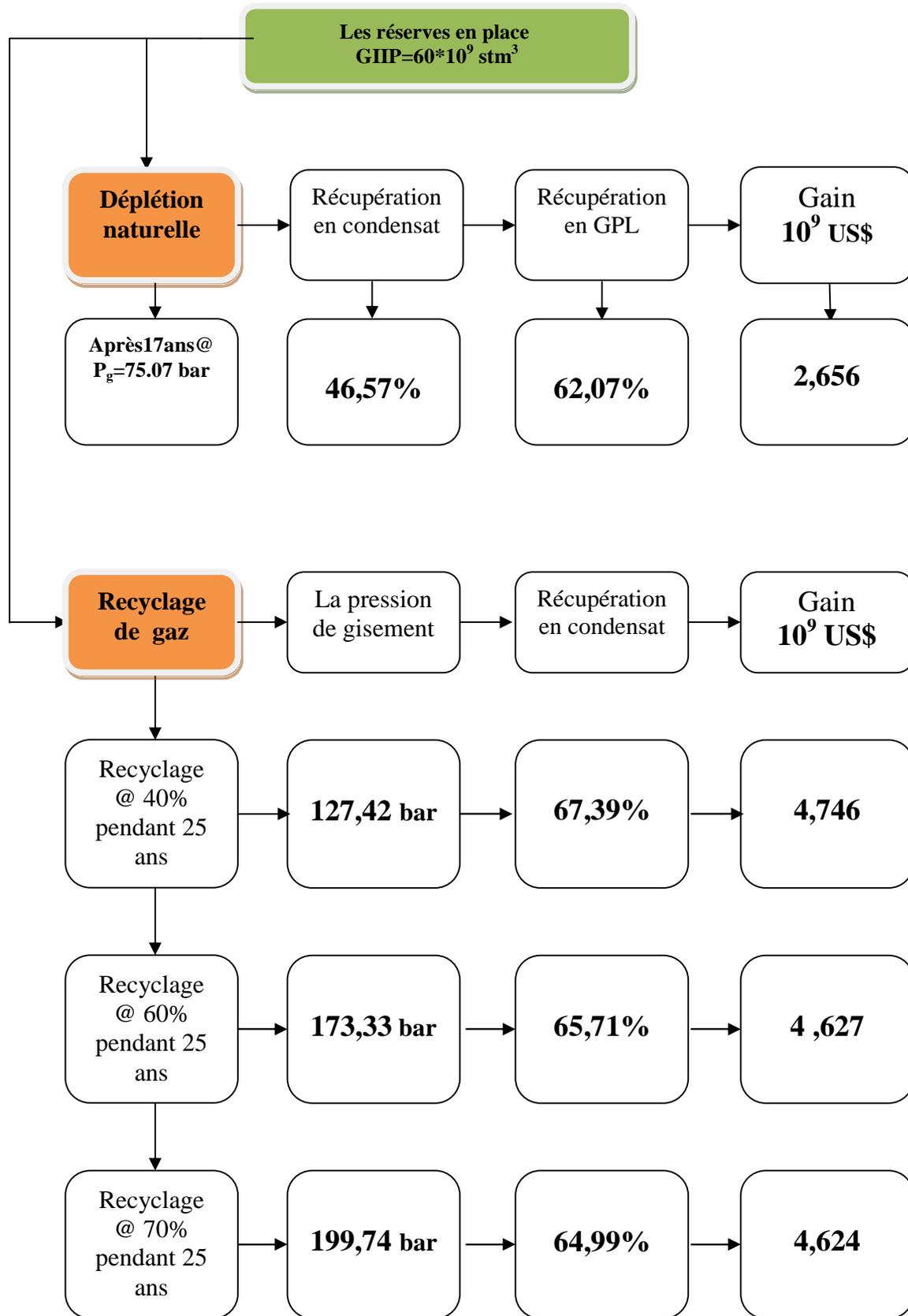


Fig.6. 1: Organigramme des résultats.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

CONCLUSION GENERALE

Suite à l'étude d'optimisation de recyclage de gaz sec dans le réservoir « A » du champ d'Hassi R'mel Sud, on peut conclure avec les points suivants :

- ✓ Les réserves en place estimé par la méthode volumétrique sont de $47.67 \cdot 10^9 \text{ stm}^3$, et celle estimé par la méthode bilan matière sont de $60.28 \cdot 10^9 \text{ stm}^3$, mais cette dernière est la plus juste, car c'est un équilibre entre ce qui sort et ce qui reste, tandis que la méthode volumétrique néglige plusieurs paramètres et prend les valeurs moyennes.
- ✓ Les réserves contiennent $5.672 \cdot 10^6$ tonnes de GPL et $9.956 \cdot 10^6$ tonnes de condensat qui sont des teneurs relativement bonnes.
- ✓ L'étude PVT montre que les récupérations sont bonnes pour le GPL et le gaz sec et moyens pour la gazoline ceci est dû à la condensation rétrograde :
 - $R(\text{GPL}) = 61.207 \%$
 - $R(\text{gasoline}) = 46.298 \%$
 - $R(\text{gaz humide}) = 74.552 \%$
 - $R(\text{gaz sec}) = 75.575 \%$
- ✓ Le recyclage de gaz sec a pour avantage de ralentir le déclin de pression et diminuer le dépôt liquide dans le réservoir, alors que la production de gazoline augmente.
- ✓ L'étude entreprise depuis la mise en service du gisement(2000) jusqu'à l'année 2025 montre des récupérations de gazoline par recyclage (méthode de STILES) qui sont comme suit :
 - Si gisement est exploité par une déplétion naturelle, la pression de gisement sera réduite en 2017 ($P_g=75.07 \text{ bar}$) et la récupération du condensat sera $RC_{5+}=46.57\%$
 - Avec l'injection de 40%, RC_{5+} est de 67.39 % à $P_g=127.42 \text{ bar}$.
 - Avec l'injection de 60%, RC_{5+} est de 65.71 % à $P_g=173.33 \text{ bar}$.
 - Avec l'injection de 70%, RC_{5+} est de 64.99 % à $P_g=199.74 \text{ bar}$.
- ✓ La récupération en condensat est meilleure avec le taux d'injection $F=40\%$ car l'augmentation de ce dernier entraine la diminution de la production nette par l'augmentation de celle du gaz sec provenant de l'injection (augmentation de F_d).
- ✓ L'étude économique a montré que le taux d'injection de 40% est le plus rentable durant les premières 25 ans avec l'épuisement du gisement durant cette période, alors que pour les taux d'injections de 60 % et 70 % le déclin de ce dernier prend une

longue durée, par conséquence, les bénéfices économiques seront récupéré à long terme.

- ✓ Grâce au recyclage, la récupération en condensat dépasse souvent 50%.

RECOMMANDATIONS

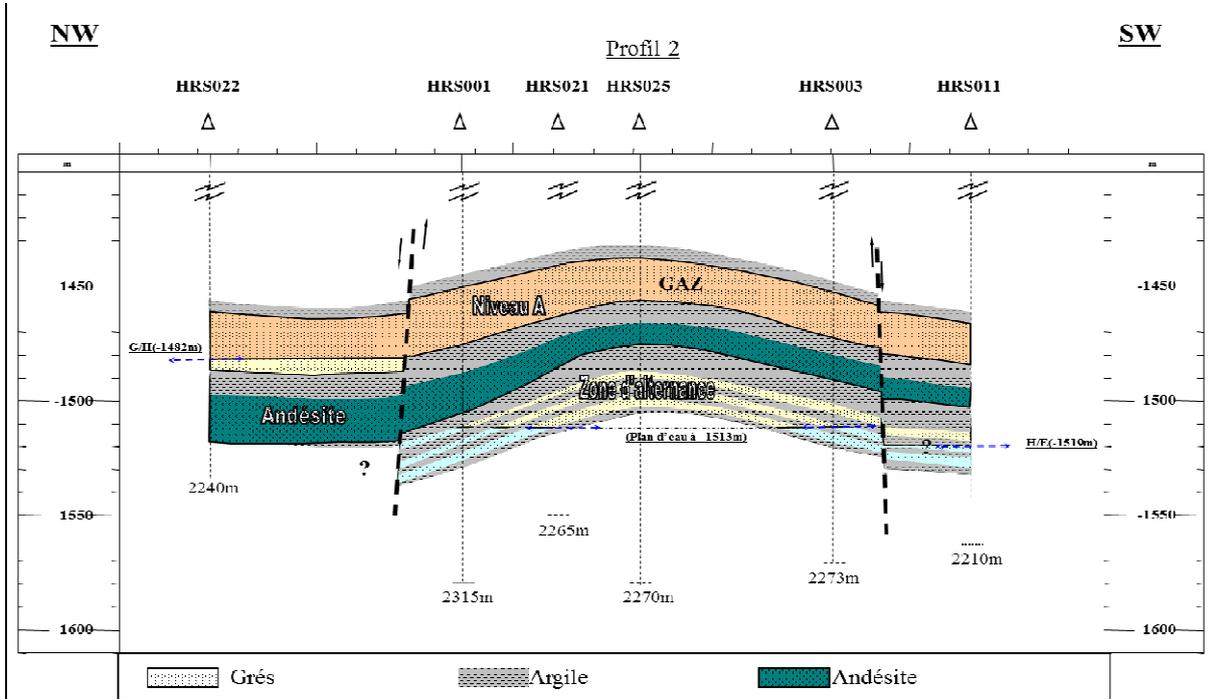
Ainsi, nous recommandons ce qui suit :

- ✓ Des études géologiques plus approfondies sur ce gisement sont nécessaires pour mieux connaître ses caractéristiques géologiques et pétrophysiques pour une meilleure exploitation des ressources énergétiques de ce gisement.
- ✓ Une étude détaillée par simulation du réservoir pour prendre en charge les paramètres d'hétérogénéités de ce dernier, afin de prévoir son comportement.
- ✓ L'établissement de modèle de simulation pour le recyclage de gaz et les comparer avec l'état réel pour prévoir un scénario d'injection optimum.
- ✓ Mise à jour du plan de développement du champ pour maximiser la récupération (conversion des puits producteurs à des puits injecteurs, forage des nouveaux puits).
- ✓ Des mesures régulières de la richesse du gaz en gazoline et GPL, pour permettre de prendre des prévisions justes.
- ✓ Forage des puits horizontaux pour maximiser la récupération du condensat.
- ✓ Espacer les puits injecteurs des puits producteurs pour éviter les percés de gaz.

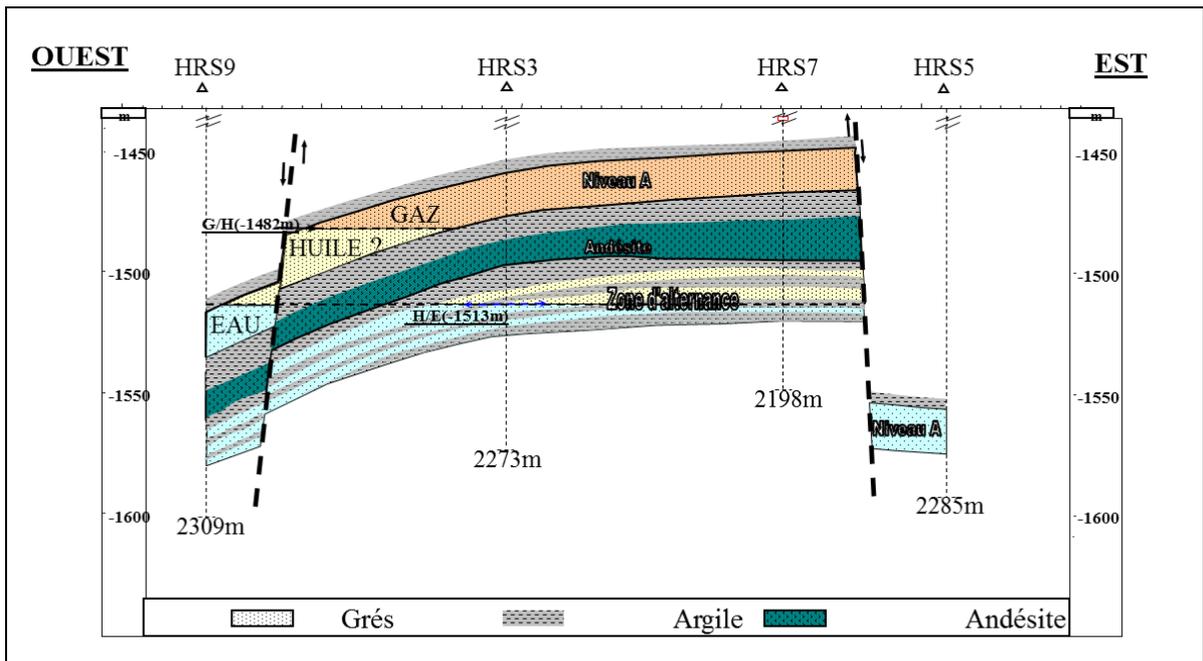
BIBLIOGRAPHIE

1. Rojey, A., « Gas cycling, a new approach», 1998.
2. René Cossé «le gisement, Edition technique», 1988.
3. Afidick, D., Kaczorowki, N., J., «Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir, a Case Study of the Arun Field», Papier SPE 28749, 1994.
4. Moulesmara, I., Benziadi, D., « Etude de l'efficacité du recyclage appliqué à Rhourde Adra, région Rhourde Nouss », 2010.
5. Peter, S., Jacques, H., « Recovery of Gas Condensate by Nitrogen Injection Compared With Methane Injection » Papier SPE 30795, 1998.
6. Ahmed, T., «Equation of State and PVT Analysis, application for improved reservoir modeling», 2007.
7. Ahmed, T., « Reservoir Engineering Handbook, Fourth edition», 2010.
8. Whitson, C., H., «Phase Behavior», 2000.
9. Gravier, J., F., « propriétés des fluides de gisements, Tome 2 », 1986.
10. Adel, H., Tiab, D., « Effect of Gas Recycling on the Enhancement of Condensate Recovery, Case Study: Hassi R'mel South Field, Algeria », Papier SPE 104040, 2006.
11. Belaifa, E., «Effect of Gas Recycling on Enhancement of Condensate Recovery in Toulal Field, Algeria», Papier SPE, 2003.
12. Jacques Hagoort, «Fundamentals of gas reservoir engineering», 1988.
13. Arukhe, I., N., «The Use of Two Phase Compressibility Factors in Predicting Gas Condensate Performance», Papier SPE 159080, 2012.
14. Rayes, D., J., «Two Phase Compressibility Factors for Retrograde Gases», Papier SPE 20055, 1990.
15. W.C.Sheldon, «Calculating Recovery by Cycling a Retrograde Condensate Reservoir», Papier SPE 1655, 1959.

PROFIL GEOLOGIQUE OUEST-EST DU HASSI R'MEL SUD



PROFIL GEOLOGIQUE NO-SE DU HASSI R'MEL SUD



Annexe

La pression de fond statique pour chaque puits en (kgf/cm²) :

Année	HRS001	HRS002	HRS003	HRS011	HRS21	HRS031
1999	282,75	282,46	282,15	281,64		
2000	272,46	272,67	271,17	272,9	272,32	
2001	262,4	263,05	262,1	261,77	262,44	
2002	258,49	256,64	255,4	255,2	255,85	
2003	248,92	250,2	248,8	248,6	249,36	
2004	242,2	242,77	242,21	241,61	242,47	
2005	232,16	232,62	231,88	231,48	232,25	
2006	227,73	229,08	227,46	227,34	227,96	
2007	224,84	226,26	224,54	224,63	224,88	
2008	222,02	223,46	221,79	221,5	222,23	
2009	220,07	221,54	219,64	219,25	220,14	
2010	217,98	217,8	217,68	217,11	218,07	
2011	216,47	217,53	215,63	215,25	215,86	215.95
2012	212,13	214,18	212,06	211,68	212,72	212.63
2013	211,92	213,82	211,13	210,95	211,88	211.78
2014	206,85	207.1	207,45	206,99	208	207.87
2015	203,64	205,09	203,17	202,74	203,77	204.17

Débits de productions pour chaque puits(Mstm³/j) :

Année	HRS001	HRS002	HRS003	HRS011	HRS021	HRS031	Q _{moy} (Mstm ³ /j)
2000	1367.49	1332.67	1473.50	1362.42	1218.74	0	1350.79
2001	1292.16	1270.50	1494.12	1348.83	1382.32	0	1357.65
2002	1454.38	1502.37	1394.89	867.81	1411.90	0	1326.45
2003	1527.52	1364.16	1429.14	1229.33	1349.66	0	1380.00
2004	1566.50	1440.21	1548.58	1313.88	1577.90	0	1489.26
2005	1615.94	1210.12	1371.11	1152.55	1668.02	0	1403.54
2006	1539.42	0	1306.58	1155.16	1584.30	0	1113.47
2007	1618.16	0	1283.22	1190.42	1697.59	0	1156.47
2008	1653.67	0	1300.86	1153.27	1642.93	0	1148.28
2009	1629.10	0	1273.89	1040.24	1598.10	0	1104.99
2010	1563.95	0	1405.05	1097.72	1562.94	660.94	1073.00
2011	1381.01	0	1284.05	1098.12	1387.08	693.84	971.85
2012	1453.86	0	1351.68	898.03	1197.69	678.32	927.79
2013	1458.02	0	1223.04	1083.49	1272.97	1194.94	1036.51
2014	1333.81	0	1146.78	1222.09	1132.62	1271.30	1221.32
2015	1431.00	0	1113.31	970.77	1181.12	1230.67	1185.39

Annexe

Débits d'injections pour chaque puits(Mstm³/j) :

Année	HRS004	HRSi001	HRSi002	HRSi003	Q_{inj} (Mstm³/j)
2000	1420.58	636.33	620.93	613.70	823.03
2001	1416.78	949.10	925.44	1399.29	1172.72
2002	1064.72	1231.49	879.86	2193.58	1342.37
2003	1535.09	1022.29	1229.15	1408.94	1298.70
2004	1673.89	767.90	715.74	1177.26	1083.44
2005	1521.33	806.25	684.02	897.38	977.18
2006	1515.41	1012.65	719.29	868.95	1029.27
2007	1656.16	994.34	732.19	771.84	1038.58
2008	1601.62	1160.65	854.67	672.37	1072.15
2009	1164.61	791.59	844.52	714.83	878.69
2010	1462.53	975.22	814.78	762.30	1004.50
2011	1773.02	1110.88	989.69	1022.00	1223.94
2012	1931.89	1068.81	979.14	1000.89	1245.30
2013	2024.51	1136.86	968.20	1053.61	1295.97
2014	1577.88	981.21	789.48	821.59	1042.57
2015	1466.13	1226.78	786.87	685.07	1041.62

PROGRAMME MALAB POUR L'OPTIMISATION DE TAUX
D'INJECTION DANS LE CHAMP HR-SUD :

%%
%%
%%
%%
%%
%%

```
function [Pg]= PRESSION(P,GP,F)
% Pression initial
PA=282.25;
% Facteur de compressibilité biphasique initial
Z2i=0.897192868;
% Les réserves initial en place
G=60.28E9;
% Pourcentage du gaz sec
Fsec=95.9572339942974+1.45299238706239E-02*P+1.18881738054558E-
04*P^2+3.05429904621603E-07*P^3+3.18691685811597E-10*P^4;
% Facteur de compressibilité biphasique
Z2= 0.195571057299811+8.32181614251078*10^(-03)*P-3.4208866271364*10^(-
05)*P.^2+4.09158354189133E-08*P.^3+2.4847269745459*10^(-11)*P.^4;
% Facteur de compressibilité du gaz injecté
ZINJ=0.170532652480676+8.94949778714999E-03*P+3.96395937321467E-
05*P.^2+6.04192639369925E-08*P.^3;
% L'équation de bilan matière
Pg=(G*Z2i/PA)-(F*Fsec/100*GP*Z2./P)-(G-GP)*ZINJ./P;
end
```

PROGRAMME D'EXECUTION :

clearall

%%OPTIMISATION DU RECYCLAGE DE GAZ DANS LE RESERVOIR "A" DANS LE
GISEMENT HR-SUD

%La production annuelle

```
DGP=[0,2356386000,2454772000,2275946000,2484299000,2709617000,2525034000,200252000
0,2098426000,2088071000,1994089000,2175524000,2106216000,2005887000,2246501000,2228
460000,2162590000,2000000000,2000000000,2000000000,2000000000,2000000000,2000000000
,2000000000,2000000000,2000000000,2000000000];
```

%Cumul de production

```
GPC=[0,2356386000,4811158000,7087104000,9571403000,12281020000,14806054000,1680857
4000,18907000000,20995071000,22989160000,25164684000,27270900000,29276787000,315232
88000,33751748000,35914338000,37914338000,39914338000,41914338000,43914338000,45914
338000,47914338000,49914338000,51914338000,53914338000,55914338000];
```

%Taux d'injection

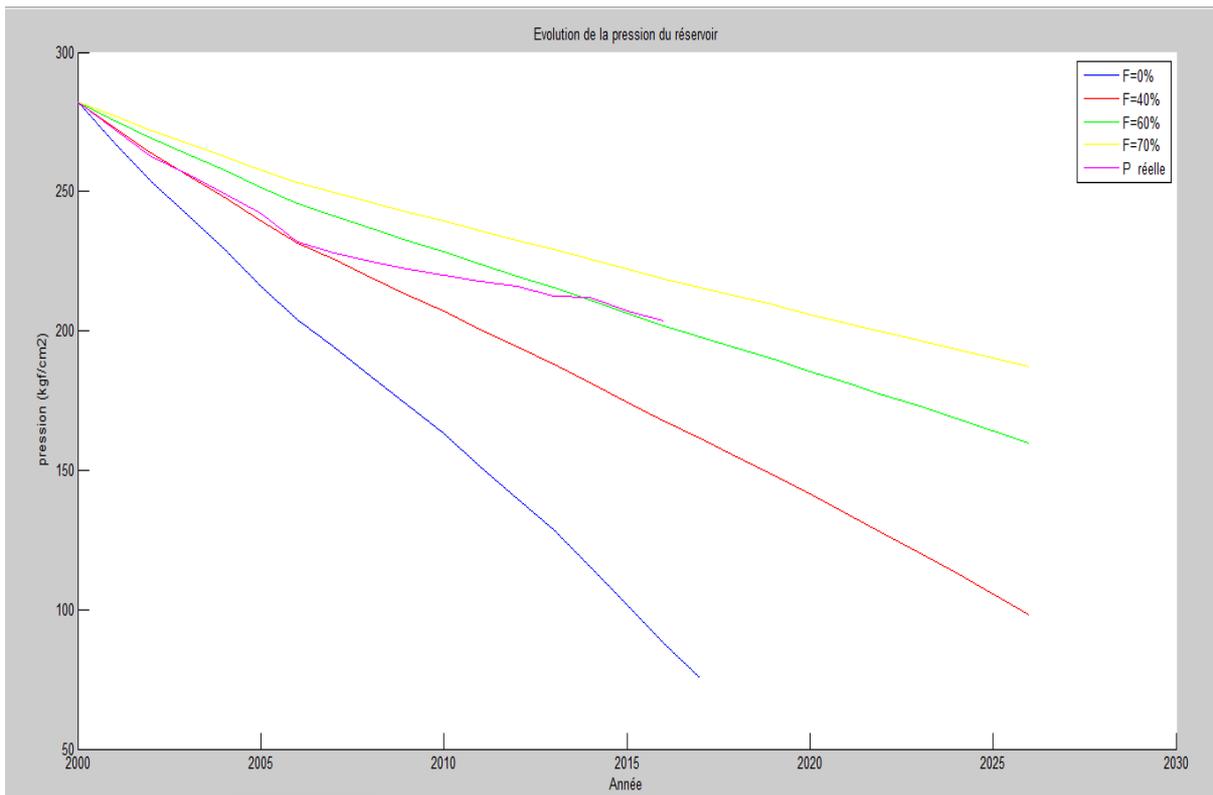
```
F=0.6;
```

Annexe

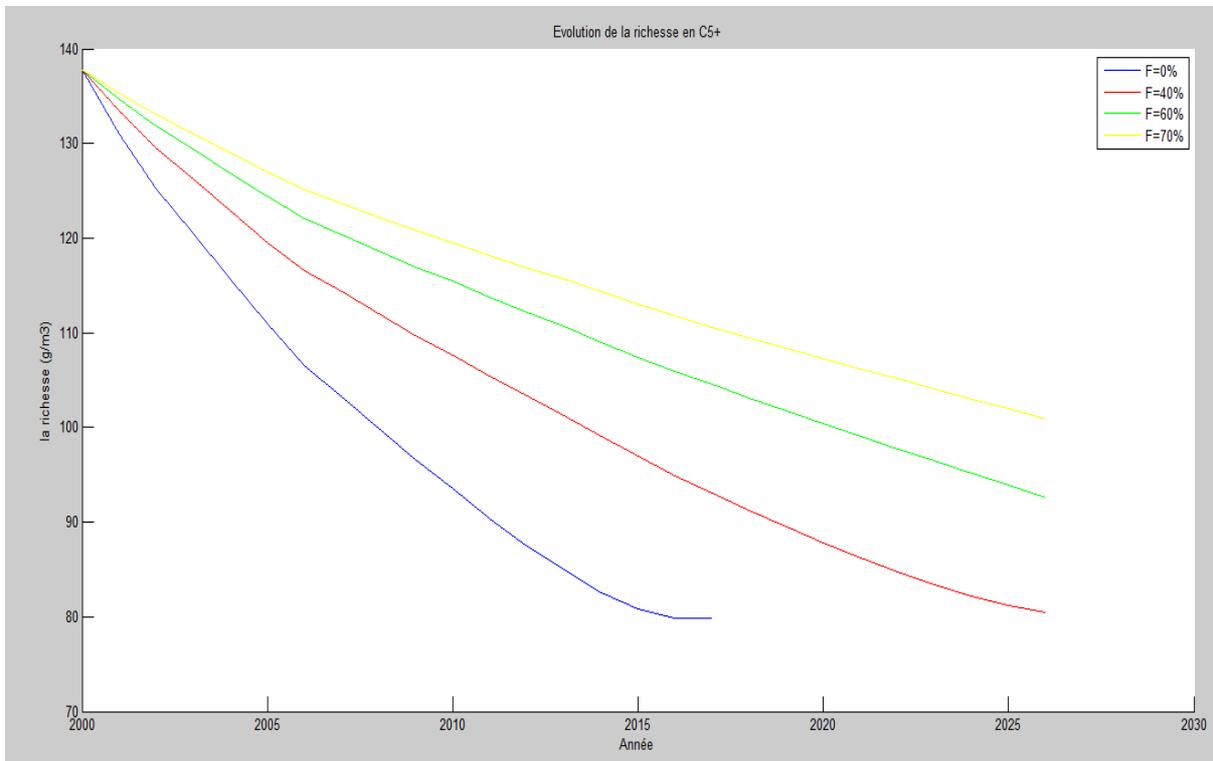
```
%Les réserves initial en place
G=60.28E9;
%Nombre d'année
a=length(GPC);
%Calcul de pression prévisionnelle
n=0;
for i=1:a
    GP=GPC(i);
    w=fzero(@(P)PRESSION(P,GP,F),311);
if w>70
    n=n+1;
end
L(i)=w;
end
L;
a=n;
L=L(1:n);
DGP=DGP(1:n);
GPC=GPC(1:n);
% La figure ``l'évolution de la pression ``
figure(1)
hold on
plot([2000:1:(n+1999)],L,'b')
title('l'évolution de la pression')
xlabel('Année')
ylabel('pression (kgf/cm2)')
% Calcul du pourcentage de gaz sec
Fsec=95.9572339942974+1.45299238706239E-02*L+1.18881738054558E-
04*L.^2+3.05429904621603E-07*L.^3+3.18691685811597E-10*L.^4;
% Le gaz sec produit
GPsec=Fsec.*GPC/100;
% Volume du gaz à injecter
Ginj=F*GPsec;
% Volume pore injected
Vpinj=Ginj/G;
% Calcul de la fraction Fd
for i=1:n
if Vpinj(i)<0.28325745
    Fdd=0;
else
    Fdd= 0.13267348104*log(Vpinj(i)) + 0.47858409021 ;
end
Fdd(i)=Fdd;
end
%Le gaz sec provenant de l'injection
Gprov=Fd.*DGP;
%La production nette pour chaque année
```

Annexe

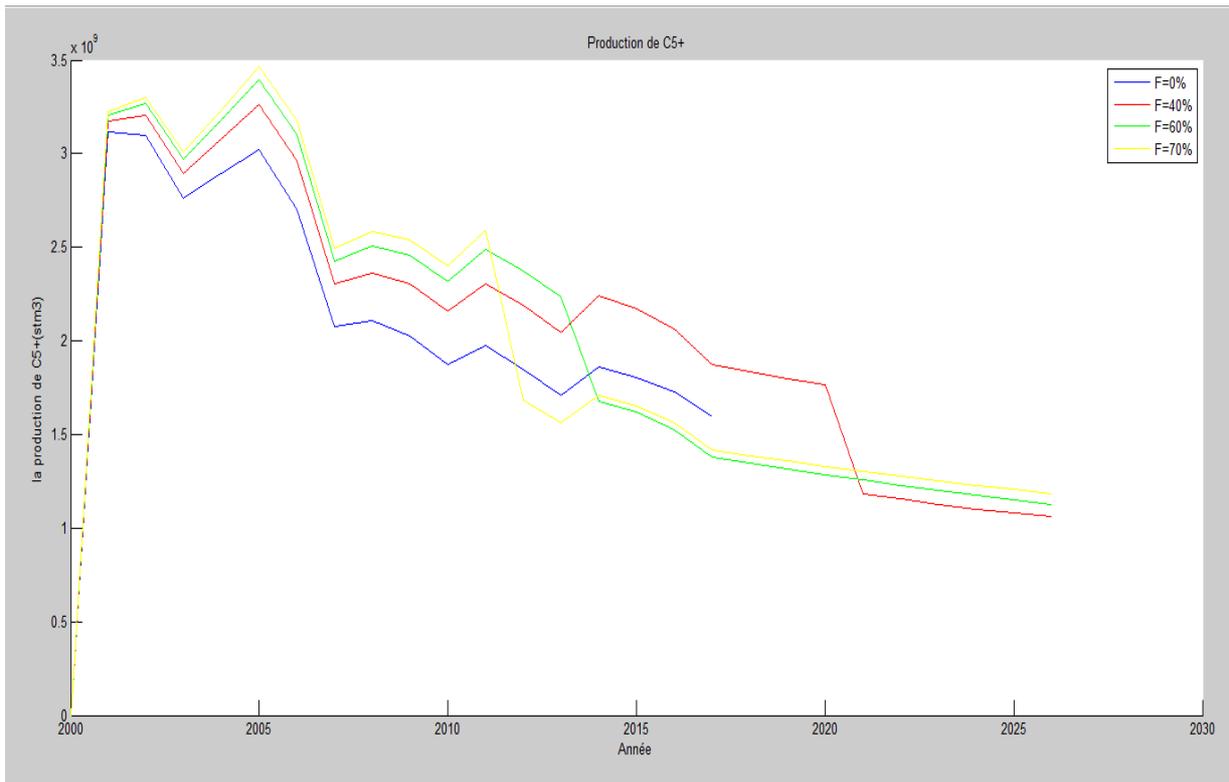
```
DGPnet=DGP-Gprov;
%Calcul de la richesse en C5+
for i=1:n
    S=L(i);
    K(i)= 106.345628052782-0.753771863813444*S+0.00663480895184467*S^2-
0.0000188960704427594*S^3+2.21287127774605E-08*S^4;
end
% La figure "l'évolution de la richesse "
figure(2)
hold on
plot([2000:1:(n+1999)],K,'b')
title('l'évolution de la richesse en C5+')
xlabel('Année')
ylabel('la richesse (g/m3)')
%Production de C5+ pour chaque année
DGPC5=K.*DGPnet/100;
% La figure "la production de C5+"
figure(3)
hold on
plot([2000:1:(n+1999)],DGPC5,'b')
title('la production de C5+')
xlabel('Année')
ylabel('la production de C5+(stm3)')
% Cumul de la production de C5+
GPC5=0*K;
for i=2:n
    GPC5(i)=DGPC5(i)+GPC5(i-1);
end
% La figure "Taux de récupération de C5+"
figure(4)
hold on
plot([2000:1:(n+1999)],(GPC5/821.6/10^6),'b')
title('la récupération de C5+')
xlabel('Année')
ylabel('la récupération de C5+ (%)')
```



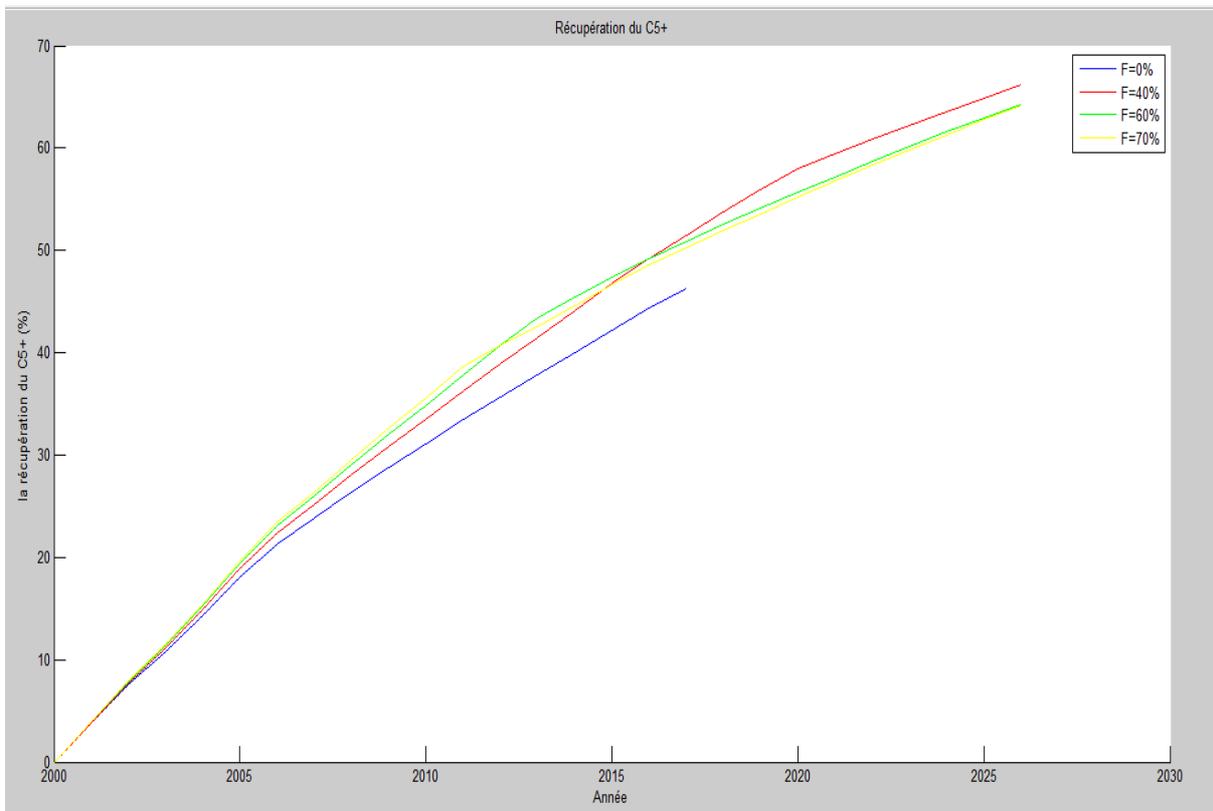
Evolution de la pression avec la variation de taux d'injection.



Evolution de la richesse avec différents taux d'injection.



Evolution de la récupération de C₅₊ avec différents taux d'injection.



Evolution de cumule de condensat avec différents taux d'injection.