

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**

N° Série: ...../2018



**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES SCIENCES  
DE LA TERRE ET L'UNIVERS  
DEPARTEMENT DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES**

**MEMOIRE DE FIN D'ETUDES  
EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME  
DE MASTER EN PRODUCTION**

Présenté par :

**GHERBI Zakaria, LEGHRIB Oussama , AMRANI Yassin**

**-Thème-**

**Etude l'efficacité de recyclage de gaz sur la récupération  
de condensat au champ de Hassi R'mel Sud**

Soutenue le : 24 / 06 / 2018 devant le jury :

<b>Mr : DADEN AbdelGhafour .</b>	<b>M.C</b>	<b>UKM OUARGLA</b>	<b>Président</b>
<b>Mr : ARBAOUI Mohamed Ali</b>	<b>M.A.A</b>	<b>UKM OUARGLA</b>	<b>Examineur</b>
<b>Mr : OUAZAZI Mohamed</b>	<b>M.C</b>	<b>UKM OUARGLA</b>	<b>Encadreur</b>
<b>Mr : ATLILI MOHAMED EL HADI</b>	<b>Ingénieur</b>	<b>UKM OUARGLA</b>	<b>Co-encadreur</b>

**Année universitaire : 2017/2018**

## *Remerciement*

*Voici venu le temps de mettre un point final à ce manuscrit et à ces années de travaux de recherche effectués au sein du facultés des hydrocarbures de l'université Kasdi merbah, sous la direction de Mr. ATILILI M<sup>ED</sup> ELHADI cou l'encadreure pour la confiance dont il a toujours fait preuve à mon égard et pour ses perpétuels encouragements. et mon l'encadreure Mr. Ouazzazi med.*

*Je tiens à remercier Mr. DADEN, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. ARBAOUI qui ont accepté d'examiner mon travail.*

*Mes remerciements vont également à tous le personnel de département des hydrocarbures : (la responsable de division de production M<sup>me</sup> zarrouki abd el hamide, Mes sincère gratitude va aussi à chatti djamal eldinne.*

*Enfin, dans ces dernières lignes je tiens à remercier mes parents , mes sœurs et mes frères , les conseils et les encouragements qu'ils m'ont toujours prodigués ainsi que pour leur soutien tant moral que financier. Sans eux, je ne serais pas où j'en suis et ce que je suis.*

*Merci encore à tous.*



## *Je dédie ce modeste travail à:*

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué  
pleinement à l'aboutissement et la réussite de mon  
parcours scolaire.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements,  
son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice  
afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.  
Mes dédicaces s'adressent également à mes chers  
frères . à toutes mes sœurs et à tous les membres de  
ma famille*

*Aussi je dédie ce travail à tous mes chers amis  
surtout:*

*Oussama Zaki Yassin Fares Mohammed ADEL et  
les autres à l'université Kasdi Merbah.*

*oussama*

## *Je dédie ce modeste travail à:*

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué  
pleinement à l'aboutissement et la réussite de mon  
parcours scolaire.*

*A mon très cher père, pour ses encouragements,  
son soutien, et son sacrifice afin que rien n'entrave le  
déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers  
frères. et à tous les membres de ma famille*

*Aussi je dédie ce travail à tous mes chers amis  
surtout: Mon binomes :Ossama et zakaria*

*Oussama Zaki Fares Mohammed Ahmed Bilal Jaber  
Issam Fetah et l'équipe de louis et les autres de  
l'université Kasdi Merbah.*

*yassin*

## *Je dédie ce modeste travail à:*

*Ma très chère mère qui m'a soutenu et contribué  
pleinement à l'aboutissement et la réussite de mon  
parcours scolaire.*

*À mon très cher père (lah yarhmo), pour ses  
encouragements, son soutien, surtout pour son amour  
et son sacrifice afin que rien n'entrave le  
déroulement de mes études.*

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chères  
sœurs et frères Kawtar Rihab et Safa et surtout  
Moaad à tous les membres  
de ma famille.*

*Mon binomes :Ossama et Yassin*

*Aussi je dédie ce travail à tous mes chers amis surtout:  
Jaber, Issam, Kader fares bilah salah mohamed lamin  
et les autres à l'université Kasdi Merbah.*

*zakaria*

## Résumé

Notre travail consiste à étudier l'effet de la réinjection de gaz au niveau du champ Sud par rapport à la récupération de gaz à condensat, le problème posé dans cette région est la chute de pression de réservoir au-dessous de pression de rosée suite à une perte rapide de productivité. C'est pour cela le maintien de pression par l'injection de gaz est primordial dans ces conditions.

L'objectif de cette étude consiste à optimiser l'injection du gaz, cette optimisation se traduit à trouver une combinaison optimale entre les volumes du gaz injectés et les volumes récupérée de condensat par déplétion naturelle et par recyclage. Le travail est s'effectuer à l'aide des programmes informatiques : XLSTAT et MBAL.

**Mots-clés :** Hassi R'mel, champ, pression de rosée, réinjection, gaz condensat, la productivité, déplétion naturelle.

## المخلص

يتمثل عملنا في دراسة تأثير إعادة حقن الغاز في الحقل الجنوبي بالنسبة للغاز المكثف، العائق المطروح في هذه المنطقة يتمثل في انخفاض ضغط الخزان تحت قيمة ضغط الندى بسبب الضياع السريع في الإنتاجية. ولهذا للحفاظ على الضغط عن طريق الحقن الغاز ضروري في هذه الظروف.

هدف هذه الدراسة يتمثل في تحسين حقن الغاز، هذا التحسين يتجسد في إيجاد علاقة مثالية بين حجم الغاز المحقون و حجم الغاز المكثف المستخرج باستنفاد الطبيعي و إستخلاصه. يتم العمل باستخدام برامج الحاسوب XLSTAT و MBAL .

**الكلمات المفتاحية :** حاسي الرمل، حقل، ضغط الندى، إعادة الحقن، الغاز المكثف، الإنتاجية، الاستنفاد الطبيعي.

## **Abstract**

Our work consists in studying effect of the reinjection of gas of South field by report the recovery condensate, the problem posed in this region is decreased by the reduction of pressure reservoir under pressure following a rapid loss of productivity. for that maintaining the pressure by injecting gas is essential in these conditions..

The objective of this study is to optimize the injection of gas, this optimization is to find an optimal combination between the injected gas volumes and the volumes retrieved from condensate by natural depletion and recycling. The work is done using computer programmes: XLSTAT and MBAL

**Key words:** Hassi R'mel, field, dew pressure, re-injection, gas condensate, productivity, natural depletion, recycling.



# SOMMAIRE

Remerciement	I
Dédicaces	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Liste des Graphe	VI
Liste Symboles - abréviations	VII
Introduction générale .....	1

## CHAPITRE I : GAZ NATUREL DANS LE MONDE ET EN ALGERIE

I.1.Introduction.....	2
I.2. Les différents types de gaz .....	3
I.3. Caractéristiques du gaz naturel .....	3
I.4. Le gaz naturel dans le monde .....	4
I.4.1. Les réserves de gaz naturel.....	4
I.4.2. Réserves prouvées de gaz naturel.....	5
I.4.3. La consommation de gaz naturel.....	7
I.5. Le gaz naturel en Algérie.....	8
I.5.1 Le gaz naturel en Algérie .....	8
I.5.2. Production du gaz naturel en Algérie.....	10

## CHAPITRE II: GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI-R'MEL

I. Introduction.....	11
II.2. Situation Géographique.....	11
II.3. Historique du Champ de Hassi R'mel.....	12
II.4. La structure.....	13
II.5. Caractéristique de la roche.....	14
II.6. Caractéristiques des fluides du gisement.....	14
II.7. Caractéristique De réservoir.....	15
II.7.1. Le Reservoir A.....	15
II.7.2 . Le Réservoir B.....	16
II-7.3. Le Réservoir C.....	17
II-8. Développement du Champ de Hassi R'mel.....	17
II.9. La capacité de production actuelle.....	17

## CHAPITRE III : ESTIMATION DE RESERVE ET ETUDE PVT

III.1. Estimation de Reserve.....	19
III.1.1. Introduction.....	19
III.1.2. Détermination des Réserves.....	19
III.1.2.1 Méthode volumétrique (Monte Carlo).....	19
III.1.2.1.1. Principe de la méthode.....	20
III.1.2.2. Méthode bilan matière.....	21

III-1.2.2.1 Principe pour les réservoirs a gaz.....	21
III.1.3. Calcul des réserves du réservoir HRS.....	22
III.1.4. Détermination des paramètres de récupération.....	23
III.1.5. Historique de la production.....	24
III.1.6. Conclusion.....	25
III.2. Etude PVT.....	26
III.2.1.Introduction.....	26
III.2.2. Différent gisements de gaz.....	26
III.2.2.1. Gisement de gaz humide.....	26
III.2.2.2 Gisement de gaz sec.....	27
III.2.2.3. Gisement a Gaz condensat.....	27
III.2.3. L'échantillonnage.....	28
III.2.3.1. Les données d'échantillonnage.....	29
III.2.3.2. Facteur de compressibilité.....	30
III.2.4. Évolution des paramètres.....	31

## CHAPITRE IV : RECYCLAGE ET RECUPERATION DE GAZ

IV.1. Introduction.....	35
IV.2. Gaz d'injection.....	36
IV.3. Taux d'injection optimal.....	36
IV.3.1 Interprétation des graphes.....	38
IV.4. Durée d'injection optimale.....	38
IV.4.1. Interprétation des résultats.....	39
IV.5.Calcul de la production de condensât.....	39
IV.6. Production du champ Sud sans recyclage.....	40
IV.7. Production du champ sud avec recyclage.....	43
IV.8. Conclusion.....	48
IV.9. Etudes économique.....	48
IV.9.1. Objectif de l'étude.....	48
Conclusion générale.....	50
Recommandation.....	51
bibliographie	
Annex	

## Liste de Figure

<b>I.1</b>	<b>Schéma Simplifié Du Process De Formation De Gaz</b>	<b>02</b>
<b>I.2</b>	<b>Répartition des réserves prouvées de gaz naturel par zone géographique (2015)</b>	<b>04</b>
<b>I.3</b>	<b>carte de réserves prouvées varie selon les pays en monde</b>	<b>05</b>
<b>I.4</b>	<b>Evolution au cours des 10 dernières années</b>	<b>07</b>
<b>I.5</b>	<b>Consommation de gaz par « zones géographiques</b>	<b>08</b>
<b>I.6</b>	<b>Répartition des Réserves Gazière en Algérie</b>	<b>09</b>
<b>II.1</b>	<b>Position Géographique De Hassi R'mel</b>	<b>11</b>
<b>II.2</b>	<b>Situation Géographique le Champ de Hassi R'mel</b>	<b>12</b>
<b>II.3</b>	<b>La Carte Géométrique des Champs de Hassi R'mel et les Sites des Modules</b>	<b>13</b>
<b>III.1</b>	<b>Les Différentes Catégories de Réserve</b>	<b>20</b>
<b>III.2</b>	<b>Diagramme de phase (P-T ) d'un gaz humide</b>	<b>26</b>
<b>III.3</b>	<b>Diagramme de phase (P.T ) d'un gaz sec</b>	<b>27</b>
<b>III.4</b>	<b>Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz à condensat</b>	<b>28</b>

## Liste Des Tableau

<b>I.1</b>	<b>Classement des réserves prouvées du gaz</b>	<b>06</b>
<b>II.1</b>	<b>Teneur en C3+ , C5+</b>	<b>14</b>
<b>II.2</b>	<b>Caractéristique de Roche réservoir</b>	<b>16</b>
<b>III.1</b>	<b>Représentation des paramètres pour calculer le réserve</b>	<b>22</b>
<b>III.2</b>	<b>L'évolution de la production du gisement de niveau "A" Sud</b>	<b>24</b>
<b>III.3</b>	<b>Composition du fluide de réservoir sud</b>	<b>30</b>
<b>III.4</b>	<b>les Evolution des propriétés de fluide de réservoir zone sud</b>	<b>31</b>
<b>IV.1</b>	<b>Composition du gaz d'injection</b>	<b>36</b>
<b>IV.2</b>	<b>Production du champ Sud sans recyclage</b>	<b>41</b>
<b>IV.3</b>	<b>Production prévisionnel de champ sud avec recyclage</b>	<b>43</b>
<b>IV.4</b>	<b>Production cumul de condensat</b>	<b>45</b>
<b>IV.5</b>	<b>Production cumul de GPL</b>	<b>47</b>
<b>IV.6</b>	<b>Prix de vente de gaz GPL et condensat et Gaz sec</b>	<b>49</b>
<b>IV.7</b>	<b>Les gains de production</b>	<b>49</b>

## Liste de Graphe

<b>III.1</b>	<b>Graphe Représente le Réserve</b>	<b>23</b>
<b>III.2</b>	<b>Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression</b>	<b>32</b>
<b>III.3</b>	<b>Evolution du Bg en fonction de la pression</b>	<b>32</b>
<b>III.4</b>	<b>Evolution de la masse volumique en fonction de la pression</b>	<b>33</b>
<b>III.5</b>	<b>Evolution de la masse volumique en fonction de la pression</b>	<b>33</b>
<b>III.6</b>	<b>Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression</b>	<b>34</b>
<b>III.7</b>	<b>Evolution du Bg en fonction de la pression</b>	<b>34</b>
<b>IV.1</b>	<b>Taux de récupération du condensât en fonction du taux d'injection</b>	<b>37</b>
<b>IV.2</b>	<b>Le déclin de <math>P_{rés}</math> pour différent taux d'injection</b>	<b>38</b>
<b>IV.3</b>	<b>Taux de récupération de condensât en fonction de la durée d'injection</b>	<b>39</b>
<b>IV.4</b>	<b>Production prévisionnel de condensat sans recyclage</b>	<b>42</b>
<b>IV.5</b>	<b>Production prévisionnel de GPL sans recyclage</b>	<b>42</b>
<b>IV.6</b>	<b>Production prévisionnel de GPL avec recyclage</b>	<b>44</b>
<b>IV.7</b>	<b>Production prévisionnel de GPL avec recyclage</b>	<b>44</b>
<b>IV.8</b>	<b>Production prévisionnelle cumulée de condensât</b>	<b>46</b>
<b>IV.9</b>	<b>Production prévisionnelle cumulée GPL</b>	<b>48</b>

## LISTE DES SYMBOLES

HRS	HASSI R'MEL Sud
CF	Condition de fond
$\Phi$	La porosité (%)
K	La perméabilité ( md)
$S_w$	Saturation d'eau (%)
$P_i$	Pression de gisement aux condition initiales (kg/cm <sup>3</sup> )
$T_i$	Température initial ( c°)
$d_g$	Densité de gaz
$M_i$	Masse molaire aux conditions initiales ( g/ mole)
$Y_i$	Fraction molaire aux conditions initiales
$V_R$	Volume de la roche (m <sup>3</sup> )
$h_u$	Hauteur utile (m)
$h_t$	Hauteur total (m)
N	Réserve d'huile en place (std m <sup>3</sup> )
G	Réserve de gaz en place (std m <sup>3</sup> )
FVF	Facteur volumétrique de formation (m <sup>3</sup> )
G	Volume de gaz (m <sup>3</sup> )
$B_{gi}$	Facteur volumétrique de formation pour le gaz aux conditions initiales(m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
$G_{cumul}$	Volume de gaz produit (m <sup>3</sup> )
$B_g$	Facteur volumétrique de formation pour le gaz ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
$G_{inj}$	Volume de gaz injecté (m <sup>3</sup> )
$B_{ginj}$	Facteur volumétrique de formation pour le gaz injecté aux conditions initiales ( m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )
$W_e$	Volume d'entrée d'eau
$W_p$	Volume d'eau produit (m <sup>3</sup> )
$B_w$	Facteur volumétrique de formation pour l' eau ( m <sup>3</sup> )
$n_i$	Nombre de mole de gaz initial
$n_f$	Nombre de mole de gaz restant dans le réservoir
$\eta_R$	Le coefficient du récupération (%)
$G_p$	Volume de gaz produit (m <sup>3</sup> )
$G_{cum}$	La cumul de volume de gaz (m <sup>3</sup> )
$Z_i$	Facteur de compressibilité aux condition initiales
R	Réserve récupérable (%)
$\eta$	Taux de récupération (%)
$Q_T$	Débit total (st m <sup>3</sup> /j)
$T_r$	Température de Réservoir
$T_{cc}$	Température Critique condensation
$P_r$	Pression de rossée
Prés	Pression de Réservoir
F	Taux d'injection (%)

$\rho$	Masse volumique
CF	Volume de gaz initialement en place (scf)
RN	Roud nous
QZH	Quoirtz hamra
HR	Hassi R'mel
IN AS	Ain Aminas

## INTRODUCTION GENERALE

Le gaz joue un rôle énergétique croissant et occupe une place prépondérante dans le monde. C'est pour cela l'Algérie a consacré une grande importance à ce secteur et particulièrement au secteur des hydrocarbures et de gaz, depuis sa nationalisation en février 1971. L'Algérie parmi les pays producteurs du gaz naturelle au monde plus grande de partie de production est assurée par le gisement de la région de Hassi R'Mel, Ce gisement est classé parmi les champs de gaz les plus importante dans le monde, il s'étend sur une superficie d'environ 3700 Km<sup>2</sup>.

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

Cependant, le gisement de gaz a condensât présente une particularité dans l'exploitation pétrolière. En effet, la chute de pression provoque une condensation rétrograde de quelques pourcentages de la phase gazeuse formant une zone de liquide d'une certaine saturation aux abords du puits lors de la production.

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 qualité de production est à peu près constante.

Le recyclage d'un réservoir de gaz a condensât peut s'effectuer a la pression de découverte ou a une pression inférieure après une période de déplétion , c'est le cas de la structure de Hassi R'mel Sud. Donc le recyclage de gaz sec peut minimiser cette perte de condensat par double effet :

- ✓ Limiter la chute de pression de réservoir
- ✓ Revaporiser le condensat déposé dans des zones du gisement soumis a l'injection.

L'objectif principale de ce travail est essayer d'apporter des réponses à ces questions, l'étude se portera sur l'estimation des réserves de gaz du champ, une analyse PVT, l'analyse du déclin de production par déplétion naturelle et par recyclage et en fin étude économique.



# CHAPITRE I

## **GAZ NATUREL DANS LE MONDE ET EN ALGERIE**

## I.1. Introduction :

Le gaz naturel est une énergie fossile comme la houille, le charbon ou le lignite. C'est un mélange dont le constituant principal de 75 % à 95 % de méthane (CH<sub>4</sub>).

Le gaz joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ces réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation notamment dans des secteurs à fort valeur ajoutée : industriel de précision.

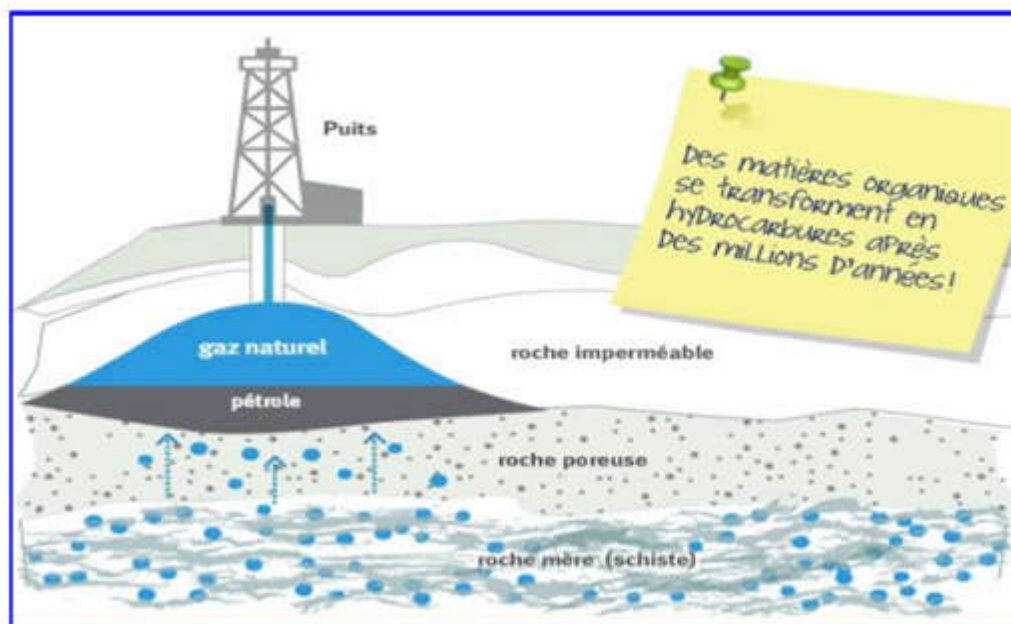


Figure I.1 : Schéma simplifié du processus de formation de gaz .[01]

## I.2. Les différents types de gaz :

Il existe plusieurs formes et types de gaz naturel, se distinguant par leur origine ; composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent avec l'apparition d'une phase liquide dépend des conditions de température et de pression dans le réservoir et en surface, ce qui conduit à distinguer les types suivants : [02]

- ✓ **Gaz sec** : ne forme pas de gaz liquide dans les conditions de pression et de température dans lesquelles il est produit ou utilisé.
- ✓ **Gaz humide** : forme une phase liquide au cours de production dans les conditions de surface, sans qu'il y ait condensation rétrograde dans le gisement.

- ✓ **Gaz a condensât** : Mélange d'hydrocarbures qui, maintenu à l'état gazeux dans les conditions de pression et de température du gisement, deviennent liquides lorsqu'ils atteignent la surface.
- ✓ **Gaz associé** : Il s'agit de gaz présent en solution dans le pétrole. Il est séparé lors de l'extraction de ce dernier. Pendant longtemps, il était considéré comme un déchet et détruit en torchère, ce qui une partie est soit réinjectée dans les gisements de pétrole (contribuant à y maintenir la pression et à maximiser l'extraction du pétrole).
- ✓ **Gaz de schiste** : Le gaz de schiste est piégé dans des roches très compactes et imperméables. Sa production nécessite des techniques très spécifiques.
- ✓ **Gaz biogénique** : Le gaz biogénique est issu de la fermentation par des bactéries de sédiments organiques. À l'instar de la tourbe, c'est un combustible fossile mais dont le cycle est relativement rapide. Les gisements biogéniques sont en général petits et situés à faible profondeur. Ils représentent environ 20 % des réserves connues de gaz conventionnel. Le gaz biogénique a moins de valeur par mètre cube que le gaz thermogénique, car il contient une part non négligeable de gaz non combustibles (notamment du dioxyde de carbone) et ne fournit pas d'hydrocarbures plus lourds que le méthane.

### I.3. Caractéristiques du gaz naturel :

le gaz naturel est caractérisé par les propriétés thermodynamique suivantes :

#### . **Densité** :

Pour un gaz elle est définie par le rapport de sa masse volumique à celle de l'air dans les conditions déterminées de la température et de la pression.

#### . **Pouvoir calorifique** :

Le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur exprimée en Kwh ou MJ, qui serait dégagée par la combustion complète de un (1) mètre cube normal ( $m^3(n)$ ) de gaz sec dans l'air à une pression absolue constante et égale à 1,01325 bar, le gaz et l'air étant à une température initiale de 0 °C (zéro degré Celsius), tous les produits de combustion étant ramenés à 0 °C et une pression de 1,01325 bar.

### -Pouvoir calorifique supérieur (PCS):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

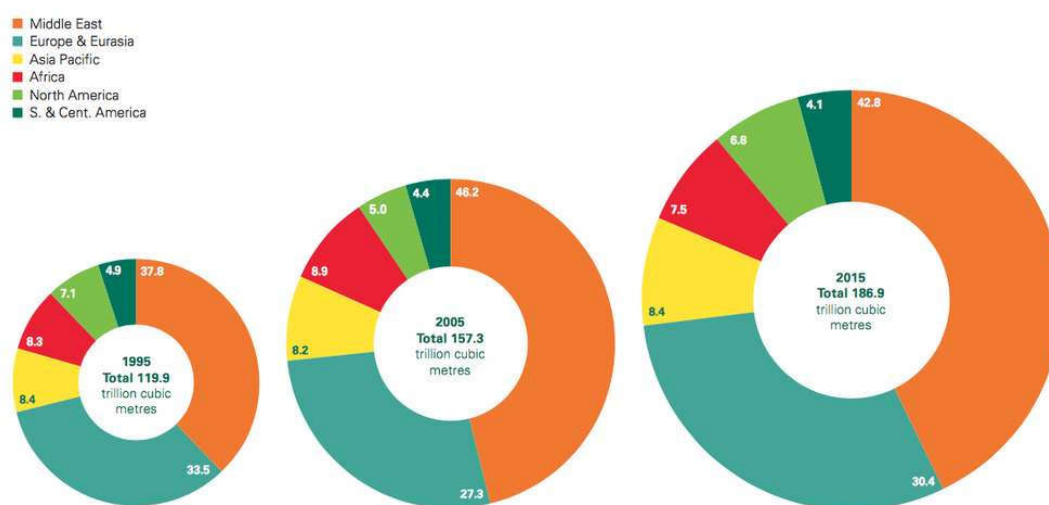
### - Pouvoir calorifique inférieur (PCI):

C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

## I.4. Le gaz naturel dans le monde

### I.4.1. Les réserves de gaz naturel :

Ces réserves, bien que limitées sont très importantes et les estimations concernant leur taille continuent de progresser à mesure que de nouvelles techniques d'exploration ou d'extraction sont découvertes. Les ressources de gaz naturel sont abondantes et très largement distribuées à travers le monde, comme la montre la (figure I.2) On estime qu'une quantité significative de gaz naturel reste encore à découvrir.

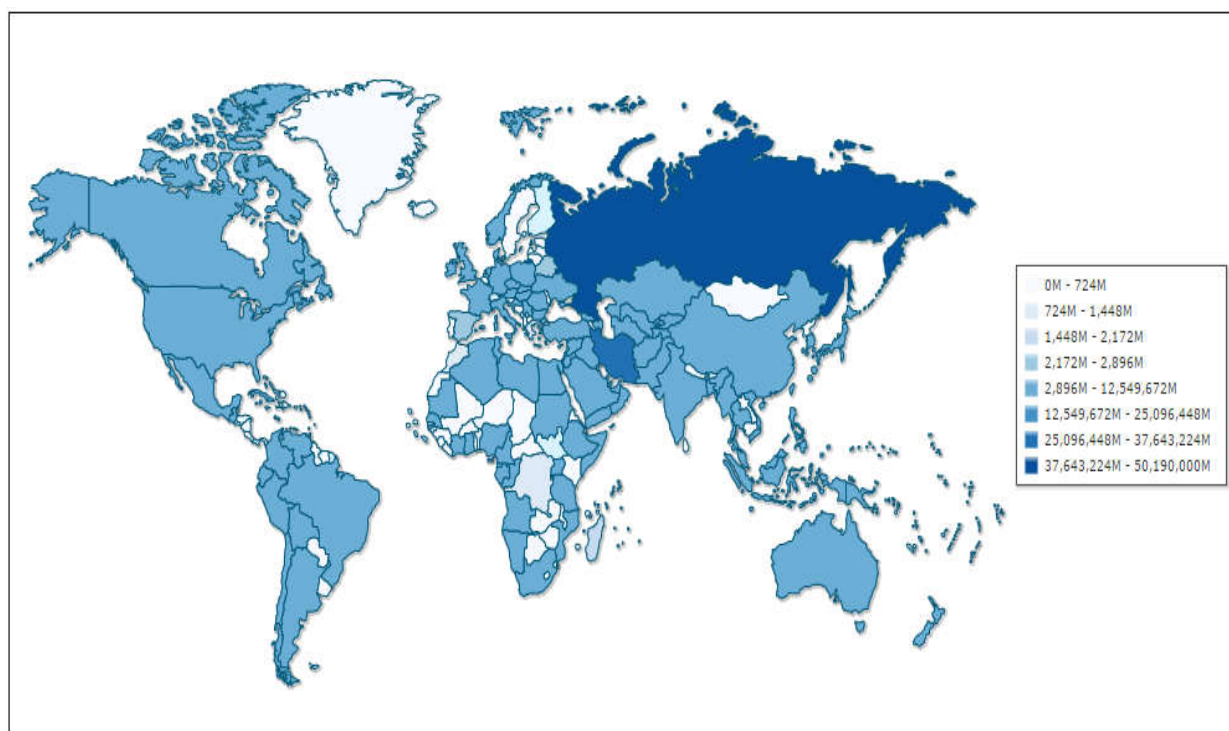


**Figure I.2 : Répartition des réserves prouvées de gaz naturel par zone géographique (2015).[03]**

Ces graphiques montrent l'évolution de la répartition des réserves prouvées de gaz naturel dans le monde entre 1995 et 2015. En orange, les chiffres du Moyen-Orient, en turquoise, ceux de l'Europe et de l'Eurasie, en jaune, l'Asie-Pacifique, en rouge,

l'Afrique, en vert clair, l'Amérique du Nord et en vert foncé, l'Amérique centrale et du Sud. Toutes les données ici. Notons au passage que les réserves globales ont augmenté, sur ces vingt dernières années, de quelque 50.[03]

### I.4.2. Réserves prouvées de gaz naturel :



**Figure I.3 : Carte de réserves prouvées varie selon les pays en monde.[04]**

Cette (figure I.3) représente le stock de réserves prouvées de gaz naturel en mètres cubes ( $m^3$ ). Les réserves prouvées sont les quantités de gaz naturel qui, d'après l'analyse des données géologiques et techniques, peuvent être estimées avec un degré de confiance élevé pour être récupérées commercialement à partir d'une date donnée, à partir de réservoirs connus et dans les conditions économiques actuelles.

**Tableau I.1: Classement des réserves prouvées du gaz.[04]**

<b>Pays</b>	<b>Gaz naturel - réserves prouvées (mètres cubes)</b>	<b>Année</b>
Russie	47,799,999,660,032	2017
Iran	33,500,000,419,840	2017
Qatar	24,300,000,116,736	2017
États-Unis	8,714,000,007,168	2017
Arabie saoudite	8,602,000,031,744	2017
Turkménistan	7,503,999,926,272	2017
Émirats arabes unis	6,091,000,250,368	2017
Venezuela	5,701,000,232,960	2017
Nigeria	5,283,999,907,840	2017
Chine	5,194,000,105,472	2017
Algérie	4,503,999,873,024	2017
Iraq	3,158,000,009,216	2017
Mozambique	2,832,000,090,112	2017
Indonésie	2,775,000,023,040	2017
Kazakhstan	2,406,999,916,544	2017
Égypte	2,185,999,941,632	2017
Canada	2,182,000,017,408	2017
Australie	1,989,000,036,352	2017
Norvège	1,855,999,967,232	2017
Ouzbékistan	1,840,999,956,480	2017
Koweït	1,797,999,951,872	2017

### I.4.3. La consommation de gaz naturel :

Le gaz naturel représente près du quart de la consommation énergétique mondiale. Comme le montre clairement le graphique ci-dessous. Cette consommation a considérablement augmenté au cours des 10 dernières années.

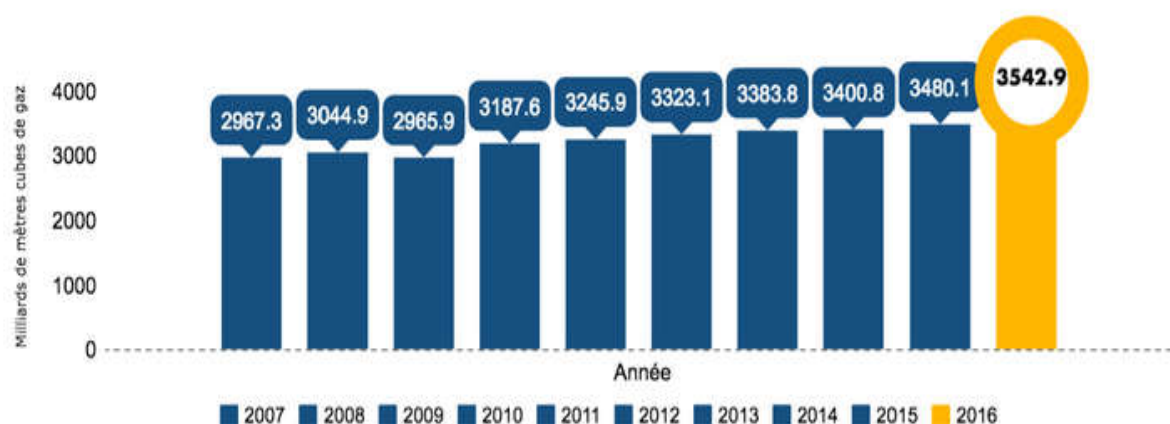


Figure I.4 : Evolution au cours des 10 dernières années.[05]

La consommation mondiale de gaz naturel s'élevait à 3542,9 milliards de mètres cubes pour l'année 2016 ; soit une augmentation de 1,5 % par rapport à l'année précédente.

Si l'on s'intéresse aux dix dernières années, la consommation de gaz n'a eu de cesse de progresser, de manière peu flagrante certes, mais constante. Elle affiche ainsi une augmentation de 575,6 milliards de mètres cubes.

Pour ce qui est de la consommation par zone géographique, la zone Europe-Eurasie se hisse en haut du podium avec une moyenne de 1029,9 milliards de mètres cubes. Vient ensuite l'Amérique du Nord (États-Unis, Canada, Mexique), avec 968 milliards de mètres cubes. La zone Asie-Pacifique ferme le podium, avec une moyenne de 722,5 milliards de mètres cubes.

En matière de pays, ce sont sans surprise les États-Unis qui sont les plus gros consommateurs de gaz naturel. Le rapport fait état de 778,6 milliards de mètres cubes.

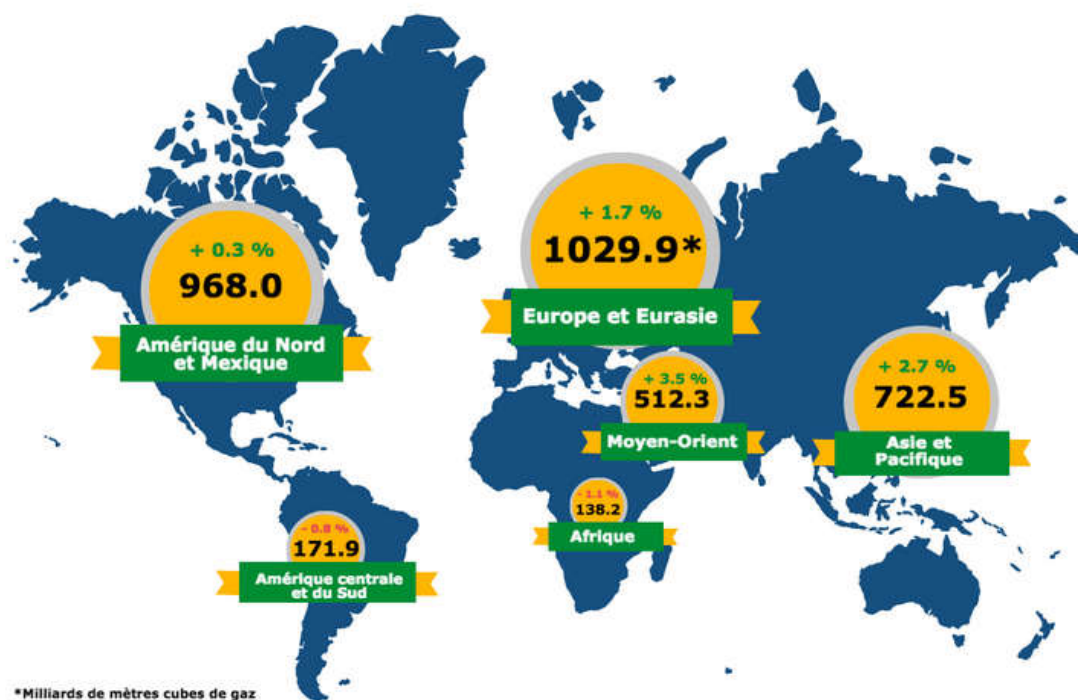


Figure I.5 : Consommation de gaz par « zones géographiques »[05]

### I.5. Le gaz naturel en Algérie :

L'Algérie possède 2,37% des réserves mondiales prouvées de gaz naturel (estimées à 4,5 milliards de mètres cubes), ce qui la place au 11<sup>ème</sup> dans le monde. Au rythme de production actuel, l'Algérie devrait assurer son auto suffisance en gaz pour les 60 prochaines années. La production de gaz primaire s'établit à 92 milliards de mètres cubes, dont 60% proviennent des grands gisements d'Hassi R'mel.

La production de gaz naturel en association avec des partenariats étrangers représente 22% de la production de gaz algérienne. Les activités de forage ont repris de façon significative depuis 1991. Le nombre moyen de forages de puits est passé de 38 par an entre 1992 et 2000 à 68 par an entre 2001 et 2010, avec une pointe à 114 forages en 2007. De 2001 à 2010, 43 accords de partenariat ont été signés dans le cadre de 94 propositions de projets. L'exploration gazière est une activité qui se développe.



En 2011, l'Algérie était le cinquième exportateur mondial de gaz naturel (avec 51,5 milliards de mètres cubes), derrière la Fédération de Russie, le Qatar, la Norvège et le Canada. Une capacité d'exportation totale de près de 28 Gm<sup>3</sup> par ans est répartie sur trois gazoducs et deux usines de liquéfaction. Un quatrième gazoduc et deux autres usines de liquéfaction.

sont en construction. Le transport du gaz par gazoduc est l'élément clé de la politique commerciale du pays et vise à diversifier les marchés et à réduire les coûts. La Sonatrach et sa filiale à 100% gèrent le transport maritime du gaz naturel liquéfié vers les marchés consommateurs. L'Espagne, l'Italie et la France sont les principaux importateurs et le marché asiatique en expansion se tourne vers l'Algérie pour assurer son approvisionnement en gaz naturel à long terme.

### I.5.1. Les réserves gazières en Algérie :

Les réserves Algériennes en gaz naturel se répartissent comme suit à travers les champs de production en exploitation ou en développement, dont la majeure partie se trouve à Hassi R'mel.

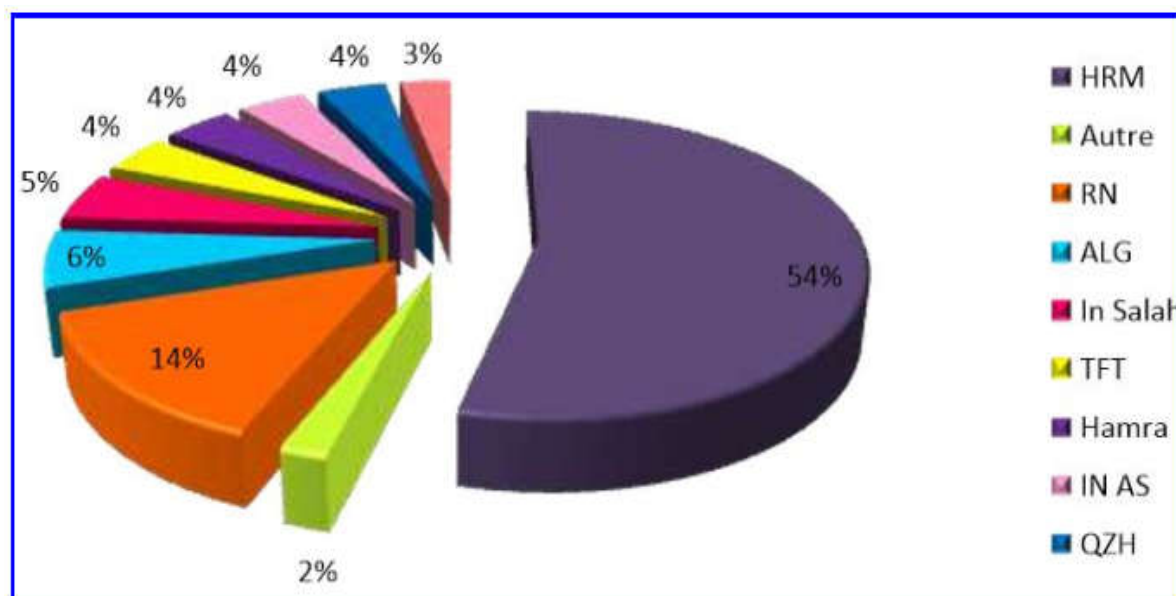


Figure I.6: Répartition des réserves gazières en Algérie.

### **I.5.2. Production du gaz naturel en Algérie :**

Les responsables de l'entreprise nationale des hydrocarbures Sonatrach ne cessent de rassurer ces derniers jours les Algériens sur ses capacités de production du pétrole et du gaz naturel. Selon eux, l'Algérie devrait atteindre une production de 151 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel en 2019, à la faveur de l'entrée en production de plusieurs gisements.

« Durant l'année 2014, nous avons produit l'équivalent de 131 milliards de m<sup>3</sup> de gaz naturel, dont 27 milliards de m<sup>3</sup> ont été exportés via gazoduc et 28 millions de m<sup>3</sup> sous forme de GNL via des méthaniers. A moyen terme nous prévoyons d'augmenter notre capacité de production pour atteindre les 151 milliards de m<sup>3</sup> d'ici à 2019 », a rapporté ce samedi l'APS qui cite une source au sein du groupe Sonatrach.

L'augmentation de la production de Gaz naturel proviendra, précise la même source, de plusieurs gisements qui vont entrer progressivement en production durant les cinq prochaines années. Il s'agit, entre autres, des champs gaziers développés en effort propre par Sonatrach, situés à Tinhert (Illizi), Gassi Touil (Ouargla), Ahnet (In Salah), Menzel Ledjmet Est (Illizi) et Bir Berkine (Ouargla) ainsi que d'autres développés en association avec des partenaires étrangers.

L'Algérie a enregistré une baisse de sa production gazière ces dernières années, due essentiellement au recul de la production de Hassi R'mel, plus grand champ gazier qui est en production depuis 1961. Mais la production dans ce champ commence à se redresser grâce à la construction de deux d'unités de compression de gaz qui devraient maintenir le plateau de production de ce méga gisement, tandis que Sonatrach prévoit aussi une troisième unité de compression pour booster l'extraction.

Face au déclin de la production, Sonatrach a décidé d'intensifier l'exploration et le développement des nouveaux gisements. Son plan d'investissement qui s'étale de 2015 à 2019 est doté de 90 milliards de dollars. Elle prévoit à travers ce plan l'augmentation des réserves, l'intensification de l'effort de recherche à la réalisation des forages en offshore. [06]

# CHAPITRE II

## **GENERALITE SUR LE CHAMP DE HASSI-R'MEL**

## I. Introduction

Hassi R'mel est situé à 550Km au sud d'Alger à une altitude de 760m, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux. Le climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19%en été et34%en hiver, les amplitudes sont importantes variant de -5°Cen hiver à 45°C en été.

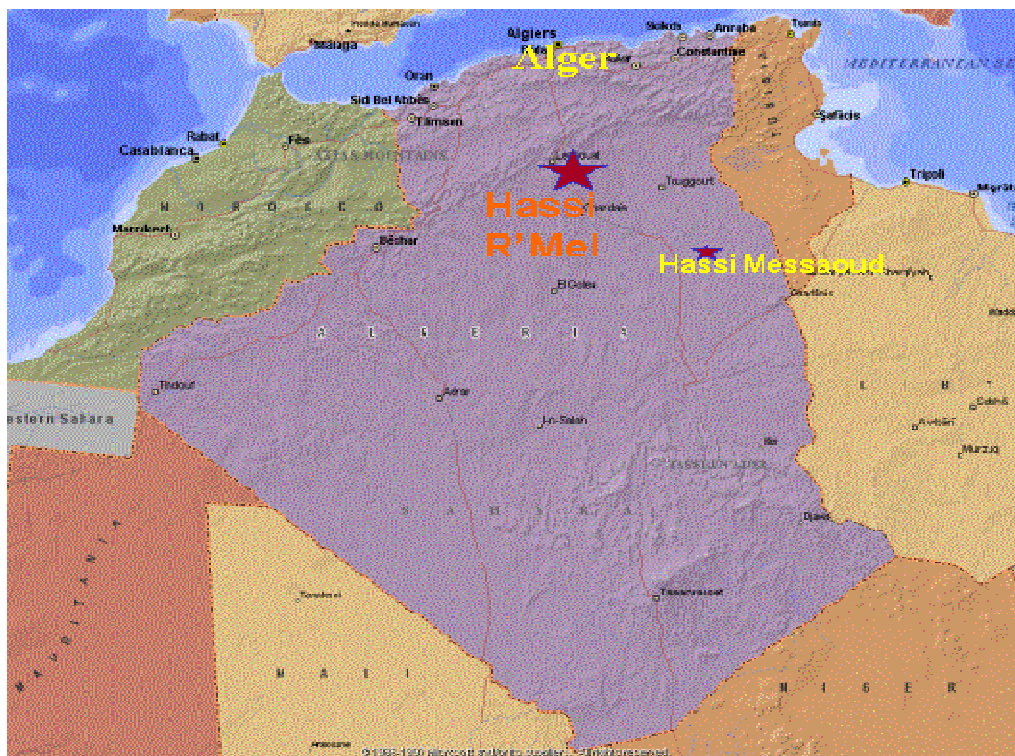


Figure II.1 : Position géographique de Hassi R'mel.

## II.2. Situation Géographique :

Le champ de Hassi R'mel dont la découverte remonte à 1956, est située à environ 550 Km au sud d'Alger, entre les villes de Laghouat et Ghardaïa, avec une altitude de 760m environ. Il est l'un des premiers gisements de gaz naturel, avec des réserves initiales estimées plus de 3000 milliards de m<sup>3</sup> standard, liés à une structure de dimensions 80 Km sur 60 Km. Il a un anneau de gaz à condensât avec un anneau d'huile sur la périphérie Est. Le climat est caractérisé par une faible pluviométrie (140

mm/an) et une humidité moyenne de 19 % en été et 34 % en hiver, avec une amplitude thermique très importante variante entre 5° (hiver) et 45° (été).[7]

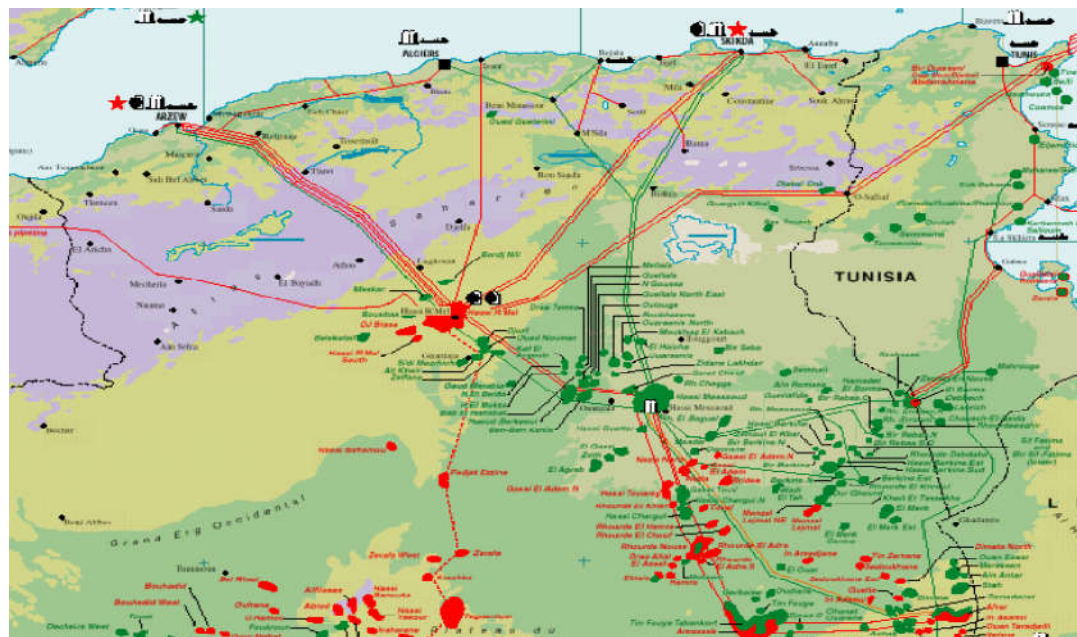


Figure II.2 : Situation géographique le champ de Hassi R'mel.

### II.3. Historique du Champ de Hassi R'mel :

La première campagne géophysique intéressante dans la région a eu lieu en 1951. En 1952, le forage du premier puits d'exploration au sud de Berriane a mis en évidence la présence d'un trias gréseux possédant les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une couverture du trias salifère. En 1956, la réalisation du sondage HR1 a prouvé l'existence d'un gaz humide sous forte pression à une profondeur de 2300 m dans un réservoir de bonnes qualités pétrophysiques et d'une grande étendue. Des sondages suivirent et confirmèrent l'existence d'un anticlinal orienté sud-est nord-ouest et permettaient aussi d'avoir plus de précision sur les niveaux géologiques et la nature des fluides in situ.

Pendant la période de 1957 à 1960, furent forés huit puits (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8, HR9).

## II.4. La structure :

Plusieurs missions de sismique, dans le cadre des projets d'études structurales du gisement Triasique de Hassi R'mel ont eu lieu tel que la mission HRM-76 qui avait pour objectif l'actualisation des données géologiques et géophysiques pour pouvoir ainsi établir des cartes isochrones et isobathes.

Il apparaît que la structure du champ est un anticlinal de pendage ( $0,567^\circ$ ) suivant la direction Nord-Ouest dont nous distinguons trois zones :

- ✓ **Zone centrale** : Trois niveaux A, B et C sont présents avec d'excellentes caractéristiques de réservoir et dont l'argile est la couche couverture.
- ✓ **Zone Sud** : Les réservoirs A, B et C sont présents et disparaissent en s'éloignant vers le Sud.
- ✓ **Zone Nord** : Zone tectoniquement complexe, avec la présence des trois niveaux nettement individualisés, dont l'épaisseur diminue progressivement vers l'Est.

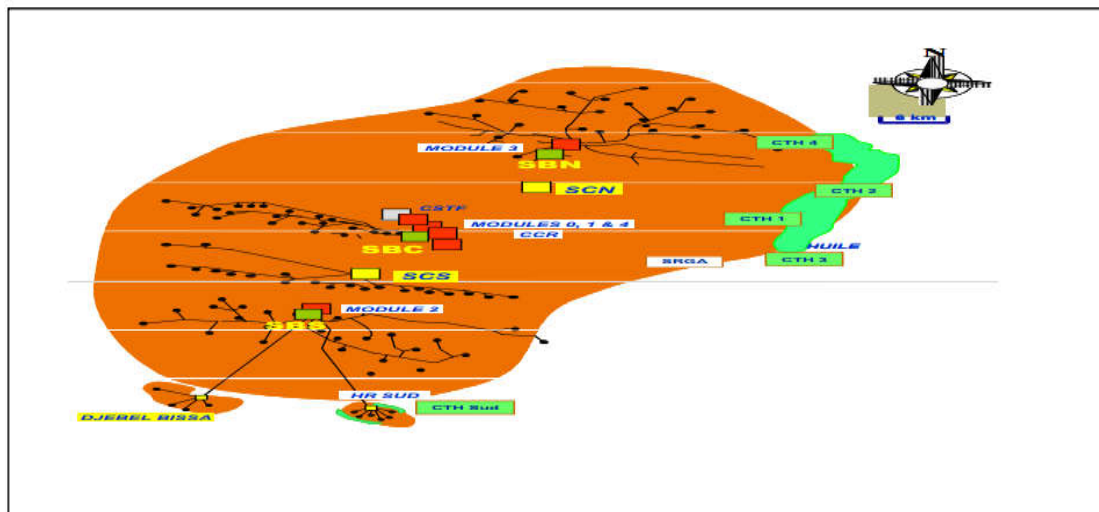


Figure II.3 : La carte géométrique des champs de Hassi R'mel et les sites des modules.

## II.5. 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. La hauteur utile est caractérisée par : [10]

- Une porosité  $F \geq 12\%$ .
- Une excellente perméabilité  $K > 210$  md.
- Une saturation en eau  $S_w < 17\%$ .
- Une argileusité entre 10 et 20%.

## II.6. 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 de Hassi-R'mel sud), le gaz produit s'appauvrit en produit lourds c'est-à-dire condensables. Le gaz de Hassi-R'Mel sud caractérisé par :

Pression initial	$P_i = 311.11 \text{ kg/cm}^2$
Température du gisement	$T_i = 90^\circ\text{C}$
FVF initial	$B_{gi} = 0.0039 \text{ m}^3/\text{m}^3$
Densité de gaz	$d_g = 0.75$

### ➤ A. Teneur en $C_{3+}$ , $C_{5+}$ :

**Tableau II.1 : Teneur en  $C_{3+}$ ,  $C_{5+}$ . [8]**

Produits	$\Sigma M_i * Y_i$
$C_{3+}$	6.5487 g/mol
$C_{5+}$	4.3094 g/mol

La teneur en C3+ =  $(\sum M_i \cdot Y_i / 23.6) \cdot 1000 = 277.48 \text{ (g/m}^3\text{)}$ .

La teneur en C5+ =  $(\sum M_i \cdot Y_i / 23.6) \cdot 1000 = 182.60 \text{ (g/m}^3\text{)}$ .

➤ **B. Teneur en produits condensables :**

- ✓ Teneur en GPL ( gaz produit liquide ) :

La teneur en GPL = ( la teneur en C3+ ) - ( la teneur en C5+ ) =  $94.88 \text{ (g/m}^3\text{)}$

Sachant que la densité du GPL = 0,5461 donc :

La teneur en GPL =  $94.88 / 0.5461 = 173.74 \text{ m}^3 / \text{m}^3$

- ✓ Teneur en condensât :

Sachant que la densité du condensat = 0.7317 donc :

La teneur en C5+ =  $182.60 / 0.7317 = 249.55 \text{ m}^3 / \text{m}^3$

## II.7. Caractéristique De réservoir :

Le champ de Hassi R'mel est constitué de trois principaux réservoirs A, B et C du trias argilo-gréseux supérieur (TAGS), considéré comme l'un des principaux réservoirs de la Plate-forme Saharienne produisant à Hassi R'mel.

Dans la province triasique, les réservoirs sont bien développés, les porosités sont comprises entre 15 et 20%. Les perméabilités atteignent environ 300 md. Les qualités réservoirs des grès du TAGS se détériorent vers le SO-NE parallèlement à l'épaississement des argiles.

### II.7.1. Le Reservoir A :

- ✓ **Les limites d'extension** : il possède la plus grande extension, avec une superficie de 2640 km<sup>2</sup> et recouvre pratiquement la totalité du champ, à l'exception de la zone Sud-Ouest. Les épaisseurs utiles sont relativement constantes sur tout son étendu, avec une épaisseur moyenne de 18 m. La perméabilité moyenne est de 720 md et la porosité moyenne est 15% avec une saturation de 24% et des réserves évaluées à plus de 54% des réserves totales.



- ✓ **La lithologie** : il est composé de gréseux, à grains fins à ciment anhydritique
  - Un réservoir gréseux (A) à huile, surmonté par un gaz cap avec de très bonnes caractéristiques pétrophysiques
  - Le niveau argilo-gréseux de la Série Inférieure révélant une autre accumulation d'huile avec des caractéristiques pétrophysiques plus au moins moyenne.

**Tableau II.2 : Caractéristique de roche réservoir.**

RESERVOIRS	Epaisseur	Perméabilité	Porosité	Faciès	Stratification	Type de Dépôt
<b>A</b>	15 - 30 m	720 mD	17 %	Grès fins à cimentation anhydritique	Des troughs à la base passant à des stratifications obliques puis à des stratifications horizontales et plannares qui se terminent au sommet par des rides	Fluviatile
<b>Série Inférieure</b>	20 – 40 m	22 mD	15 %	Grès fins à très fins, alternés avec des argiles surmontés parfois d'andésites		Fluviatile

**II.7.2 . Le Réservoir B :**

- ✓ **Les limites d'extension** : D'extension plus limitée celle du réservoir A, il est limité à la zone centrale et la zone Nord du champ, représentant une superficie de 1150 Km<sup>2</sup>. C'est le niveau le plus mince et le plus variable en épaisseurs, surtout dans la zone centrale où elle passe de 30 m à quelques mètres seulement Les épaisseurs maximales se trouvent au Nord.  
La porosité est de 15 % et la perméabilité 250 mds avec une saturation en eau de 28% et ses réserves qui représentent 13% des réserves totales.

- ✓ **La lithologie** : Les grés qui composent le réservoir B, sont fins, plus ou moins argileux et anhydritique. Ils sont intercalés avec une série argileuse.

### II.7.3. Le Réservoir C :

- ✓ **Les limites d'extension** : il s'étend sur la majeure partie du champ, sauf dans la zone sud où il se biseaute. Il couvre une superficie de 1780 km<sup>2</sup> et peut atteindre jusqu'à 60 m d'épaisseur dans la partie nord. Son épaisseur varie régulièrement suivant une direction Nord-Sud.

Dans certains secteurs, notamment le centre et le Nord, il se subdivise en 2 ou 3 sous niveaux, séparés les uns des autres par des bancs d'argiles d'extension locale.

Des trois niveaux réservoirs, le niveau C est celui qui possède les meilleures caractéristiques pétrochimiques, avec une perméabilité de 880 md et une porosité qui dépasse les 18%, avec une saturation en eau qui atteint 13 %, et des réserves en place qui représentent 33 % des réserves totales.

- ✓ **La lithologie** : Il est composé des grains fins à moyens, très peu cimentés à conglomérats et de grains de quartz blanc laiteux, de taille variable, allant de quelques mm à quelques cm, avec de fines passées d'argiles.

## II.8. Développement du champ de Hassi R'mel :

Le développement du champ de Hassi R'mel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves recelées par ce gisement, plus de 2800 milliards de m<sup>3</sup> ont constitués un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays. Trois étapes importantes ont marqué le développement du champ de Hassi R'mel :

- ✓ **Première étape** :

en 1961 : La réalisation d'une petite unité de traitement du gaz à 1.3 milliards de m<sup>3</sup> par ans, cette réalisation a coïncidé avec la construction de la première usine de liquéfaction de gaz en 1964.

en 1969 : Cette capacité est portée à 4 milliards de m<sup>3</sup> par ans

**✓ Deuxième étape :**

La capacité de traitement de gaz du champ de Hassi R'mel atteint 14 milliard de m<sup>3</sup> par an après la nationalisation des hydrocarbures en 1971.

**✓ Troisième étape :**

Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ en mesure de répondre aux besoins énergétiques du pays ainsi qu'aux besoins de nos partenaires.

Ce plan a permis de doter Hassi R'mel d'un modèle d'exploitation en mesure d'optimiser la récupération de différents produits.

La capacité de traitement a été portée à 94 milliards de m<sup>3</sup> par an avec :

- La réalisation de 4 complexes de traitement de 20 milliards de m<sup>3</sup> par ans.
- Le forage de 150 puits producteurs.
- Le forage de 52 puits injecteurs.
- La réalisation de deux stations de réinjection de gaz d'une capacité unitaire de 30 milliards de m<sup>3</sup> par ans.

**II.9. La capacité de production actuelle :**

Le développement final du champ a permis d'atteindre les capacités de production suivantes :

100 milliards de mètre cubes de gaz par ans.

12 millions de tonne de condensât par ans.

3.5 millions de tonnes de GPL par ans.

700 milles de tonnes de pétrole brut par ans.

# CHAPITRE III

## ESTIMATION DE RESERVE ET ETUDE PVT

### III.1. Estimation de Reserve

#### III.1.1. Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ (schéma d'exploitation, le nombre de puits à forer) est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir à savoir la porosité, la perméabilité et la saturation en eau, qui sont évalués d'après les diagraphies ou par l'analyse des échantillons de roches prélevées.

On a utilisé deux méthodes pour l'évaluation des réserves de gaz initialement en place.

La première est la méthode volumétrique (statique) où l'on a pris en compte les incertitudes liés aux mesures des différent paramètres intervenants dans l'équation de la méthode et ce en utilisant la simulation de monté Carlo tout en ayant fait auparavant un traitement statistique des données pour en dégager les lois de distribution de chaque paramètre.

La deuxième étant la méthode bilan matière (dynamique) basée sur le déplacement de fluide sous la différence de pression, où nous avons utilisé l'historique de production et le profil de pression des 10 dernières années avant l'arrêt momentanée de production.

#### III.1.2. Détermination des Réserves :

Il existe deux de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- Les méthodes volumétriques (Monte Carlo)
- Les méthodes Bilan Matière (dynamiques)

Cette dernières méthodes ne sont applicables que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

##### III.1.2.1 Méthode volumétrique (Monte Carlo)

On trouve différentes catégories de volume initialement en place qui sont schématisées par les notions de réserves « prouvées », « probables », « possible ». Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européenne et American. La figure ci-dessus donne un exemple de ces trois catégories :

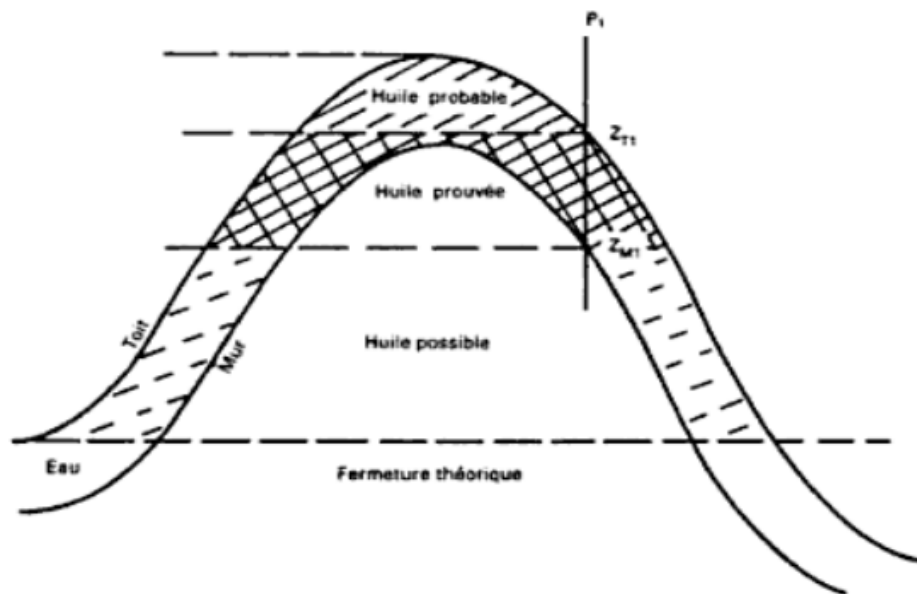


Figure III.1: les différentes catégories de réserve.

- Quantité en place prouvées: c'est la zone traversé par les puits.
- Quantité en place probables: les données structurales, les interprétations des diagraphies, et des pressions permettent d'évaluer le volume imprégnés en HC mais sans certitude complète.
- Quantité en place possibles: le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou l'extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.[9]

#### III.1.2.1.1. Principe de la méthode .[10]

La méthode volumétrique s'exprime par la formule suivante : (1)

$$\text{Volume(CF)} = V_R \frac{h_{\text{util}}}{h_{\text{totale}}} \cdot \phi (1 - S_{wi}) \frac{1}{B_g} \quad \text{III.1}$$

Avec :

CF: Volume de gaz initialement en place [scf].

VR: Volume de roche imprégné en huile [cf].

$\phi$ : Porosité utile en fraction d'unité.

Sw: Saturation en eau.

Bg: Facteur volumique de formation du gaz.

**III.1.2.2. Méthode bilan matière**

Pour calculer le volume des hydrocarbures initialement en place dans n'importe quelle partie de réservoir ; la porosité, la saturation en eau, doivent être déterminées 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 :

**QUANTITE PRODUITE + QUANTITE RESTANTE = QUANTITE  
ORIGINALE EN PLACE**

III.2

Pour appliquer cette méthode nous avons besoin de :

- Calculer la production cumulée.
- Le profil de pression des différents puits ce qui vas nous aider à identifier le nombre de compartiment à adopter.
- Les propriétés PVT du fluide (étudiées au chapitre prochaine).

**III-1.2.2.1 Principe pour les réservoirs à gaz : [11]**

Si l'on dispose d'un historique assez conséquent de production-pression, le volume de gaz initialement en place  $G$  et la pression initiale de réservoir  $P_i$  peuvent être calculées sans tenir compte ni des paramètres pétrophysiques du réservoir ni de l'étendue de ce dernier. Ceci est Possible en formant un bilan de masse ou de mole sur le gaz comme suit :

$$n_p = n_i - n_f \quad \text{III.3}$$

$n_p$  = nombre de mole de gaz produit

$n_i$  = nombre de mole de gaz initial

$n_f$  = nombre de mole de gaz restant dans le réservoir

**III.1.3. Calcul des réserves du réservoir HRS :**

L'équation générale de bilan matière:

$$G B_{gi} = (G - G_p) B_g + G_{inj} B_{ginj} + W_e - W_p B_w \quad \text{III.4}$$

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

$$G_p B_g - G_{inj} B_{ginj} = G (B_g - B_{gi}) \quad \text{III.5}$$

Faisons le changement de variable comme ci dessous mentionné:

$$E_g = B_g - B_{gi} \quad \text{III.6}$$

$$F = G_p B_g - G_{inj} B_{ginj} \quad \text{III.7}$$

Les résultats sont dans le tableau suivant :

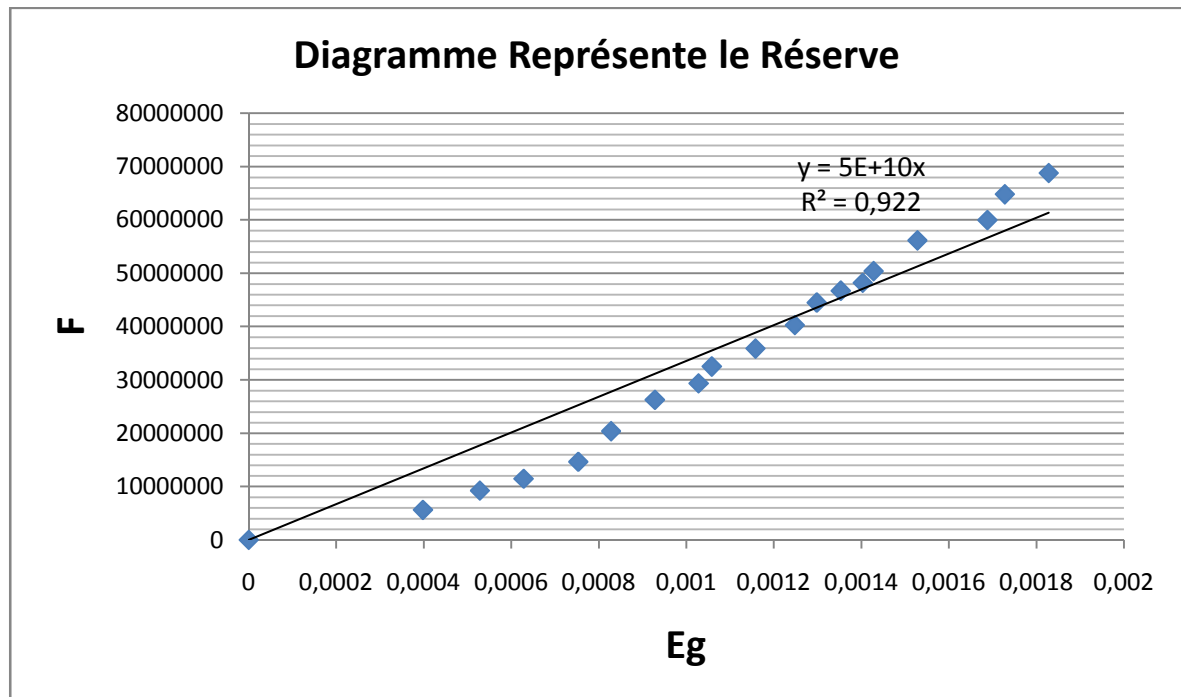
**Tableau III.1 : Représentation des paramètres pour calculer le réserve.**

Année	$G_p * 10^3$ (m3)	$G_{inj} * 10^9$ (m3)	Pressure (kg/cm <sup>2</sup> )	$B_{gi}$	$B_g$	$B_{g\_inj}$	$E_g$	F
Condition initiale	0	0	311.5	0,0040219	0,0040219	0	0	0
2000	2356386	1,085	273,5	0,0040219	0,00442	0,00442	0,0003981	5617652
2001	4811158	2,781	262	0,0040219	0,00455	0,00455	0,0005281	9237888
2002	7087104	4,623	255	0,0040219	0,00465	0,00465	0,0006281	11456633
2003	9571403	6,506	247	0,0040219	0,004775	0,00478	0,0007531	14638235
2004	12281020	8,082	243	0,0040219	0,00485	0,00485	0,0008281	20364815
2005	14806054	9,502	237	0,0040219	0,00495	0,00495	0,0009281	26254726
2006	16808646	11	231	0,0040219	0,00505	0,00505	0,0010281	29337712
2007	18907072	12,51	229	0,0040219	0,00508	0,00508	0,0010581	32505696
2008	20995143	14,07	224	0,0040219	0,00518	0,00518	0,0011581	35867382
2009	22989232	15,35	220	0,0040219	0,00527	0,00527	0,0012481	40265941
2010	25164756	16,8	218	0,0040219	0,00532	0,00532	0,0012981	44487319
2011	27270972	18,58	215	0,0040219	0,005375	0,00538	0,0013531	46714410
2012	29276859	20,39	213	0,0040219	0,005425	0,00543	0,0014031	48187899
2013	31522302	22,28	212	0,0040219	0,00545	0,00545	0,0014281	50388754
2014	33748149	23,80	207	0,0040219	0,00555	0,00554	0,0015281	56142819
2015	35910717	25,32	202	0,0040219	0,00571	0,00573	0,0016881	59966594
2016	38123309	26,76	200	0,0040219	0,00575	0,00577	0,0017281	64803826
2017	40282084	28,38	195	0,0040219	0,00585	0,00588	0,0018281	68775791



On trace la droite qu'elle a l'équation sous la forme :  $F = G \cdot E_g$

III.8



Graph III.1: Graphe représente le réserve.

La pente est égale à G, donc :  $G = 50 \cdot 10^9 \text{ std m}^3$

III.9

### III.1.4. Détermination des paramètres de récupération :

- **Le coefficient du récupération :**

pour le calculer on donne :

$$\text{est : } \eta_r = \frac{G_p}{G}$$

III.10

$$\text{D'ou : } \eta_R = 40282084 \cdot 10^3 / 50 \cdot 10^9$$

$$\eta_R = 0.805 = 80.5\%$$

- **Le réserve récupérable :**

pour calculer le réserve récupérable on a utilisé la formule suivante :

$$R = G_{\text{cum}} \cdot \eta_R$$

III.11

$$\text{Soit : } R = 50 \cdot 10^9 \cdot 0.805 = 40.28 \cdot 10^9 \text{ std m}^3 .$$

- **Le taux de récupération :**

le taux de récupération se définit comme étant le rapport de la production

cumulée de gaz sur les réserves initiales, il permet de connaître l'état de la récupération et partant calculer la quantité de gaz restante.

$$\eta = \frac{\text{production cumulée}}{\text{les réserves en place}} = \frac{G_P - G_{inj}}{G} \quad \text{III.12}$$

$$\eta = 40282084 \cdot 10^3 - 28.38 \cdot 10^9 / 50 \cdot 10^9, \text{ donc : } \eta = 23.80\%$$

### III.1.5. Historique de la production :

Dans cette partie nous étudierons l'évolution de la production du gisement de niveau "A", qui sont représenté dans le tableau ci dessous:

**Tableau III.2 : L'évolution de la production du gisement de niveau "A" Sud.**

Année	Gp10 <sup>3</sup> ( m <sup>3</sup> )	Gaz produit.10 <sup>3</sup> (m <sup>3</sup> )
2014	33748149	2225847
2015	35910717	2162568
2016	38123309	2812592
2017	40282084	2158775

Il faut souligner que le schéma d'exploitation des gisements de gaz est largement conditionné par les contrats de commercialisation contrairement au cas de gisement d'huile dont les contrats sont à long terme pour des raisons de rentabilité de plus ils stipulent explicitement le profile de production:

La production croissante initialement par l'implantation des puits

Un long plateau à production constante.

A titre indicatif on retient souvent comme valeur du plateau de production la valeur :  $QT = R / 5000$  III.13

donc:  $QT = 40.28 \cdot 10^9 / 5000$

$$QT = 8.05 \cdot 10^6 \text{ std m}^3 / \text{j}$$

C'est la valeur du débit qu'on essayé de maintenir vu la pression de gisement ainsi que la capacité du centre de traitement gaz.

**III.1.6. Conclusion :**

- L'estimation des réserves par les méthodes (bilan matière) cité précédemment nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de  $50 \cdot 10^9 \text{ m}^3$
- On remarque qu'après dix ans de production, on n'a pu récupérer que 23,80% de CF. Cette faible récupération est due au fait que le réservoir sud n'a pas été atteint par suffisamment de puits, d'où le développement de ce gisement devient une nécessité.
- La chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée a causé le phénomène de la condensation rétrograde qui donne lieu à une phase immobile résistante à l'écoulement ce qu'on appelle blocage de phase. Ce phénomène explique partiellement la chute de production des puits de Sud.

## III.2. Etude PVT

### III.2.1. Introduction

La connaissance des propriétés 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 est une suite d'opérations et d'analyses qui définissent les grandeurs thermodynamiques caractérisant le fluide. Son but est de déterminer les caractéristiques volumétriques et le changement d'état du fluide de gisement. Ainsi que de simuler les transformations qui affectent ce fluide au cours de son mouvement dans le réservoir et dans les installations de surface.

### III.2.2. Différent gisements de gaz

#### III.2.2.1. 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. (figure III.2) [11]

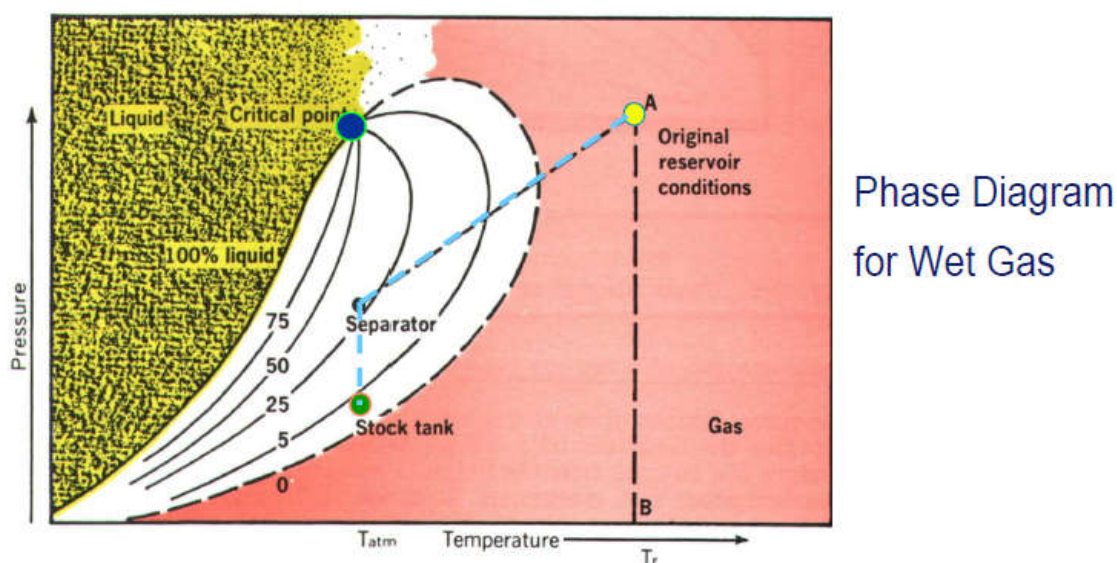


Figure III.2: Diagramme de phase (P-T) d'un gaz humide

### III.2.2.2 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 production, 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%) (Figure III.3)

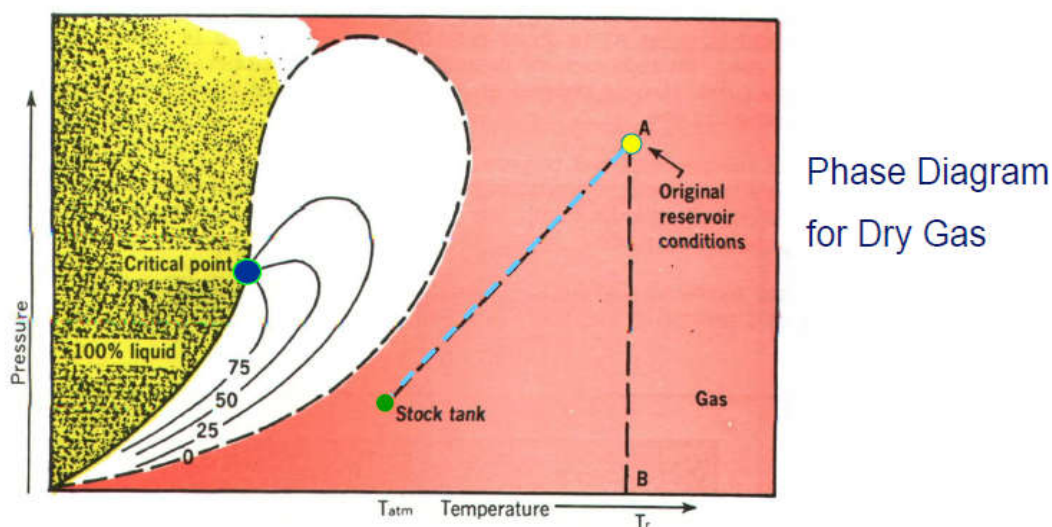


Figure III.3 : Diagramme de phase (P.T ) d'un gaz sec.

### III.2.2.3. Gisement a Gaz condensat :

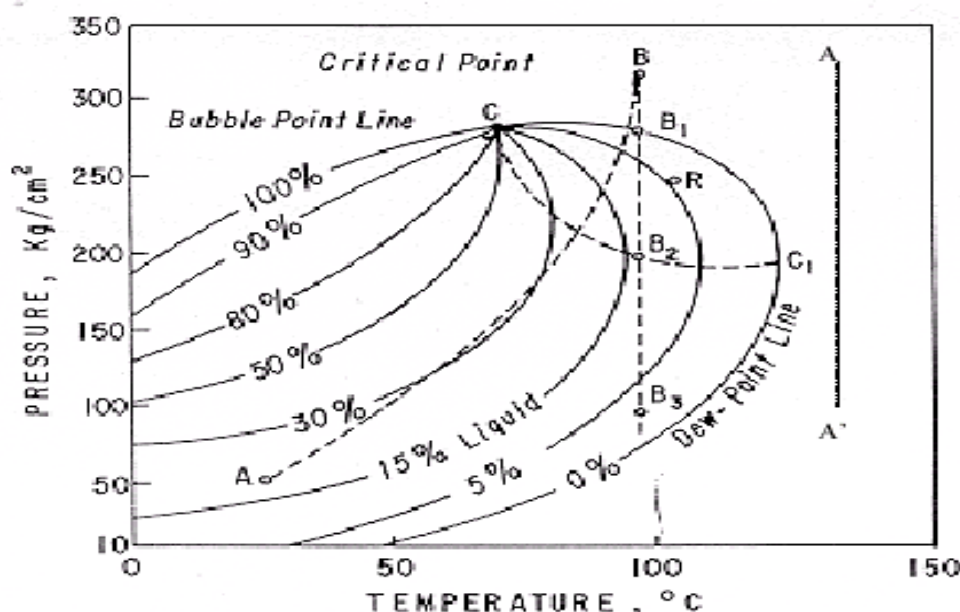
Un gaz à condensat est un fluide pour lequel la température aux conditions réservoir est supérieure à la valeur de la température critique et inférieure à la température cricondentherme.

Dans un diagramme pression-température, les conditions réservoir initiales sont situées au-dessus ou sur la couche de rosée de l'enveloppe de phase (Figure III.4).

Au cour de la déplétion, le point représentatif de ces conditions 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 (il y'aura formation de liquide ), elle 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 a 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.

Le phénomène rétrograde peut être observé expérimentalement en cellule, en procédant à la décompression à température constante est 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 a s'évaporer et le volume du gaz augmente et celui du liquide diminue.



**Figure III.4 : Diagramme de phase (pression-température) d'un gaz à condensat.**

### III.2.3. L'échantillonnage

Dans le cas d'un gaz à condensat ou d'un gaz humide conduisant à la production d'un effluent diphasique, l'échantillonnage doit être réalisé de préférence dans 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%

L'échantillonnage du fluide de réservoir sud. Le fluide échantillonné est un gaz à condensat avec une pression de rosé initiale est  $311,1 \text{ kg/cm}^2$ . la composition de fluide de réservoir est donnée dans le tableau et Les résultats de laboratoire qui montre l'évolution des propriétés du fluide du réservoir sud en fonction de la pression est donnée dans le tableau suivant :

#### **III.2.3.1. Les données d'échantillonnage [12]**

- Pression de réservoir :  $246,85 \text{ kg/cm}^2$
- Température de réservoir:  $90 \text{ }^\circ\text{C}$
- Pression de fond:  $211,62 \text{ kg/cm}^2$
- P séparateur:  $76,34 \text{ kg/cm}^2$
- T séparateur:  $25,5 \text{ }^\circ\text{C}$
- Q gaz:  $40 \text{ k m}^3/\text{j}$
- Q Condensat:  $11,2 \text{ m}^3/\text{j}$

**Tableau III.3 : Composition du fluide de réservoir sud[13]**

Constituants	M (g/mole)	Mol %
N2	28,014	5.528
CO2	44,01	0.193
C1	16,043	82.208
C2	30,07	7.530
C3	44,097	2.323
I-C4	58,124	0.416
N-C4	58,124	0.645
I-C5	72,151	0.189
N-C5	72,151	0.241
C6	86,178	0.230
C7	96	0.224
C8	107	0.174
C9	121	0.076
C10	134	0.017
C11	147	0.004
C12	161	0.001
C13	175	0.001
C14	190	0.000
C15	206	0.000
C16	222	0.000
C17	237	0.000
C18	251	0.000
C19	263	0.000
C20+	290	0.000

### III.2.3.2. Facteur de compressibilité :

Pour décrire le comportement du mélange de gaz, l'industrie de pétrole a introduit dans l'équation du gaz parfait un coefficient sans dimension « Z » appelé facteur de compressibilité et qui exprime la déviation des gaz réels par rapport aux gaz parfaits. Avec les notations habituelles, l'équation d'état des gaz naturels s'écrit sous la forme suivante :  $PV=ZnRT$

Où Z est une fonction de la pression, de la température, et de la compressibilité de gaz.

Etant donné que les gaz réels se conduisent comme s'ils étaient parfaits aux très basses pressions, la valeur de Z est égale à l'unité, quelle que soit la température.



### III.2.4. Évolution des paramètres

Les résultats de laboratoire qui montre l'évolution des propriétés du fluide du réservoir sud en fonction de la pression sont donnés dans le tableau suivant :

Les corrélations avec la correction des impuretés pour un mélange pseudocritique sont :

$$P_{PC} = 678 - 50(y_g - 0.5) - 206.7Y_{N_2} + 440Y_{CO_2} + 606.7Y_{H_2S}$$

$$P_{PC} = 326 + 315.7(y_g - 0.5) - 240Y_{N_2} + 83.3Y_{CO_2} + 133.3Y_{H_2S}$$

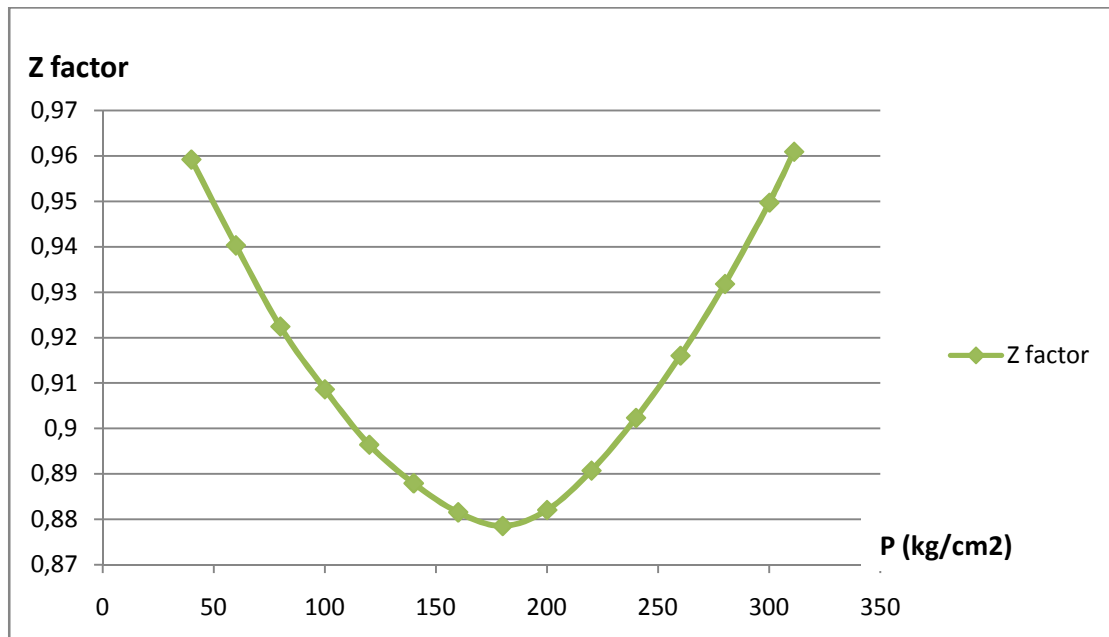
L'application de température et pression pseudo critique sont utilisé a travers la pression et la température pseudo critique réduite définie comme :

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{et} \quad T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}}$$

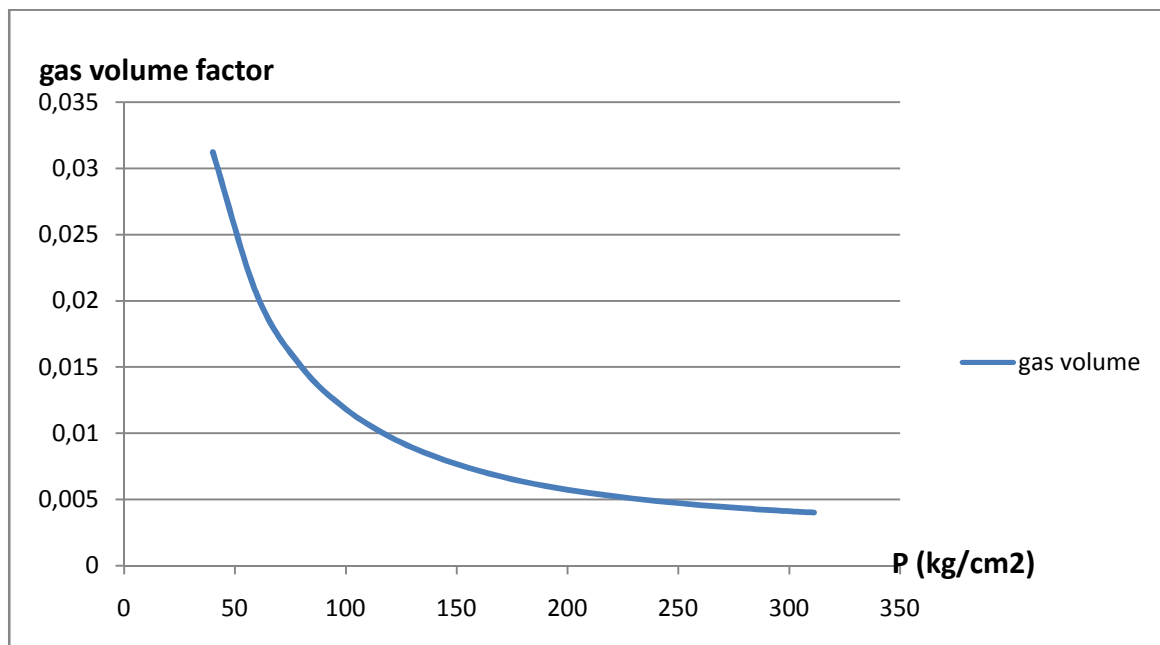
l'utilisation de  $P_c$  et  $T_c$  permet de calculer le coefficient Z partir de diagramme de quartz(annex courbe 1) [14].

**Tableau III.4 : Les evolution des propriétés de fluide de réservoir zone sud.**

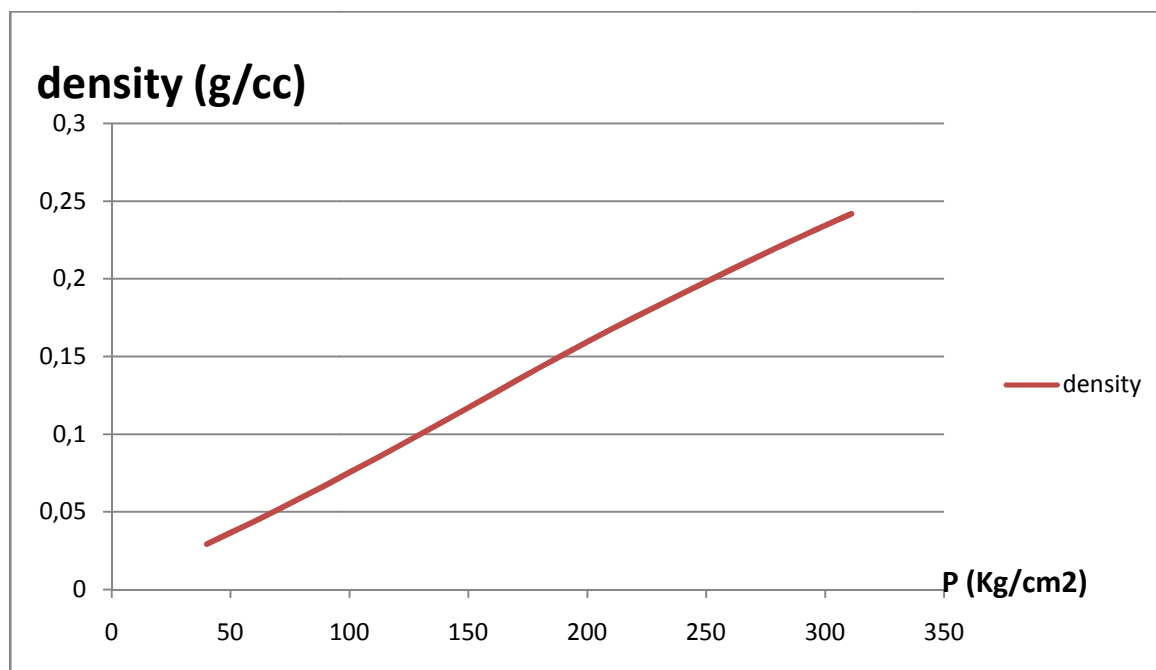
pressure	pseudo critical		compres, z factor	specific gravity air	density gm/cc	gas volume factor m3/m3	viscosity cp
	pressure	temp					
Kg/cm2	Kg/cm2	deg,K					
311,1	45,6	219	0,9609	0,7943	0,2419	0,0040219	0,0253
300	45,6	218,2	0,9497	0,7885	0,2343	0,0041222	0,0215
280	45,6	217,3	0,9318	0,7791	0,2202	0,0043336	0,0206
260	45,7	216,4	0,916	0,7697	0,2055	0,0045874	0,0196
240	45,7	215,6	0,9023	0,7615	0,1905	0,0048954	0,0187
220	45,7	214,8	0,8907	0,7539	0,1752	0,0052718	0,0177
200	45,8	214,1	0,882	0,7471	0,1594	0,0057428	0,0168
180	45,8	213,5	0,8785	0,741	0,1428	0,0063551	0,016
160	45,8	213	0,8815	0,7357	0,1256	0,0071737	0,0151
140	45,9	212,5	0,8879	0,7315	0,1085	0,0082586	0,0143
120	45,9	212,2	0,8964	0,728	0,0917	0,0097274	0,0137
100	45,9	212	0,9086	0,726	0,0752	0,0118316	0,0131
80	45,9	212,1	0,9224	0,726	0,0592	0,0150133	0,0125
60	45,9	212,6	0,9403	0,7296	0,0438	0,0204069	0,012
40	45,8	214,1	0,9592	0,7419	0,0291	0,0312258	0,0115



**Graphe III.2: Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression.**

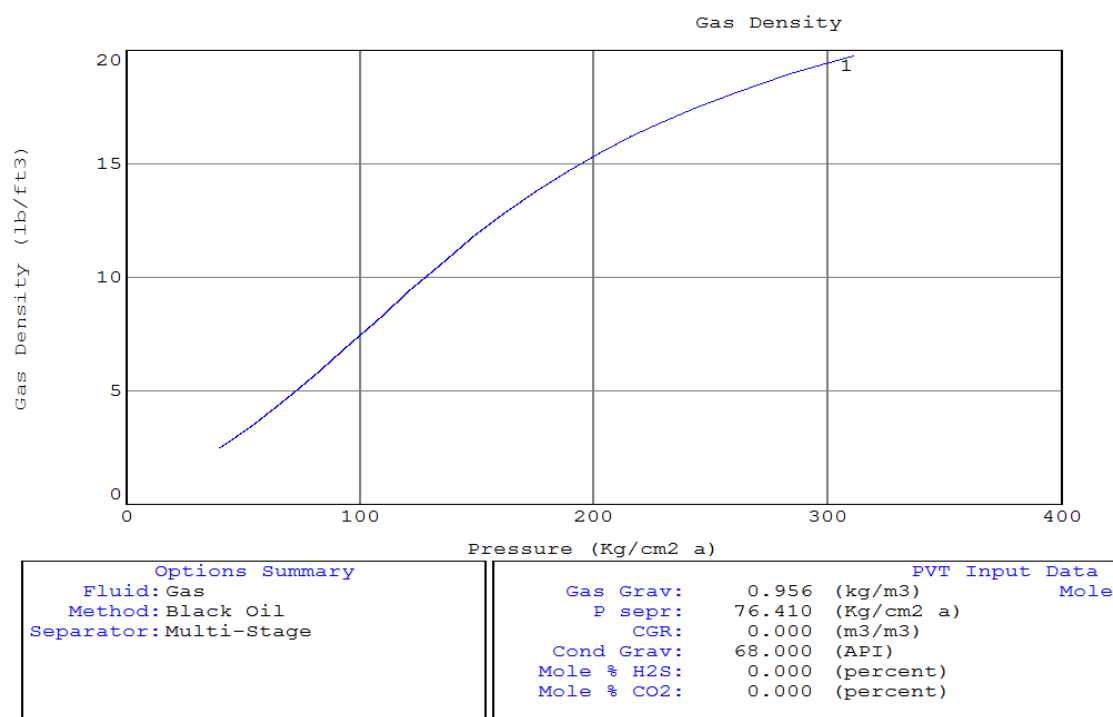


**Graphe III.3: Evolution du Bg en fonction de la pression.**

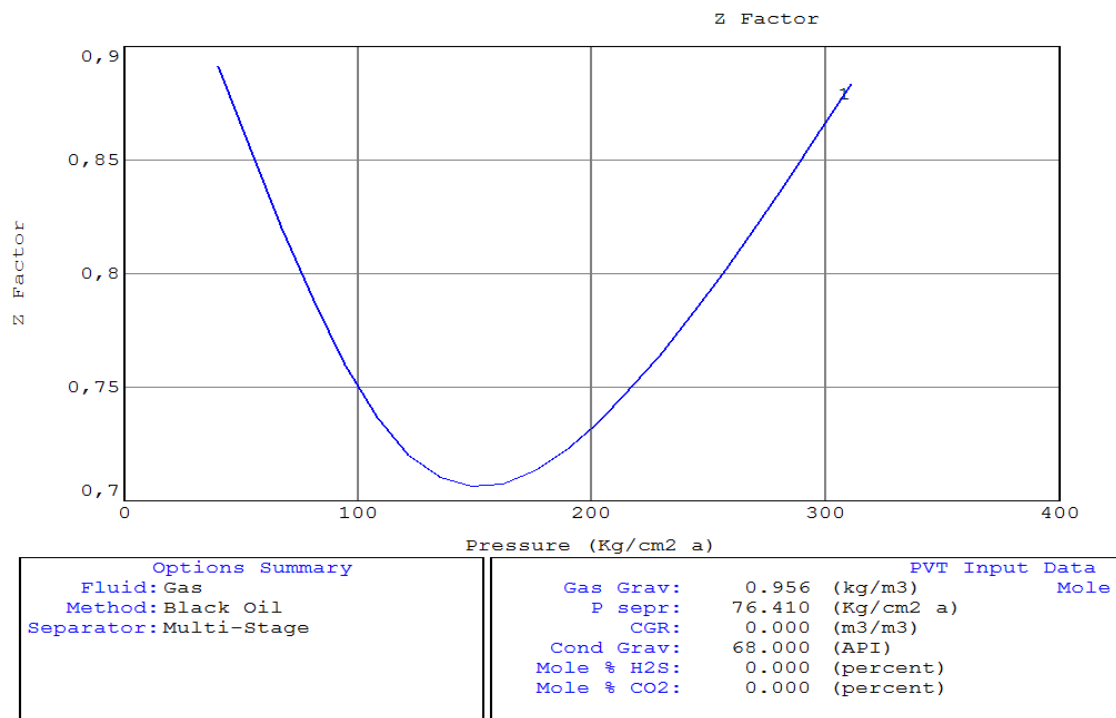


Graph III.4: Evolution de la masse volumique en fonction de la pression.

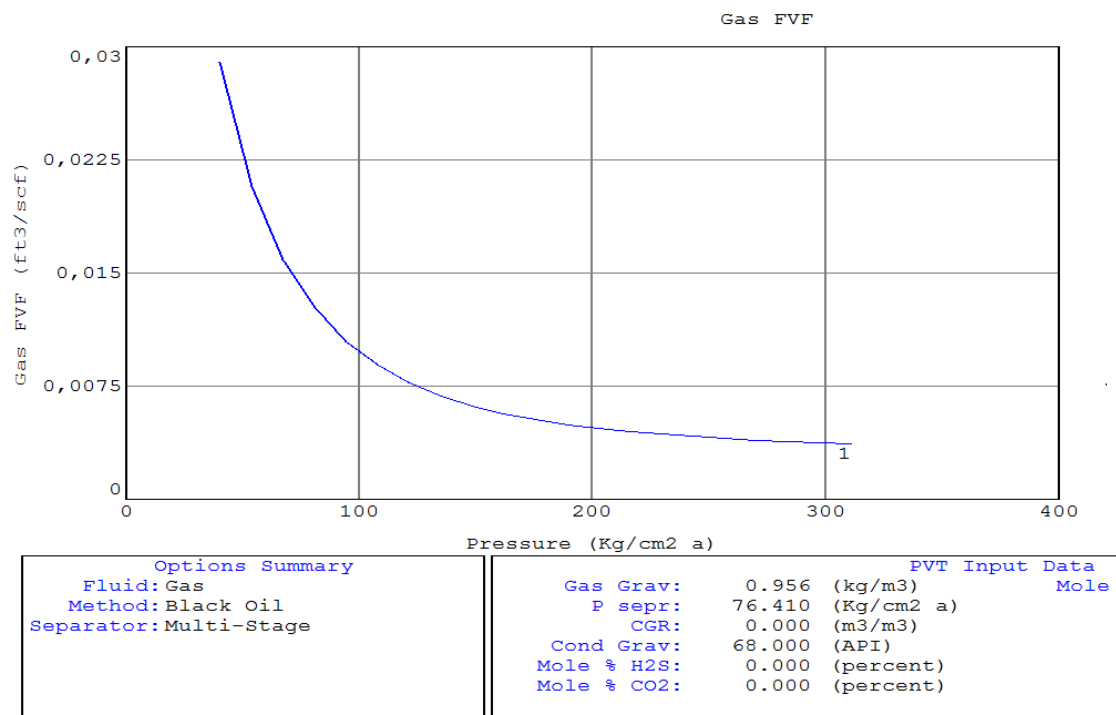
Pour dessiner les graphes précédents on a utilisé le logiciel MBAL. Les résultats de match sont montrés dans les figures suivantes :



Graph III.5: Evolution de la masse volumique en fonction de la pression.



Grphe III.6: Evolution du facteur de compressibilité en fonction de la pression.



Grphe III.7: Evolution du Bg en fonction de la pression.

# CHAPITRE IV

## **RÉCYCLAGE ET RÉCUPÉRATION DE GAZ**

### IV.1. Introduction

Pendant la production du réservoir de gaz à condensât de HR Sud, la chute de pression du réservoir au-dessous du point de rosé a causé une perte rapide dans la productivité. Cette réduction est due au phénomène de la condensation rétrograde qui donne naissance à une phase immobile résistant à l'écoulement.

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.

Dans cette étude on va étudier l'efficacité de la réinjection de gaz sec afin d'éviter ou réduire autant que possible la perte de productivité.

Le recyclage peut minimiser cette perte de condensat par les effets suivants :

- 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 a 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.

**Dans cette partie on va étudier :**

1. La production en déplétion naturelle
2. La production avec réinjection en faisant varier le taux d'injection et on évalue son influence sur la récupération.
3. La durée de recyclage.

## IV.2. Gaz d'injection

Le gaz injecté n'entre pas directement en miscibilité avec le fluide de réservoir. Les éléments intermédiaires se vaporisent dans le gaz injecté. Dans ce plan de développement, le gaz doit être injecté avec une pression supérieure à la pression minimale de miscibilité qui est fonction du gaz injecté et la composition du fluide du réservoir.

Avant d'entamer les calculs il faut donner la composition du gaz d'injection et ses propriétés qui dépendent de la récupération au niveau de l'unité de traitement.

La composition du gaz sec d'injection est donnée dans le tableau IV.1

**Tableau IV.1: Composition du gaz d'injection.**

constituants	pourcentage (%)
C1	84.98
C2	7.8
C3	1.75
I-C4	0.22
N-C4	0.18
I-C5	0.05
N-C5	0.06
C6	0.01
C7+	0.00
CO2	0.18
N2	4.77

## IV.3. Taux d'injection optimal

Dans cette partie on va étudier l'apport de différents taux d'injection sur la récupération finale en condensât

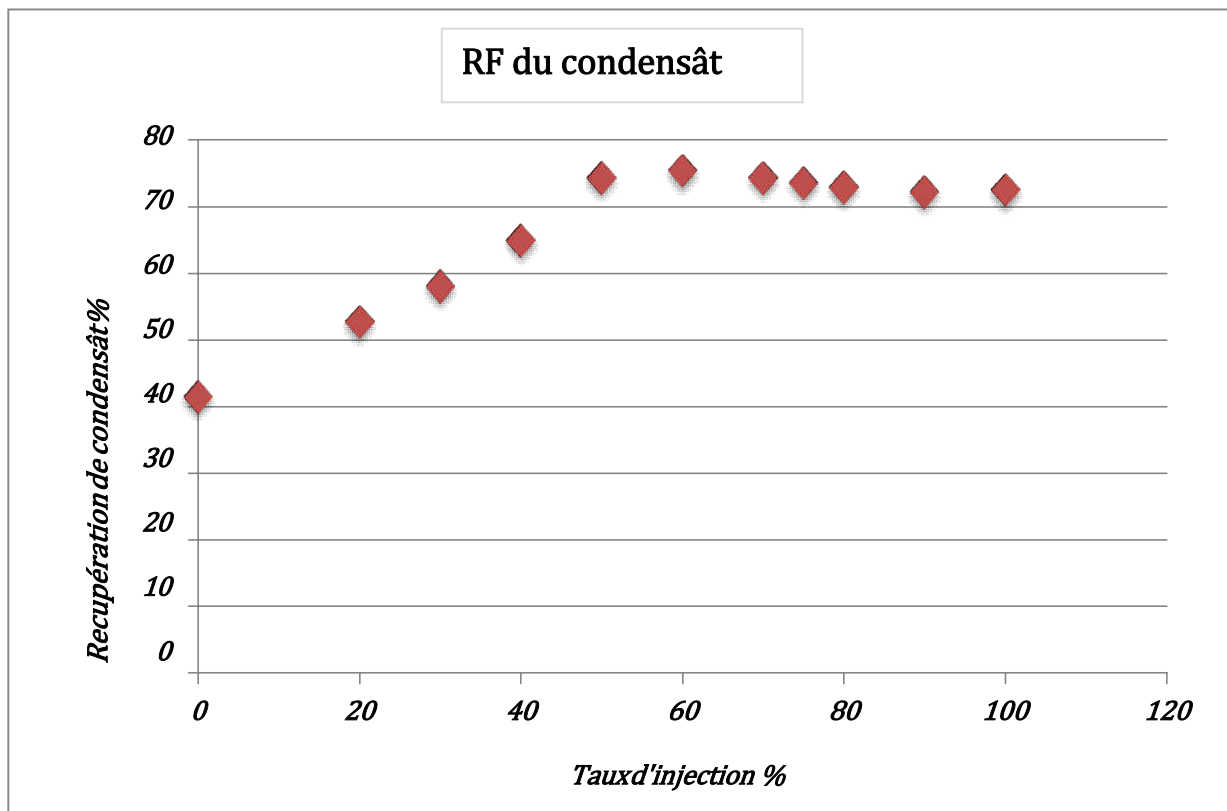
$$F = \frac{G_{INJ}}{G_P} \quad \text{IV.1}$$

F : taux d'injection.

$G_{inj}$  : le volume du gaz sec injecté.

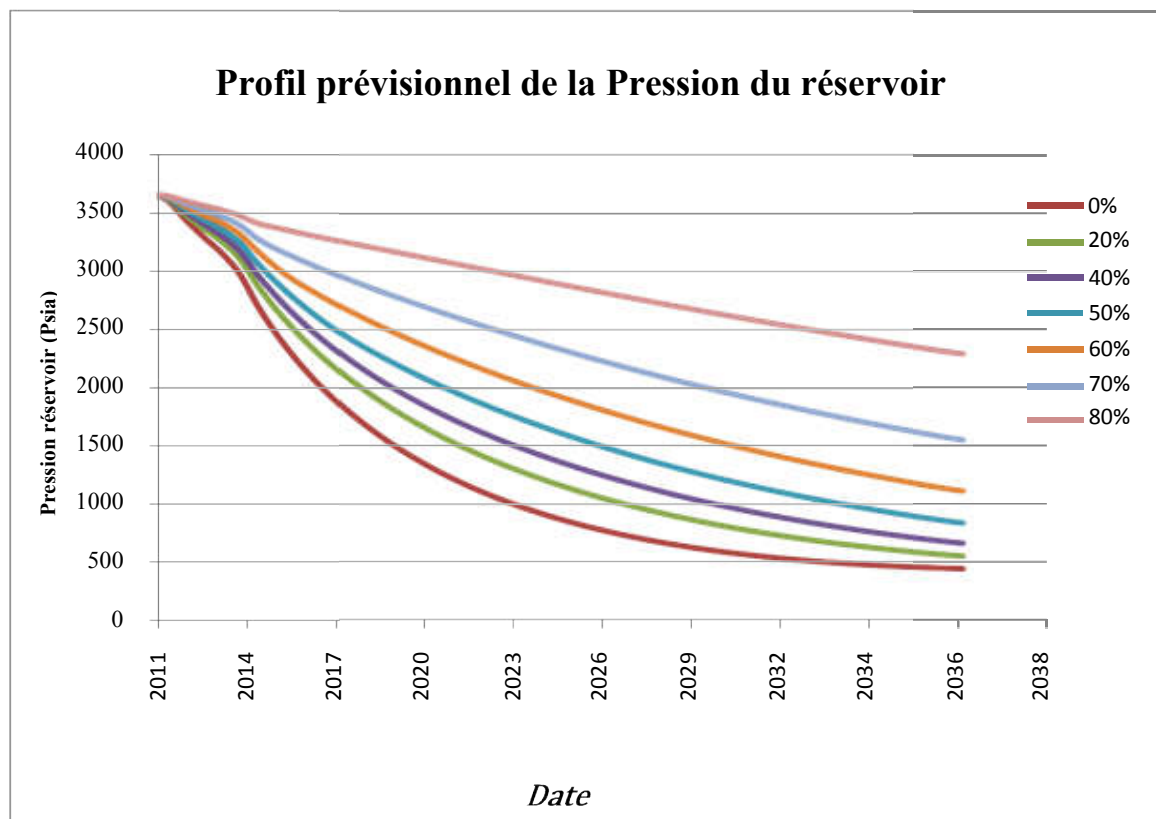
$G_P$  : le volume du gaz sec net produit.

Une étude de sensibilité a été faite pour calculer le taux d'injection optimal, en faisant varier ce dernier et voir la récupération finale en condensât. Les résultats de simulation obtenus par MBAL (vue graphe p/z annexe IV.I) sont montrés dans les graphes suivants :



**Graphe IV.1: Taux de récupération du condensât en fonction du taux d'injection**





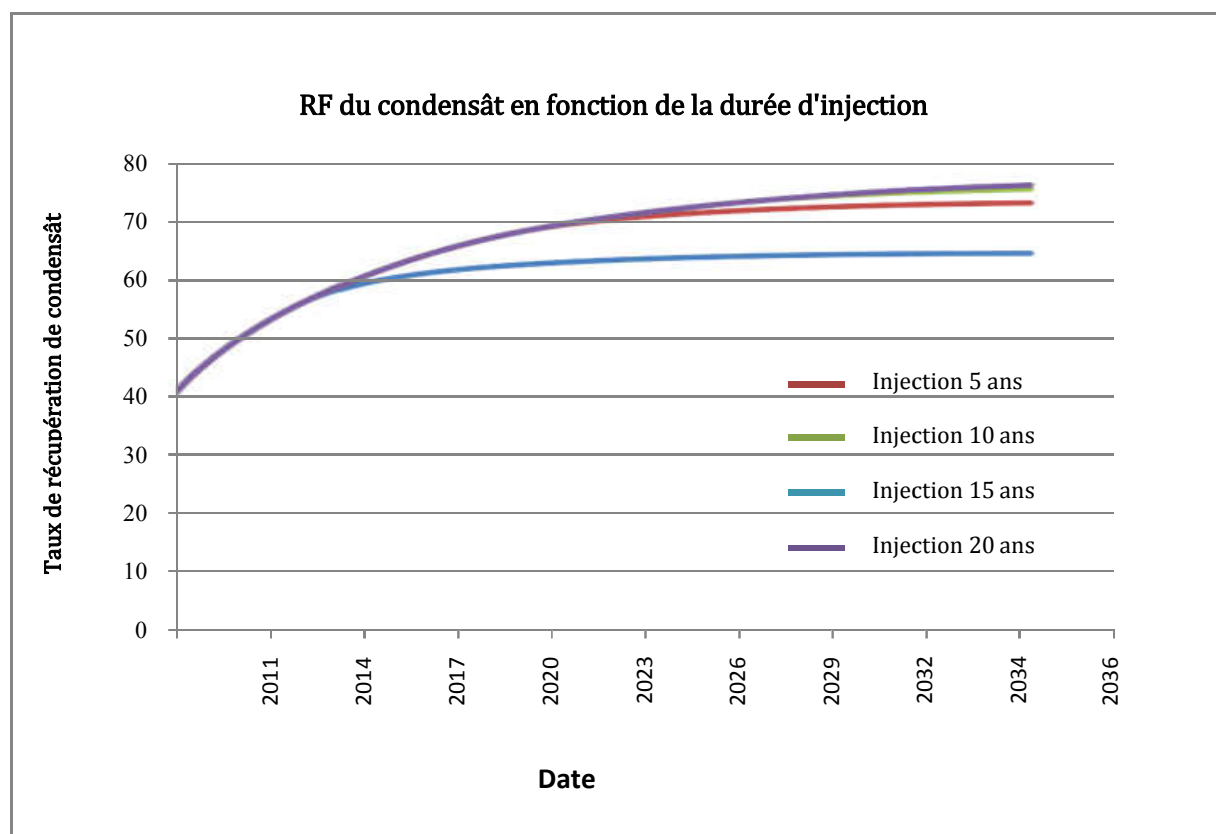
**Graphes IV.2: Le déclin de  $P_{rés}$  pour différent taux d'injection.**

#### IV.3.1 Interprétation des graphes :

- Avec l'augmentation du taux d'injection la déplétion devient moins importante et la richesse en condensat est nettement améliorée.
- La récupération en condensat augmente avec le taux d'injection jusqu'à le taux 75,5% ( $F=50\%$ ) puis elle diminue, ceci est dû à la diminution de la production nette par l'augmentation de la production du gaz sec provenant de l'injection, donc le taux d'injection optimum est de 50%.

#### IV.4. Durée d'injection optimale

Ayant calculé le taux d'injection optimum nous passons l'évaluation de la durée optimal d'injection. En faisant varier le temps d'injection, nous enregistrons l'impact sur le taux de récupération de condensat ce qui nous permet de tracer les graphes ci-dessous :



**Graphe IV.3: Taux de récupération de condensât en fonction de la durée d'injection.**

#### IV.4.1. Interprétation des résultats :

- On remarque bien que le recyclage de 50% de gaz sec pour un période de 10 ans est le meilleure schéma de développement avec une récupération de Condensât qui atteint les 72,5 %.

#### IV.5. Calcul de la production de condensât

Dans cette étape on va calculer la production condensât et GPL pour chaque palier de production pour les plans suivants :

- Production du champ Sud sans recyclage.
- Production du champ Sud avec recyclage de 50% de gaz sec produit pour une durée de 10 ans.

Pour cela on doit procéder comme suite

- En Calcule le pourcentage molaire pour les composants de GPL (C<sub>3</sub>, iC<sub>4</sub> nC<sub>4</sub>) et de condensât (C<sub>5+</sub>) qui seront extraites par l'usine de séparation.
- Pour 1m<sup>3</sup> de gaz humide produit en calcule la masse des composants de Condensât et GPL.

$$\text{La masse de composant } m_i = \sum_{i=5}^{11} y_i M_i \frac{P_{sc} V_{sc}}{RT_{sc}} \quad \text{IV.2}$$

M<sub>i</sub> : La masse molaire de composant i.

y<sub>i</sub> : Fraction molaire de composant i.

V<sub>sc</sub> : le volume au condition standard (22.4 L).

P<sub>sc</sub> : La pression au condition standard (1 atm).

T<sub>sc</sub> : La température au condition standard (288°k).

R: Constante des gaz parfait.(R=0,082 l atm/gmole °K).

- Une fois la masse de chaque composante est calculée, en déduit le volume de GPL, condensât contenu dans 1m<sup>3</sup> de gaz produit.

$$\text{Volume de GPL} = \sum_{i=3}^4 \frac{m_i}{\rho_i}$$

$$\text{Volume de condensat} = \sum_{i=5}^{11} \frac{m_i}{\rho_i}$$

m<sub>i</sub> : La masse de composant i dans 1 m<sup>3</sup> de gaz produit.

ρ<sub>i</sub>: La masse volumique de composant i.

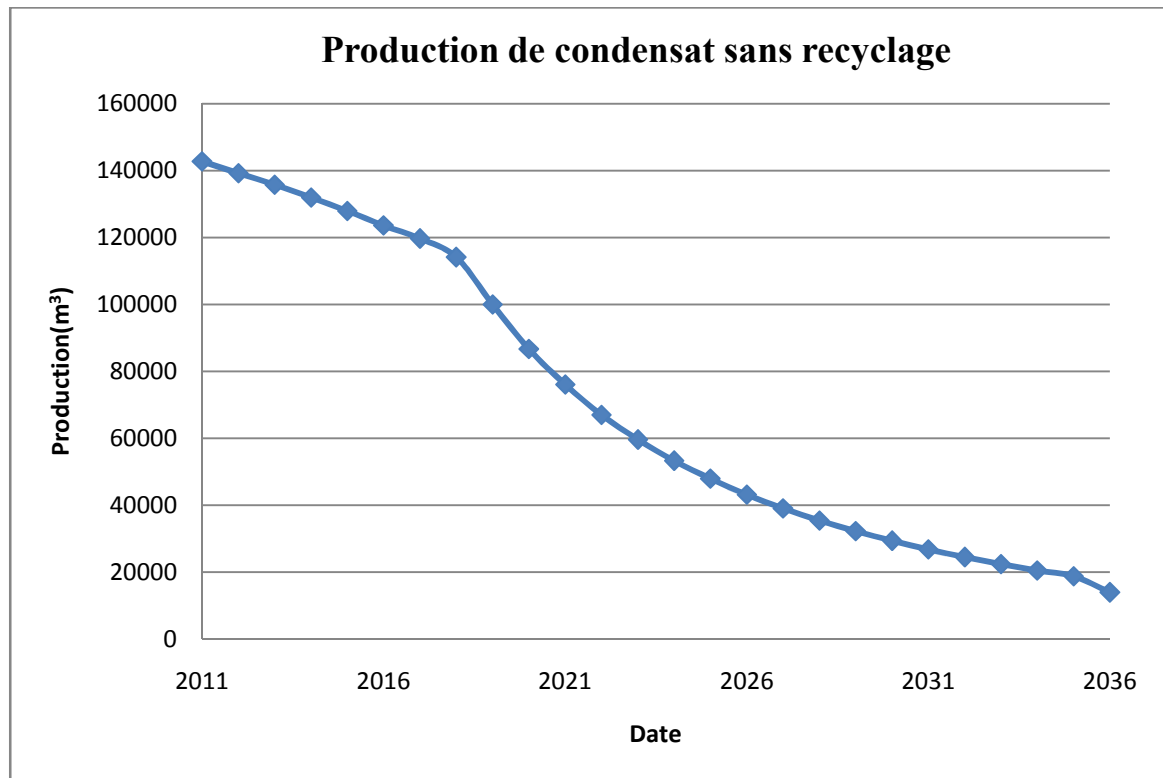
Les résultats obtenus pour chaque plan sont montrés dans les tableaux et figures suivantes:

#### IV.6. Production du champ Sud sans recyclage

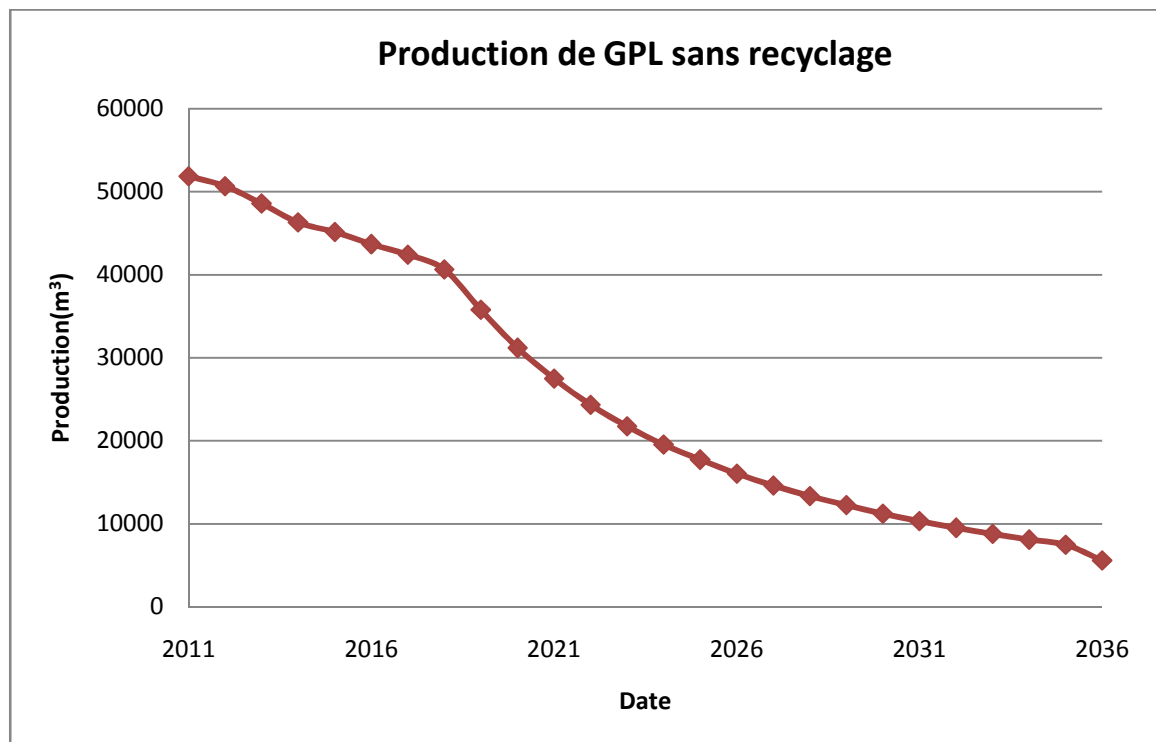
La production du champ Sud existants nous donne :

Tableau IV.2: Production du champ Sud sans recyclage.

Date	Pression (psi)	Production en gaz humide (MMm <sup>3</sup> )	%C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	Production en condensat (m <sup>3</sup> )	%(C <sub>4</sub> + iC <sub>3</sub> + nC <sub>4</sub> )	Production en GPL (m <sup>3</sup> )
2011	3600.60	473,087	4,036	142750	3,2016	51861,37
2012	3530.15	469,364	3,978	139252	3,0175	50681,22
2013	3405.34	465,691	3,912	135758	2,8042	48590,51
2014	3008.75	462,054	3,862	131951	2,6717	46312,93
2015	2665.56	460,647	3,696	127955	2,5871	45155,7
2016	2410.85	459,658	3,536	123603	2,5078	43674,7
2017	1890.10	457,933	3,322	119653	2,4342	42420,8
2018	1708.24	455,958	3,12	114121	2,3674	40645,2
2019	1580.39	411,897	2,934	100028	2,3123	35803,1
2020	1430.78	366,052	2,768	86683,1	2,2692	31180,5
2021	1325.75	328,192	2,632	76101,5	2,2357	27510,8
2022	1209.82	293,957	2,526	66987	2,2105	24339,1
2023	1090.55	265,216	2,439	59570,6	2,1922	21759,3
2024	930.08	239,957	2,359	53256,6	2,1798	19561,8
2025	856.46	218,295	2,272	47972,2	2,1726	17725,6
2026	810.35	197,963	2,169	43154,1	2,1698	16045,8
2027	750.65	180,293	2,118	39044,9	2,1709	14614,8
2028	645.48	164,436	2,102	35423,5	2,1755	13352,6
2029	570.72	150,561	2,11	32299,6	2,1832	12265
2030	553.06	137,28	2,135	29356,7	2,1935	11233
2031	542.18	125,642	2,169	26804,8	2,2062	10337,8
2032	525.43	114,938	2,209	24481,5	2,2209	9518,62
2033	508.21	105,48	2,25	22444,7	2,2375	8799,3
2034	501.45	96,3056	2,289	20483,4	2,2556	8097,92
2035	498.78	88,2636	2,324	18773,5	2,275	7484,83
2036	493.19	65,5535	2,346	13947,4	2,2906	5596,8
TOTAL		7254.67		1831856.1		664569,1



**Graphe IV.4: Production prévisionnel de condensat sans recyclage.**



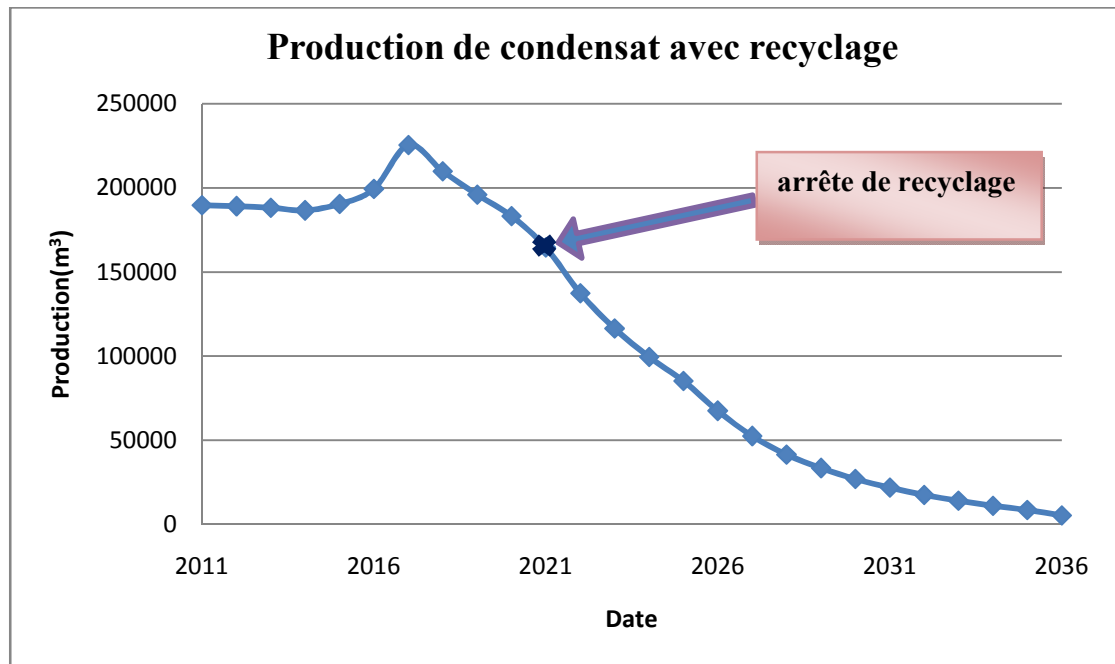
**Graphe IV.5: Production prévisionnel de GPL sans recyclage.**

### IV.7. Production du champ sud avec recyclage

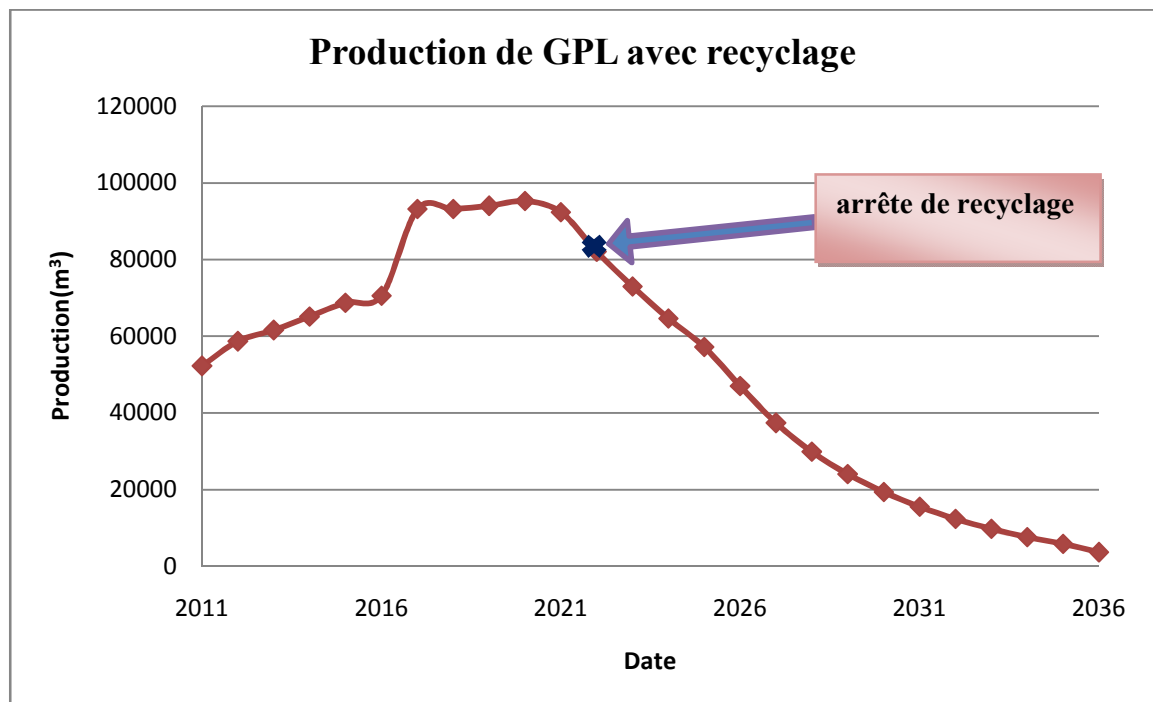
Le recyclage se fait avec 50% de gaz sec produit sur une durée de 10 ans

**Tableau IV.3: Production prévisionnel de champ sud avec recyclage.**

Date	Pression (psi)	Production gaz humide (MMm <sup>3</sup> )	%(C <sub>4</sub> + iC <sub>3</sub> + nC <sub>4</sub> )	Production en GPL (m <sup>3</sup> )	%C <sub>5</sub> <sup>+</sup>	Production gaz condensat (m <sup>3</sup> )	Production en gaz sec (MMm <sup>3</sup> )
2011	3611.52	597,803	2,622	52235,604	3,895	189724,93	652,071
2012	3520.15	660,854	2,641	58662,093	3,882	189021,68	651,045
2013	3490.34	662,351	2,654	61586,078	3,874	188085,07	649,884
2014	3458.75	665,527	2,681	65149,286	3,862	186524,357	644,807
2015	3007.57	667,106	2,665	68737,867	3,696	185445,816	634,968
2016	2787.56	671,532	2,653	70526,279	3,536	190435,027	627,155
2017	2645.12	923,837	2,644	93161,229	3,322	225401,561	868,721
2018	2469.24	921,317	2,647	93187,967	3,12	209879,197	868,19
2019	2254.39	921,317	2,662	93965,06	2,934	195890,864	869,767
2020	2108.79	921,317	2,689	95253,124	2,768	183158,02	871,033
2021	1995.67	879,295	2,722	92321,707	2,632	164507,445	832,217
2022	1788.45	772,144	2,747	82033,911	2,526	137359,823	731,431
2023	1709.33	683,314	2,755	72972,088	2,439	116460,192	647,818
2024	1602.52	607,141	2,744	64644,954	2,359	99449,366	576,158
2025	1544.22	542,381	2,715	57171,357	2,272	85197,271	515,328
2026	1505.88	449,87	2,694	47005,67	2,169	67451,56	427,992
2027	1422.28	358,378	2,689	37357,923	2,118	52447,162	341,153
2028	1389.39	285,915	2,694	29864,419	2,102	41511,61	272,203
2029	1251.65	229,197	2,707	24056,663	2,11	33397,246	218,157
2030	1202.45	183,068	2,724	19340,977	2,135	26980,677	174,174
2031	1115.25	145,747	2,742	15510,712	2,169	21826,433	138,588
2032	1089.12	115,08	2,761	12337,505	2,209	17548,047	109,36
2033	1014.05	90,444	2,779	9764,059	2,25	14046,036	85,895
2034	964.89	69,914	2,795	7594,657	2,289	11044,431	66,36
2035	871.99	53,321	2,809	5822,712	2,324	8550,072	50,584
2036	806.64	32,932	2,818	3608,371	2,346	5332,362	31,232
TOTAL		13111,102		1333872,27		2846676,26	12556,291



**Graphe IV.6: Production prévisionnel de condensat avec recyclage.**

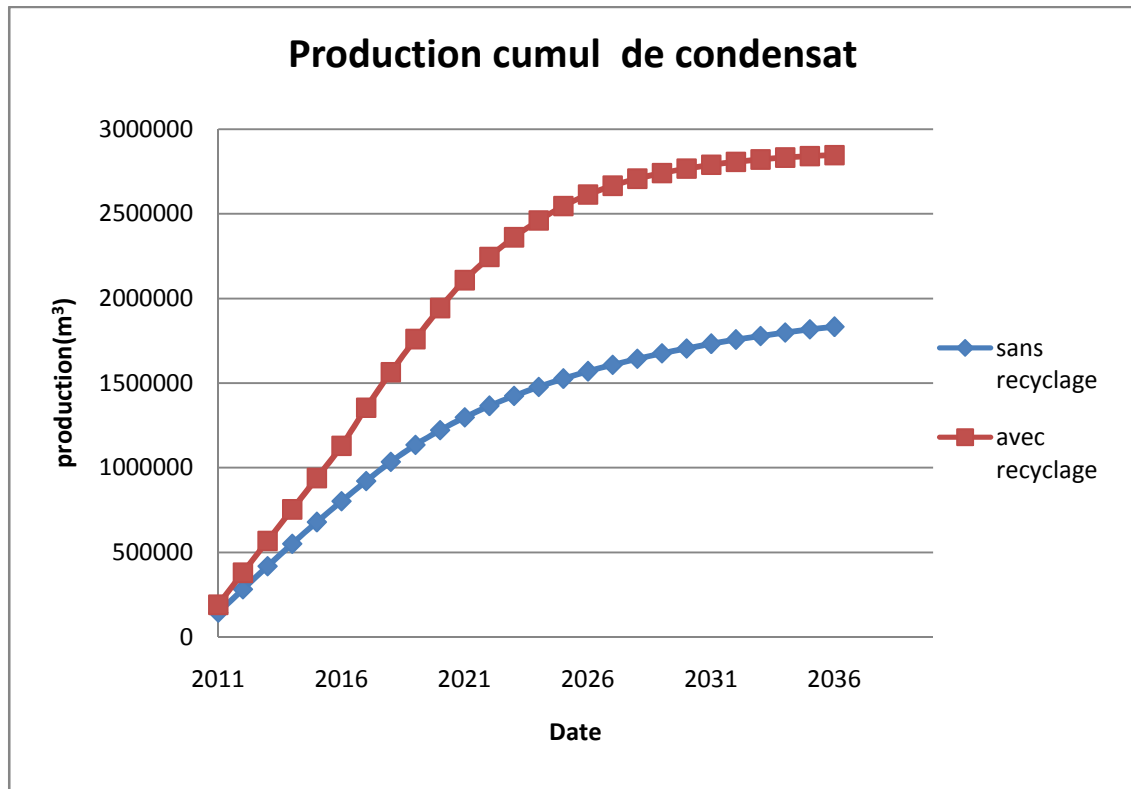


**Graphe IV.7: Production prévisionnel de GPL avec recyclage.**

**Tableau IV.4: Production cumul de condensat.**

Date	Cumul condensat sans recyclage (m <sup>3</sup> )	Cumul condensat avec recyclage (m <sup>3</sup> )
2011	142750	189724,93
2012	282002	378746,61
2013	417760	566831,68
2014	549711	753356,037
2015	677666	938801,853
2016	801269	1129236,88
2017	920922	1354638,44
2018	1035043	1564517,64
2019	1135071	1760408,5
2020	1221754,1	1943566,52
2021	1297855,6	2108073,97
2022	1364842,6	2245433,79
2023	1424413,2	2361893,98
2024	1477669,8	2461343,35
2025	1525642	2546540,62
2026	1568796,1	2613992,18
2027	1607841	2666439,34
2028	1643264,5	2707950,95
2029	1675564,1	2741348,2
2030	1704920,8	2768328,87
2031	1731725,6	2790155,31
2032	1756207,1	2807703,35
2033	1778651,8	2821749,39
2034	1799135,2	2832793,82
2035	1817908,7	2841343,89
2036	1831856,1	2846676,26

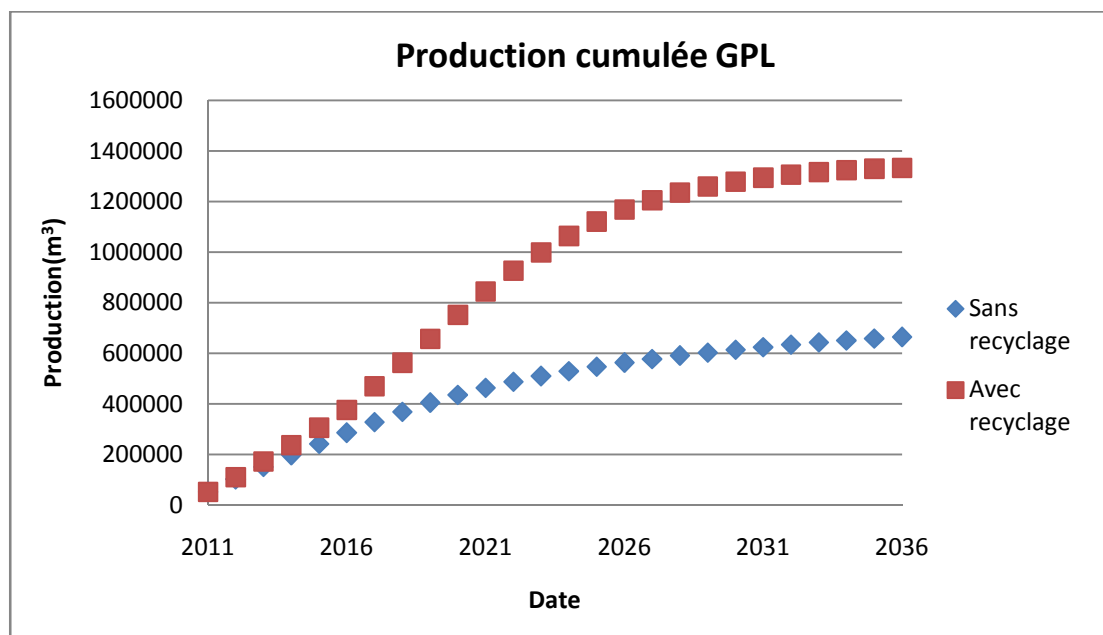




**Graphe IV.8: Production prévisionnelle cumulée de condensât.**

**Tableau IV.5: Production cumul de GPL**

Date	Cumul de GPL(m <sup>3</sup> ) Sans recyclage	Cumul de GPL(m <sup>3</sup> ) Avec recyclage
2011	51861,37	52235,604
2012	102542,59	110897,697
2013	151133,1	172483,775
2014	197446,03	237633,061
2015	242601,73	306370,928
2016	286276,43	376897,207
2017	328697,23	470058,436
2018	369342,43	563246,403
2019	405145,53	657211,463
2020	436326,03	752464,587
2021	463836,83	844786,294
2022	488175,93	926820,205
2023	509935,23	999792,293
2024	529497,03	1064437,25
2025	547222,63	1121608,6
2026	563268,43	1168614,27
2027	577883,23	1205972,2
2028	591235,83	1235836,62
2029	603500,83	1259893,28
2030	614733,83	1279234,26
2031	625071,63	1294744,97
2032	634590,25	1307082,47
2033	643389,55	1316846,53
2034	651487,47	1324441,19
2035	658972,3	1330263,9
2036	664569,1	1333872,27



**Graphe IV.9: Production prévisionnelle cumulée GPL.**

## IV.8. Conclusion

- Le recyclage est efficace pour le développement du champ de HRS en termes de récupération, le maintien de pression et la prévention du dépôt du liquide dans le réservoir.
- Production du champ Sud avec recyclage de 50% de gaz sec produit pour une durée de 10 ans est le meilleur plan de développement.
- Le taux d'injection optimal pour le réservoir Sud est évalué à 50% pour une durée de vie de 10 ans.
- Avec ce schéma (Graphe IV.1) de développement la récupération en condensât augmente de 41% pour la déplétion naturelle jusqu'à 72%.

## IV.9. Etudes économique

### IV.9.1. Objectif de l'étude :

Cette partie a pour objectif de faire une comparaison économique entre la déplétion naturelle et le recyclage (Injection 50%) en 6 années.

**Données :**

Après une consultation des prix et les prévisions faites sur ces derniers on a adopté les prix et les couts suivants :

- Prix de gaz sec (GN) = 72.327 \$/Mm3.
- Prix du baril de condensât : 115 \$ (supposé fixe durant l'exploitation).
- Prix de GPL : 11.31 \$/bbl.
- Prix d'un m3 de gaz injecté : 0,00184 \$.
- cout de forage et completion d'un puits =2500000\$ (5puits producteurs et 4 puits injecteurs)

**Tableau IV.6: Prix de vente de gaz GPL et condensat et Gaz sec.**

	Condensat (m <sup>3</sup> )	GPL (m <sup>3</sup> )	Gaz sec (MMm <sup>3</sup> )	Vent condensat (\$)	Vent GPL (\$)	Vent gaz sec(\$)
Sans recyclage	920922	328697.27		666075660.38	23008790	
Avec recyclage	1354638.44	470058.436	47286.51	979769940.89	33436232.14	342236.11

**Tableau IV.7: Les gains de production.**

	Cout d'injection (\$)	Cout de forage et complétion(\$)	Recette (\$)	Dépenses (\$)	Gains (\$)
Sans recyclage	0	12500000	689084450.38	12500000	676584450.38
Avec recyclage	52219200	22500000	1013548409.1	74719200	938829209.1

D'après ces calculs, on voit que l'opération de la réinjection du gaz est efficace car on peut gagner environ 262244758.72 \$

## CONCLUSION GENERALE

A partir de cette étude on peut tirer les conclusions suivantes :

- L'estimation des réserves par la méthode bilan matière nous a permis d'identifier un volume de gaz initialement en place de  $50 \times 10^9 \text{m}^3$ .
- la chute de la production des puits de HRS est due essentiellement à la chute de la pression du réservoir en dessous de la pression de rosée qui a causé le phénomène de la condensation rétrograde.
- Le recyclage est efficace pour le développement du champ HRS en termes de récupération, le maintien de pression et la prévention du dépôt du liquide dans le réservoir, alors la production de gazoline augmente.
- la production pour un taux d'injection optimal du champ HRS avec recyclage de 50% de gaz sec produit pour une durée de 10 ans est le meilleur plan de développement.
- Avec ce schéma de développement la récupération en condensat augmente de 41% pour la déplétion naturelle jusqu'à 72%.
- Le recyclage de gaz sec a pour avantage de ralentir le déclin de pression et diminue le dépôt liquide dans le réservoir, alors la production de gazoline augmente.
- L'étude économique a montré que le taux d'injection 50% est le plus rentable.

## Recommandations

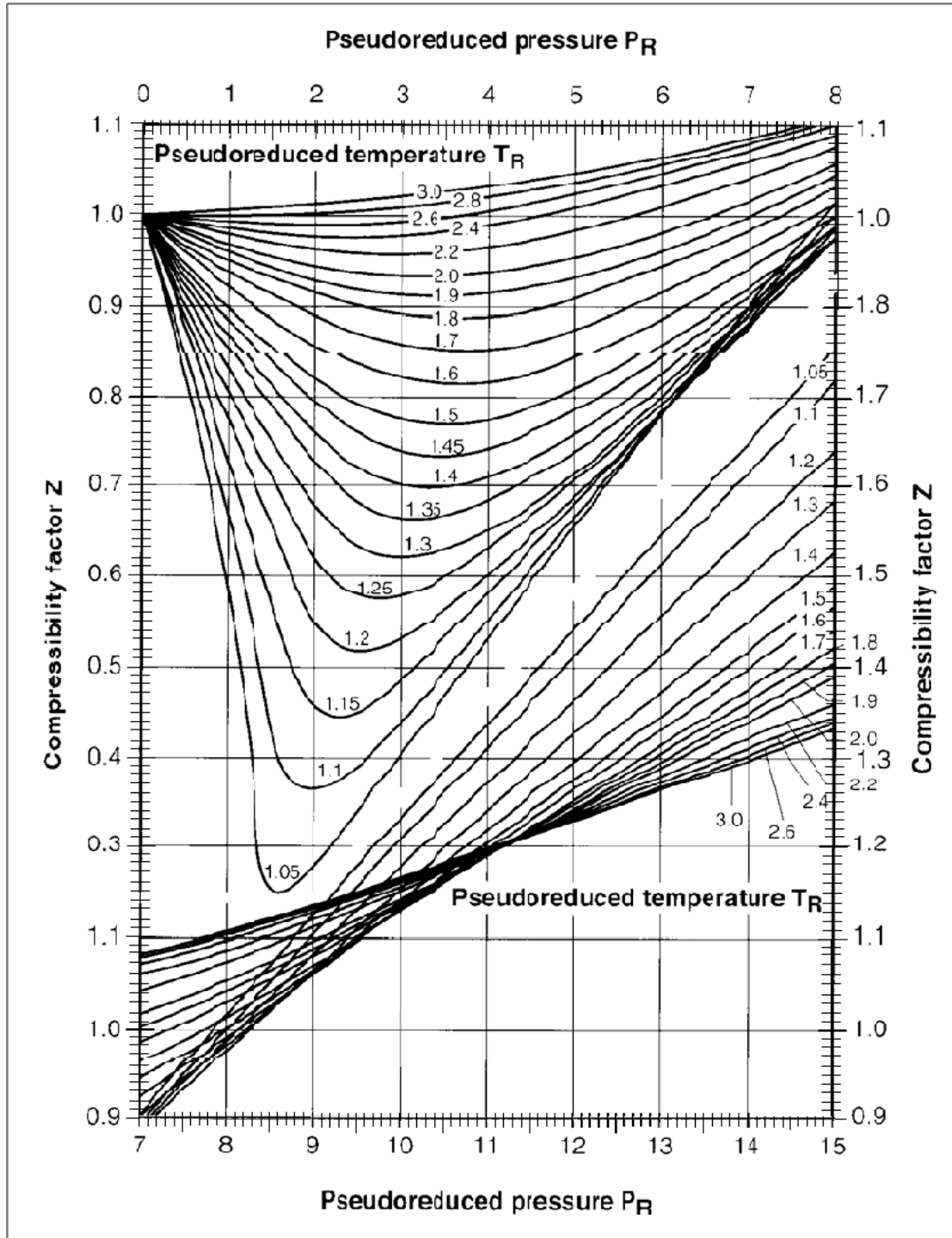
Cette étude nous a permis de faire les recommandations suivantes :

- ✚ Adapter un schéma de recyclage de gaz de 50% pendant la durée de production.
- ✚ Appliquer une politique de monitoring du réservoir (surveillance) pour la bonne conservation des performances de gisement.
- ✚ adapter L'étude économique a montre que le taux d'injection 50% est le plus rentable.

## REFERENCE

- [01] -Gaz nétro ;[2015]; lavie en bleu; tout sur gaz naturel ;[12/05/2016];
- [02] -Biogaz issus de déchets alimentaires pour cogénération / CHP [archive]
- [03]- [03] %. © BP Statistical Review 2016 .
- [04] –The World Factbook - Version du Janvier 1, 2018 -www.indexmundi.com/
- [5]- <http://www.bp.com/content/oper/en/corporate/pdf/energir.economics/statiscal-reveu-2017/bp-statistical-reveu-of-world-energie-2017-full-report.pdf>
- [06]- [www.leconews.com/.../l-algerie-produira-151-milliards-de-m3-an-de-gaz-en-2019-07...](http://www.leconews.com/.../l-algerie-produira-151-milliards-de-m3-an-de-gaz-en-2019-07...)
- [07]- données géologique de Hassi R'mel
- [08]- « Récupération assistée »; copyright 2000 enspm formation industries -forage. Production. Gisement, p11-89 ;
- [09]- initiation gisement »; copyright 2006 enspm formation industries, p5-48 ;
- [10]-TAREK Ahmed: "Reservoir Engineering Handbook, quatrième édition", Gulf Professional Publishing, 2010.
- [11]-Spiegel, M.R.: "Statistics", Schaum's Outline Series, SI Edition,McGraw-Hill Book Company (1972).
- [12]-permet d'exploitation rapport de stage Hassi Rm'el
- [13]- Base des données Sonatrach DP HMD "data Bank".
- [14]-(8) Standing, M.B. and Katz, D.L.: "Density of Natural Gases", Trans. AIME, 146 (1942), 140-149.

ANNEX



Courbe 01 : diagramme de kartz



Syst	EP moy	ETAGES		STRAT	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
TER  CRETACE	100	<b>MIO-PLIOCENE</b> Discordance Alpine			Croûte calcaire et série argilo-gréseuse	
	40	<b>SENONIEN</b>			Calcaire à silex	
	40	<b>TURONIEN</b>			Dolomie vacuolaire	
	100	<b>CENOMANIEN</b>			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	<b>MALM</b>			Carbonates grès et argile
		220	<b>DOGGER</b>	ARGILEUX		Calcaire dolomitique et argile.
LAGUNAIRE					Calcaire dolomitique et argile.	
510		<b>LIAS</b>	130	MARNEUX		Marnes et calcaire.
				CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite.
			80	ANHYDRITIQUE		Anhydrite massive à passées d'argile.
			150	SALIFERE I		Sel massif avec une passée dolomitique "D1"
			150	SALIFERE II & III		Sel à passées d'argile.
			15	ARGILEUX SUPERIEUR		Argile plastique avec une passée dolomitique. "D2"
TRIAS		50	ARGILEUX INFERIEUR			Sel massif et Argile brun-chocolat
	200	<b>TRIAS</b>	<b>ARGILO-GRESEUX</b>	A		Grès fin à moyen, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune.
				B		
				C		
30	<b>SERIE INFERIEURE</b> Disc. Hercynienne			Andésite, argile et passées de grès argileux.		
PALEO-ZOIQUE	22	DEVONIEN			Argile à passées de grès	
	100	SILURIEN			Argile noire à graphites	
	128	CAMBRO-ORDOVICIEN			Quartzite-Grès à grès quartzite, grès fin à moyen,, gris-blandâtre à lits d'argile Grès fin, argilo-bitumineux et brèches tectoniques.	
		<b>SOCLE</b>			Grands éléments de granite fracturé, rose, orange, ferronagésines.	

Figure 1 : Coupe Stratigraphique du Champ de Hassi R'mel

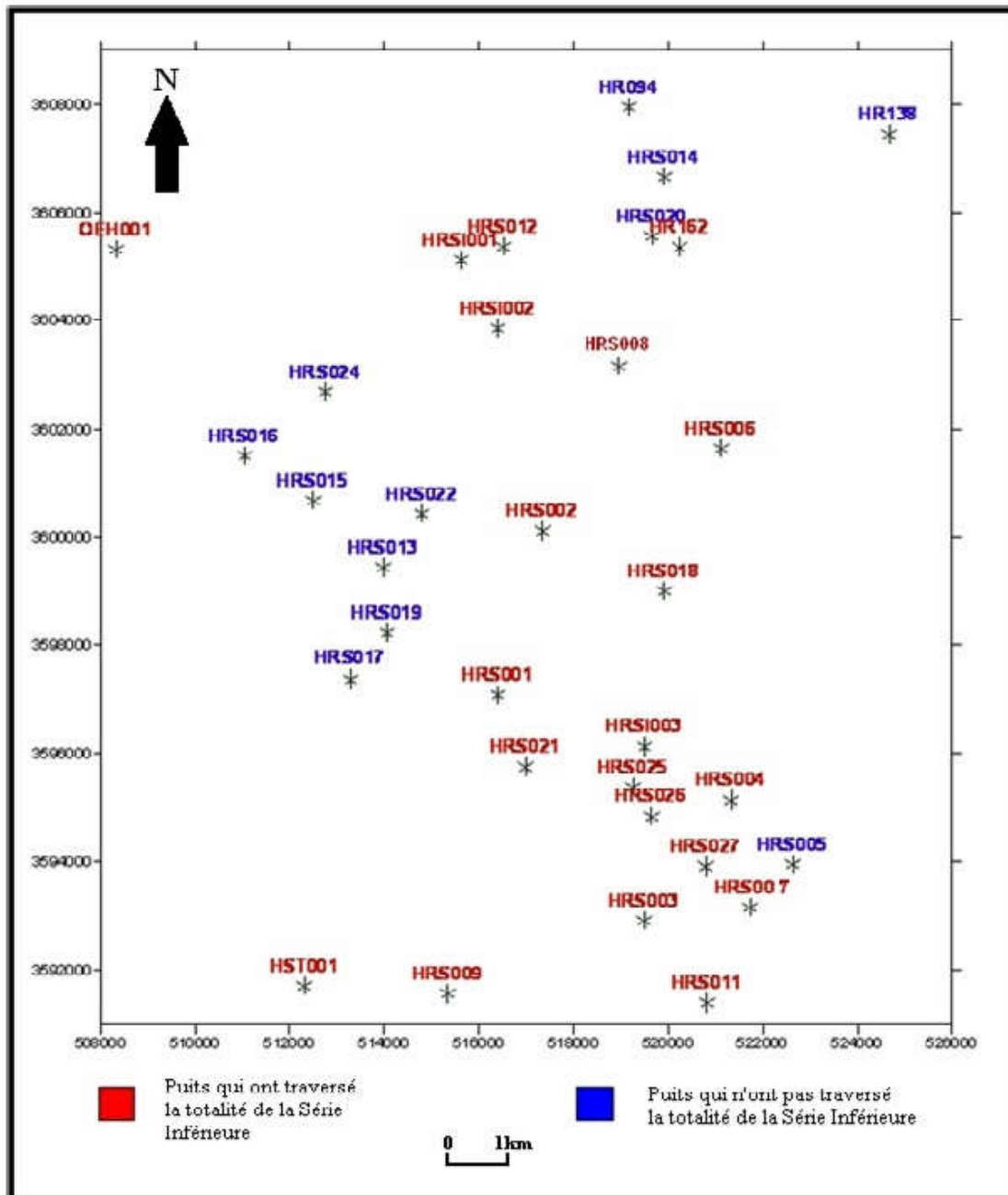


Figure 2 : Carte de positionnement des puits

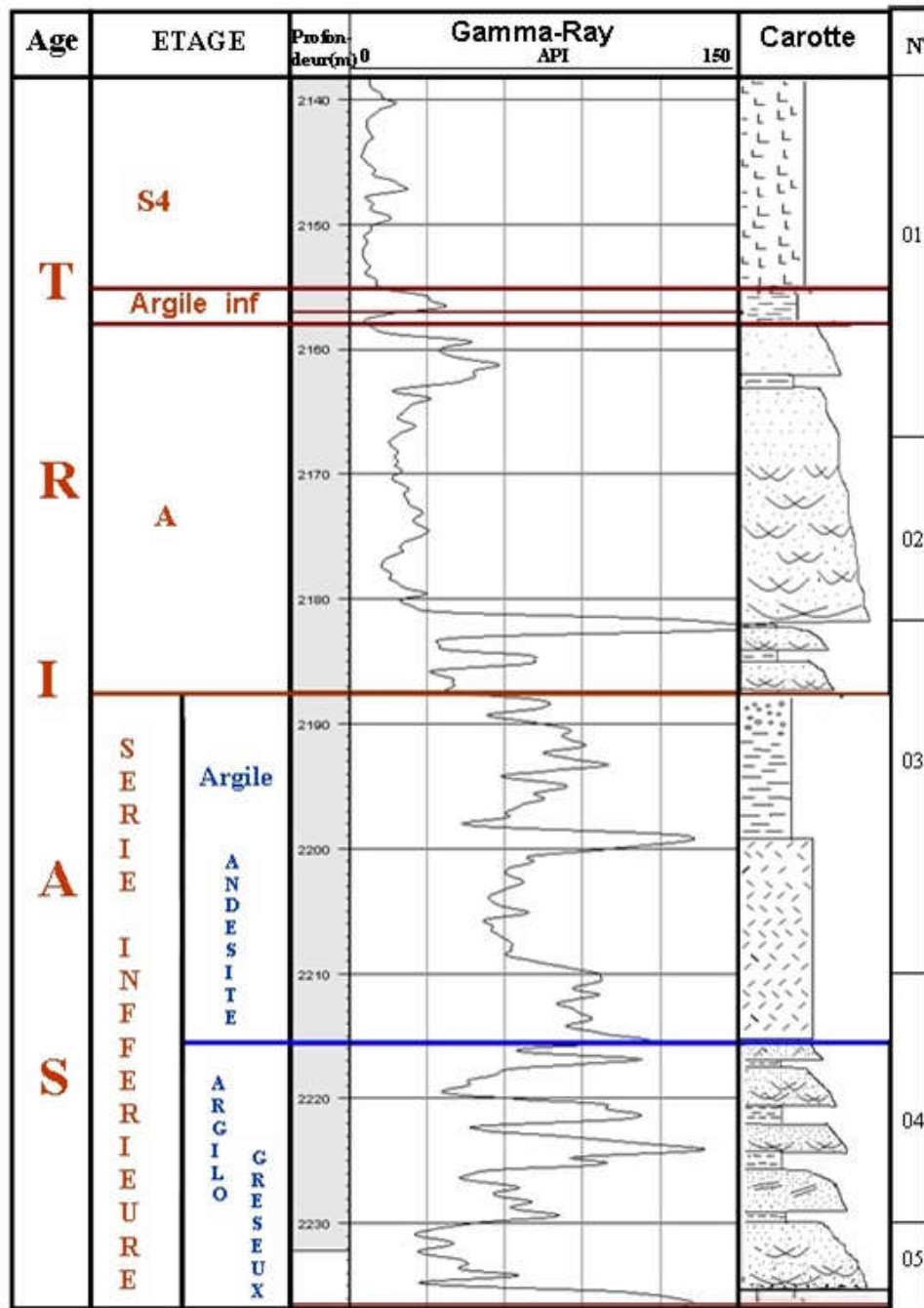
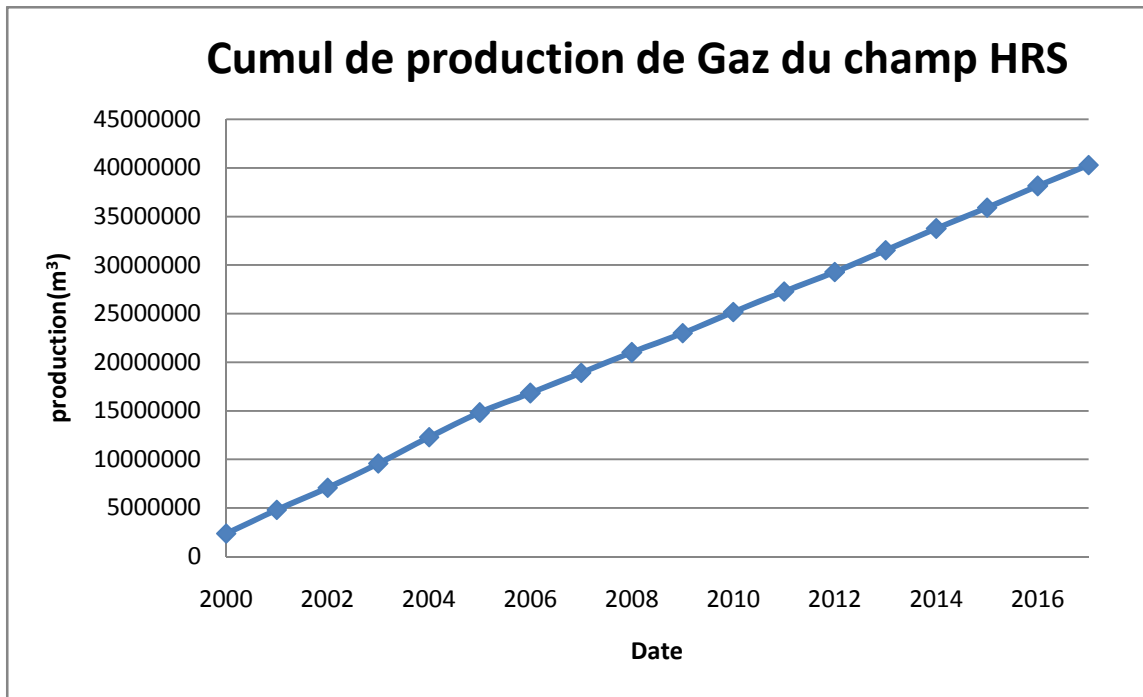


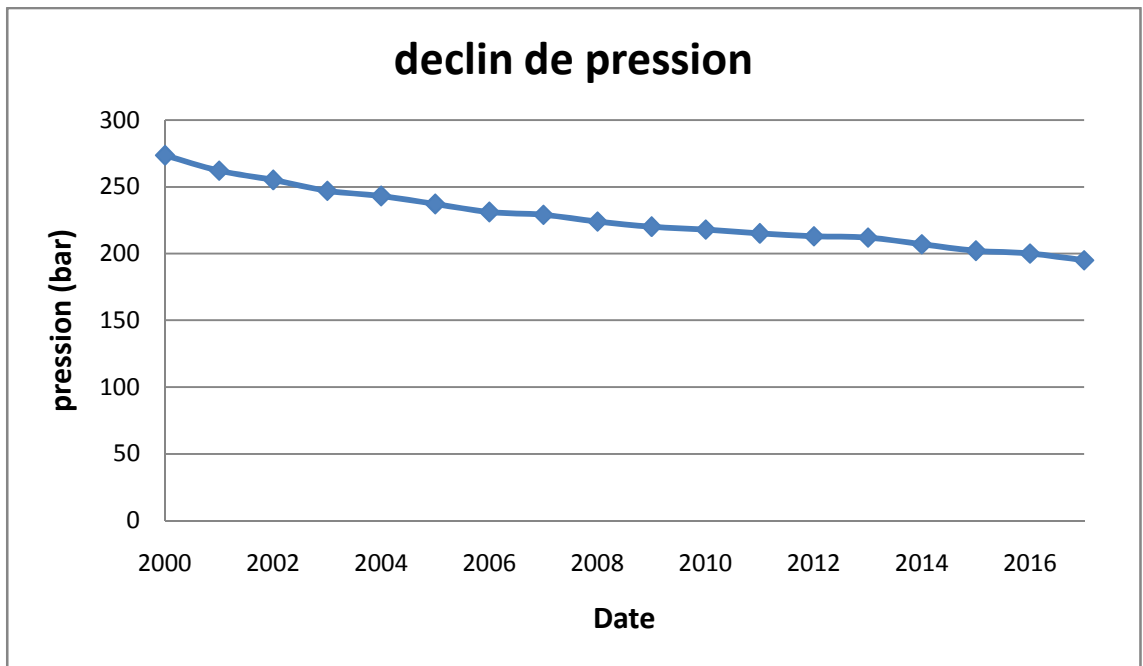
Figure 3 : le découpage du trais de la région de Hassi R'mel sud (puits HRS-21)

**Tableau III.1 :la cumul de production de Gaz du champ HRS Jusqu'à 2017**

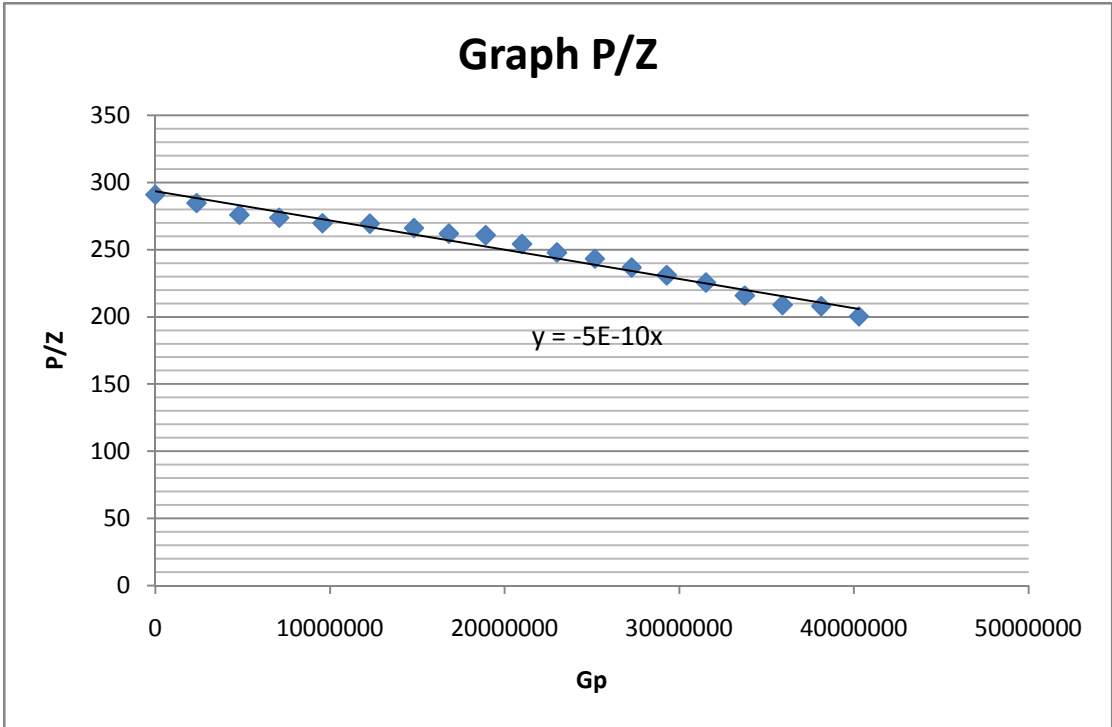
<b>Année</b>	<b>Gp*10<sup>3</sup></b>	<b>(m3)</b>	<b>Pressure (kg/cm<sup>2</sup>)</b>
<b>Condition initiale</b>	<b>0</b>		<b>311.5</b>
<b>2000</b>	<b>2356386</b>		<b>273,5</b>
<b>2001</b>	<b>4811158</b>		<b>262</b>
<b>2002</b>	<b>7087104</b>		<b>255</b>
<b>2003</b>	<b>9571403</b>		<b>247</b>
<b>2004</b>	<b>12281020</b>		<b>243</b>
<b>2005</b>	<b>14806054</b>		<b>237</b>
<b>2006</b>	<b>16808646</b>		<b>231</b>
<b>2007</b>	<b>18907072</b>		<b>229</b>
<b>2008</b>	<b>20995143</b>		<b>224</b>
<b>2009</b>	<b>22989232</b>		<b>220</b>
<b>2010</b>	<b>25164756</b>		<b>218</b>
<b>2011</b>	<b>27270972</b>		<b>215</b>
<b>2012</b>	<b>29276859</b>		<b>213</b>
<b>2013</b>	<b>31522302</b>		<b>212</b>
<b>2014</b>	<b>33748149</b>		<b>207</b>
<b>2015</b>	<b>35910717</b>		<b>202</b>
<b>2016</b>	<b>38123309</b>		<b>200</b>
<b>2017</b>	<b>40282084</b>		<b>195</b>



**Graph III.1 :** Cumul de production de Gaz du champ HRS Jusqu'à 2017



**Graph III.2 :** Le déclin de Pression en fonction de temp du champ HRS



**Graph IV.1 : P/Z**