

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA

Faculté des Sciences, Technologie et

Sciences de la Matière

Département des hydrocarbures et de chimie

N° d'ordre :

N° de série :



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine: Science et Techniques

Filière : hydrocarbures et chimie

Spécialité : production

Présenté par :

- ✓ **CHENINI Hocine Abdenour**
- ✓ **DJANI Bouamama**
- ✓ **HADJ KOUIDER Abdel ouahed**

Thème

Contrôle d'efficacité d'injection de gaz comme un mode de récupération secondaires

Soutenu publiquement :

Le : 23/06/2013

Devant le jury :

Mr : KOUADRI Rhada.MA

(UKM Ouargla)

Mr : KAELIFA Cherif .MA

(UKM Ouargla)

M^{elle} : BOUHADDA Mebarka. MA

(UKM Ouargla)

Président

Examineur

Encadreur

Année Universitaire : 2012/2013

SOMMAIRE

DEDICACE

REMERCIEMENT

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

PARTER1 : LA PARTIE THEORIQUE

INTRODUCTION

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES GISEMENTS DES HYDROCARBURES

I.1. LE GISEMENT	04
I.1.1. Définition	04
I.1.2. Les caractéristiques de gisement	04
I.1.3. Caractéristique des fluides de gisement.....	06
I.2. CLASSIFICATION DES GISEMENTS D'HYDROCARBURES	06
I.2.1. Les réservoirs à l'huile	06
I.2.2. Les réservoirs à gaz.....	07
I.3. LES GISEMENTS DE GAZ A CONDENSAT	07
I.3.1. Définition	07
I.3.2. Phénomène de condensation rétrograde	07
I.3.3. Les problèmes rencontrés lors de l'exploitation d'un gisement de gaz à condensât.....	08
I.4. EVALUATION DU VOLUME D'HYDROCARBURES EN PLACE	08
I.4.1. Méthode volumétrique	09
I.4.2. Méthode bilan matière	10

CHAPITRE II : LA REINJECTION DU GAZ

II.1. PRINCIPE DE LA RECUPERATION ASSISTEE	13
II.2. LA REINJECTION DU GAZ.....	14
II.2.1. Facteurs influant sur la récupération	14
II.2.2. Différentes configuration d'injection	15
II.2.3. Choix du nombre de puits injecteurs et de l'espacement	17

II.2.4. Adaptation du schéma d'implantation aux caractéristiques particulières du gisement	17
II.2.5. Etude des efficacités	18
II.2.6. Mise en œuvre de l'injection	21

LA PARTIE PRATIQUE

CHAPITRE III : PRESENTATION DE LA ZONE D'ETUDE

III.1. PRESENTATION DE LA REGION ETUDIEE	23
III.1.1. Situation géographique.....	23
III.1.2. Situation géologique.....	23
III.2. HISTORIQUE DES GISEMENTS D'OUED NOUMER.....	24
III.3. SUBDIVISION DU RESERVOIR D'AIT KHEIR	25
III.4. FLUIDES DE GISEMENT D'AIT KHEIR	28
III.5. LES PROBLEMES RENCONTRES DANS LE CHAMP D'ATK.....	28
III.6. LES SOLUTIONS PROPOSEES	28

CHAPITRE IV : L'ANALYSE DE L'HISTORIQUE DE LA PRODUCTION ET LA REINJECTION DANS LA ZONE ETUDIEE

IV.1. L'IMPLANTATION DES PUITES.....	30
IV.2. CARACTERISTIQUES DE L'INJECTION.....	31
IV.2.1. Composition chromatographique et caractéristiques du gaz de réinjection.....	33
IV.2.2. Débit d'injection	33
IV.3. LE TAUX DE RECUPERATION	35
IV.3.1. Définition	35
IV.3.2. Calcul de réserve	36
IV.4. HISTORIQUE DE LA DEPLETION.....	39
IV.4. ETUDE ECONOMIQUE DU PROCESSUS	46
IV.4.1. Calcul de la richesse en produits condensables	46
IV.4.2. Etude économique.....	47

CONCLUSION

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ANNEXE

RESUME



REMERCIEMENTS

*Au premier temps, nous tenons à remercier le bon Dieu, qui
Nous a donné la force et le courage pour effectuer ce mémoire de fin d'études.
Nous adressons nos vifs remerciements à **M^{elle}. BOUHADDA Mebaraka**, notre
Professeur consultant qui nous a orientés durant l'élaboration
de ce travail .*

*Notre sincère reconnaissance à nos enseignants du département:
Hydrocarbures et Chimie.*

*Sans oublier à cet effet de souligner toute notre gratitude à
L'entreprise **SH.DP OUED NOUMER** pour nous avoir offerts
L'opportunité de*

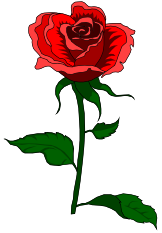
Suivre ce stage et l'ensemble des employés de l'atelier mécanique.

*Enfin, merci à tous ceux qui nous ont aidé à
L'élaboration de ce modeste travail.*

CHENINI
Hocine Abdenour

DJANI
BOUAMAMA

HADJ KOUIDER
Abdelouahed



DEDICACES

Je dédie ce travail à mon PERE et ma MERE, mes frères, mes sœurs, mon amis B. Mohammed et à tous mes amis est mes collègue des études et toutes les personnes qui m'ont encouragé pour continuer mes études et faire cette formation à Ouargla

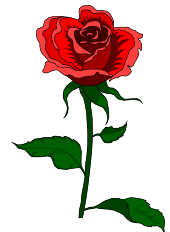
Mr DJANI Bouamama

Je dédie ce travail à mon PERE et ma MERE, mes frères, mes sœurs, mes amis et toutes les personnes qui m'ont encouragé pour continuer mes études et faire cette formation à Ouargla.

Mr HADJ KOUIDER Abdelouahed

Je dédie ce travail à ma famille et mes amis est mes collègue. Toutes les personnes qui m'ont encouragé pour continuer mes études et faire cette formation à Ouargla

Mr CHENINI Hocine Abdenour



LISTE DES FIGURES :

Numéro	Nom de figure	page	
01	Coupe verticale d'un gisement	01	
02	diagramme P-T pour les différents gisements	04	
03	diagramme P-T	04	
04	Milieu poreux	12	
05	représentation de l'équilibre des phases pour un mélange à pression et température constantes	15	
06	Injection groupée	17	
07	Injection dispersée	17	
08	Cas d'anisotropie des perméabilités	18	
09	Hétérogénéités diverses	19	
10	Schéma efficacité d'une injection	20	
11	Carte géographique représentatif d'Oued Noumer	24	
12	l'estimation de réserve par méthode p/z	39	
13	Niveau A	évaluation la pression de gisement	40
14		évaluation la production d'huile	40
15		évaluation la production du gaz	40
16		évaluation de GOR	41
17	Niveau B	évaluation la pression de gisement	43
18		évaluation la production d'huile	43
19		évaluation la production du gaz	44
20		évaluation de GOR	44

LISTE DES TABLEAUX

Numéro	Nom de tableau	page
01	Caractéristiques pétro physiques de réservoir d'atk : TAG "B"	28
02	Caractéristiques pétrophysiques de réservoir d'atk : TAG "A"	29
03	Situation des puits Ait Kheir	32
04	Historique de la réinjection de gaz champ d'Ait Kheir	33
05	La composition du gaz injecté dans le champ d'Ait Kheir	34
06	Valeurs du coefficient de l'orifice et les diamètres	35
07	Les paramètres d'injection	35
08	Les pressions et les facteurs de compressibilité pour le niveau A	37
09	Pressions et les facteurs de compressibilité pour le niveau B	38
10	Calcul de réserve totale	38
11	Composition du gaz à condensat du gisement d'Ait Kheir.	47
12	Etude économique	48

INTRODUCTION

L'énergie mondiale de ces dernières années dépend de plus en plus de gaz, de ce fait, l'Algérie considéré parmi les pays contenant des réserves considérable de gaz, se voit donner une très grande importance à l'exploitation de ses gisements de gaz à condensât.

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

Pendant l'exploitation de ce type de réservoir, la chute de pression provoque une condensation rétrograde de quelque pourcentage de la phase gazeuse, qui traduit une perte de condensât dans le réservoir. Par conséquent un recyclage peut minimiser cette perte considérable de condensât en maintenant la pression apporté par l'injection. Cette méthode appelés "récupération secondaire", car intervenant souvent après une phase primaire de récupération par éruption naturelle des puits. Le principe consiste à contrer le déclin des productions par le maintien de la pression du réservoir et à pousser l'huile mobile vers les puits producteurs.

L'injection de fluides pour pousser l'huile est une méthode ancienne et est utilisée en routine sur les champs quand la pression devient trop basse, voire même dès le début de l'exploitation pour accélérer la production. Plus de 60 % de la production pétrolière se fait par cette méthode.

La présente étude concerne le champ d'Ait Kheir dont l'exploitation des réserves en gaz à condensat a démarrée en 1972.

L'objectif de cette étude est surtout d'essayer d'éclaircir le mode d'exploitation utilisé dans ce champ et calculer les réserves et de contrôler l'efficacité d'injection par la comparaison économique entre la déplétion naturelle et le recyclage.

Ce mémoire est divisé en deux parties: théorique et pratique

1. La premier partie contient deux chapitres, le premier est consacré à l'exposition en bref de quelques généralités sur les gisements des hydrocarbures notamment leurs propriétés et celles des fluides de gisement. La deuxième chapitre est consacré à l'opération de réinjection du gaz : ses notions de bases, son efficacité, les différentes configurations d'injection.

2. Dans la deuxième partie nous nous sommes intéressés tout d'abord à la présentation de la zone d'étude (Oued Noumer) dans le troisième chapitre.

Ensuite, le dernier chapitre sera consacré en premier temps à l'analyse de l'historique de la production et de la réinjection dans la zone étudiée et dans un deuxième temps une étude économique est réalisée.

Une conclusion générale sera présentée à la fin de ce mémoire.

CHAPITRE I

Généralités sur les gisements des hydrocarbures

Avant d'entamer notre étude, on doit présenter les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs pour avoir une image détaillée sur la capacité d'écoulement et de stockage

I.1. LE GISEMENT

I.1.1. Définition

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbure (huile et gaz), limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique, la figure (I.1).

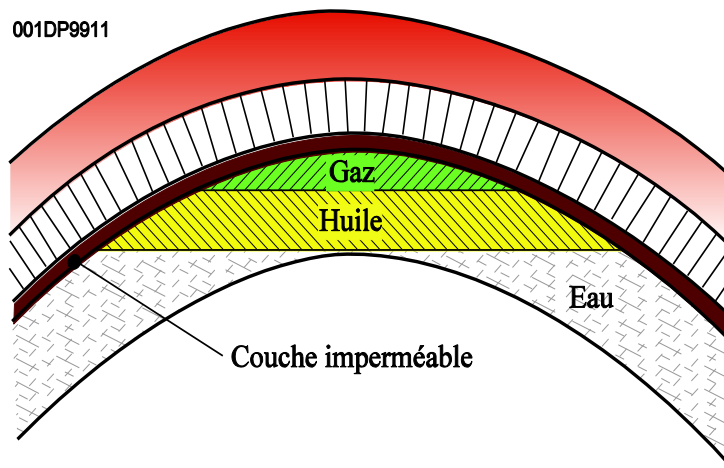


Figure I.1 : Coupe verticale d'un gisement.

I.1.2. Les caractéristiques de gisement

a) **La porosité** : Une roche sédimentaire est constituée de particules solides agglomérées ou cimentées entre lesquelles existent des espaces, appelés "pores" constituant des canaux microscopiques. La porosité est le volume de l'espace poreux connecté ou non, sur le volume total de la roche. Elle est conventionnellement représentée par le symbole (\emptyset).

On s'intéresse particulièrement à la porosité utile (figure I.2), c'est-à-dire celle qui ne tient compte que des pores qui communiquent entre eux et avec l'extérieur. Les roches réservoirs ont des porosités très variables, généralement comprises entre 10 et 30 %.

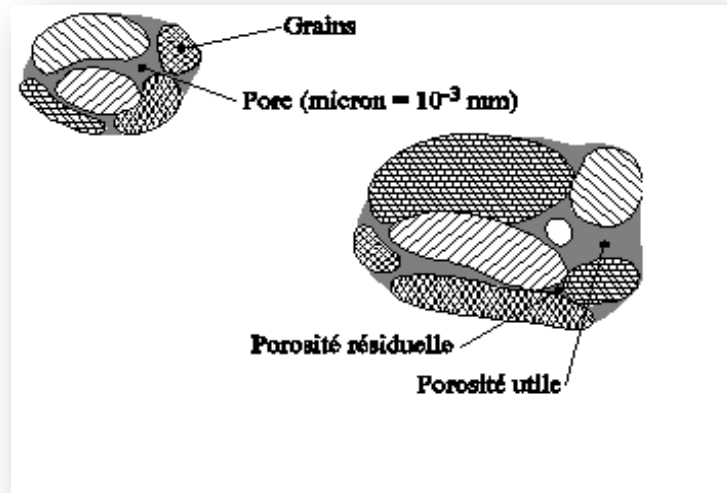


Figure I.2 : Milieu poreux.

b) **La perméabilité** : Elle est définie comme étant la capacité de laisser circuler un fluide à travers un milieu poreux, sa mesure se fait soit au laboratoire soit en utilisant des corrélations empiriques.

Une bonne perméabilité est favorable pour les raisons suivantes :

- D'une part, elle traduit l'existence de pores de grands diamètres, dont la saturation en huile initiale est importante. De plus, les seuils sont moins réduits que dans les milieux compacts, puisque les forces capillaires entrent en jeu. Cette double raison a pour conséquence un volume d'huile balayé plus grand, pour un même volume de fluide de déplacement sera injecté.
- D'autre part, une bonne perméabilité permettra un débit important, ce qui augmente l'espacement des puits et diminue la pression d'injection nécessaire.

c) **La saturation** : la saturation de fluide est le rapport de l'espace poreux rempli avec un fluide donné (huile, gaz ou eau).

Lors de la migration des hydrocarbures le déplacement de l'eau sus-jacente n'a jamais été complète. En effet, la perméabilité à un fluide devient nulle quand la saturation en ce fluide devient trop faible : ce seuil est appelé la saturation irréductible (pour le fluide considéré) [1].

I.1.3. Caractéristique des fluides de gisement

a) **Densité** : La densité des huiles brutes dans les conditions atmosphériques varie entre 0,73 et 1,02 suivant leur composition. Leur prix varie avec leur densité.

Dans les conditions de fond interviennent les influences de la pression, de la température et des gaz dissous. Le premier de ces facteurs augmente la densité alors que les deux autres la diminuent et ont une influence prépondérante.

b) **Viscosité** : Cette caractéristique est importante pour l'écoulement des huiles dans la couche. La viscosité d'une huile augmente avec la pression et avec une diminution de température. D'autre part, la présence de gaz dissous diminue aussi la viscosité du brut et facilite donc son écoulement dans le milieu poreux.

I.2. CLASSIFICATION DES GISEMENTS D'HYDROCARBURES

L'élaboration de tout programme d'exploitation nécessite une bonne connaissance du gisement. La détermination de la position des conditions initiales du gisement dans le diagramme pression température de l'effluent en place représente un moyen très important dans la classification des gisements d'hydrocarbures.

On a habituellement de répartir les fluides de gisement en deux classes selon leur température critique si elle est supérieur ou inférieur à la température du réservoir, dans le premier cas on aura affaire à des huiles à gaz dissous, et dans second à des gaz. Les gaz eux même se subdivisent en trois groupes selon la valeur de leur température critique et selon qu'ils conduisent ou non à une production de liquide dans les conditions ambiantes du surface.

Donc, on peut classer les réservoirs d'hydrocarbures en deux grands groupes:

I.2.1. Les réservoirs à l'huile

Les huiles, ou liquides à gaz dissous, sont des systèmes dont la température critique est supérieure à la température d'équilibre dans le réservoir. On distingue essentiellement deux types d'huiles :

➤ Huile à faible contraction : ces systèmes donnent peu de gaz à la surface, la température du réservoir est éloignée de la température critique.

➤ Huile à forte contraction ou volatiles : elles contiennent plus de gaz en solution que les précédentes, la température du réservoir est plus proche de la température critique de l'huile que dans le cas précédent.

I.2.2. Les réservoirs à gaz

Les gaz sont des mélanges des hydrocarbures dont la température critique est inférieure à la température du réservoir, on peut distinguer les:

- **Gaz humides** : un gaz est dit humide s'il est associé à une production de liquide dans les conditions de surface, sans donner lieu à une condensation dans le réservoir.
- **Gaz secs** : un gaz sec par définition ne produit de liquide, ni dans les conditions du surface, ni dans le réservoir.
- **Gaz à condensât (système rétrograde)** : c'est le type d'effluent qui nous intéresse, nous allons le détailler dans le paragraphe suivant.

I.3.LES GISEMENTS DE GAZ A CONDENSAT

I.3.1. Définition

Supposons qu'un réservoir contient un mélange d'hydrocarbure dont le diagramme pression température est celui de la figure (I.3), si la température du réservoir est comprise entre la température critique (T_c) et la température cricondenthermes (T_{cc}), et si la pression du réservoir est supérieure ou égale à la pression de rosée, à la température d'équilibre, alors le réservoir est appelé réservoir de gaz à condensât. La situation schématisée par le point R est représentative des conditions initiales de la plupart des gisements de gaz à condensât.

I.3.2. Phénomène de condensation rétrograde

C'est un phénomène que l'on rencontre assez souvent dans l'exploitation des gisements d'hydrocarbures ; dans le but de mettre ce phénomène en évidence, on rappellera tout d'abord que pour liquéfier une substance pure, on peut opérer soit par accroissement isotherme de la pression, soit par diminution isobare de la température.

Si on réalise une détente isotherme sur un mélange d'hydrocarbures d'un gisement de gaz à condensât, on observe qu'une fois le point de rosée R est atteint, le liquide se forme et son volume augmente jusqu'au point M, (la figure I.3), entre le point R et M on a provoqué la formation de liquide par détente ce qui correspond à un résultat inverse à celui obtenu dans le cas d'un corps pur. Le phénomène a reçu le nom de condensation rétrograde ; si l'on poursuit la détente au-delà de M, le comportement redevient normale (le liquide se révaporise).

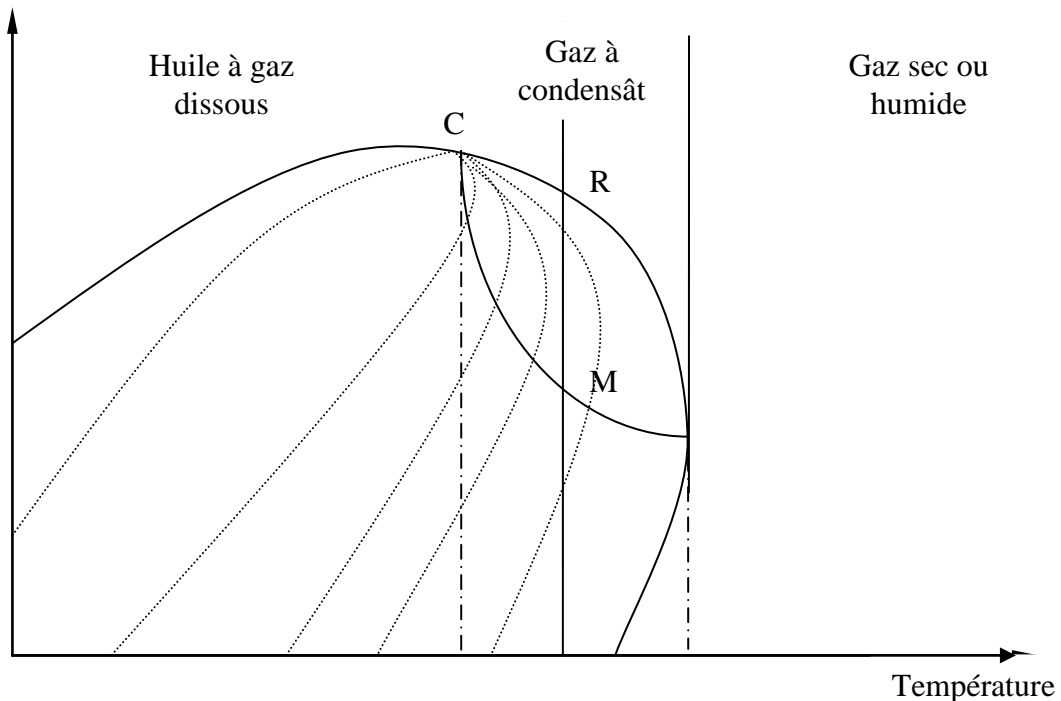


Figure I.3 : *diagramme P-T pour les différents gisements.*

I.3.3. Les problèmes rencontrés lors de l'exploitation d'un gisement de gaz à condensât

L'exploitation d'un gisement de gaz à condensât est caractérisée par le phénomène de dépôt dans les pores du liquide résultant du déclin isotherme de la pression, ce qui représente une perte de condensât qui est un produit très demandé sur le marché.

I.4. EVALUATION DU VOLUME D'HYDROCARBURES EN PLACE

Lorsqu'un gisement est découvert et qu'un bon nombre de puits ont été forés, la connaissance du volume d'hydrocarbures en place est fondamentale; toute exploitation d'un champ ainsi que l'établissement de champ d'exploitation et l'assurance d'une meilleure récupération, sont bien évidemment, fonction directe des quantités d'huile ou de gaz contenues dans la roche réservoir.

Cette estimation peut se faire à l'aide des diagraphies, les mesures pétrophysiques, les analyses P.V.T et les interprétations géophysique et géologique.

Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins continue tout au long de la vie du gisement – sous forme de correction – et

l'estimation des accumulations ne sera vraiment précise qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluides prouvés, probables et possibles pour un gisement.

❖ **Quantités en place prouvées** : ces sont les réserve mises en évidences avec une certitude raisonnable, au moyen des forages productifs et à l'aide des données géologique et d'étude de réservoir.

Ces réserves incluent :

-celles contenues dans le périmètre des puits forés ;

-celles contenus dans les zones non encore forés et comprises entre les puits forés et les contenues des contacts des fluides et qui sont considérées comme raisonnablement existantes. En l'absence de données sur les contacts des fluides, la dernière limite reconnue des fluides sera prise en compte.

❖ **Quantités en place probables** : les données structurales, les interprétations des diagraphies et des pressions permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète.

❖ **Quantités en place possibles** : le manque de connaissance sur les interfaces fluides ou l'extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence des roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue. [2]

Il existe plusieurs méthodes qui permettent d'estimer les réserves en place, on ne cite ici que les deux méthodes suivantes à titre d'exemple.

I.4.1.Méthode volumétrique (statique) :

Cette méthode exige la connaissance de l'étendue du réservoir et de sa structure (géométrique) qu'on en peut savoir grâce à la sismique ainsi que les données de puits forés et notamment la hauteur utile, la porosité, les saturations en fluides de la roche réservoir et des contacts entre les différent fluides (eau, huile, gaz). Ces grandeurs peuvent être mesurées au laboratoire en étudiant les carottes ou par interprétation des diagraphies enregistrées dans le trou. Cet ensemble de données permet la détermination du volume des hydrocarbures dans les conditions thermodynamique du réservoir, pour l'avoir en conditions standards, on a besoin de la pression et de la température de gisement et de certaines données PVT comme les facteurs volumétriques de formations des différentes phases.

Pour effectuer ces calcul, on propose d'utiliser les iso-hauteurs équivalentes, la formule à utiliser est la suivante :

$$V_{cf} = \sum h_{eq} \cdot A_i \quad (I.1)$$

Avec :

V_{cf} : volume d'hydrocarbures dans les conditions de fond (m^3).

A_i : surface planimétrie trouvée à partir de la carte d'iso-hauteur équivalente (m^2).

h_{eq} : hauteur équivalente (m).

$$\text{le volume d' HC en surface} = \frac{\text{volume(conditions de fond)}}{\text{facteur de volume fond}}$$

Soit :

$$N = A * h_{ut} * \phi * (1 - S_{wi}) * \frac{1}{B_{oi}} \quad (I.2)$$

Avec :

N : la production cumulée

h_u : hauteur utile (m).

ϕ : Porosité (%).

S_{wi} : saturation en eau (%).

- le volume de la roche : $V_r = A * h_{utile}$

- le volume des pores : $V_p = A * h_{utile} * \phi$

- le volume d'hydrocarbures en place = $V_p * (1 - swi)$

I.4.2. Méthode bilan matière (dynamique)

Cette méthode n'est applicable qu'après une certaine période d'exploitation du gisement, il faut avoir les quantités produites pour établir le bilan. Ces bilans sont fonction de la nature des fluides en place, et de leur état thermodynamique et du mécanisme de drainage. Cette méthode exige pour son application la connaissance essentiellement:

- Du débit de chaque phase pour savoir les quantités soutirées du réservoir. Ces débits sont mesurés par jaugeage ou avec un outil PLT.
- De la pression de gisement (initiale et actuelle) qui peut être déterminée par les essais des puits. La température est donnée par mesure directe avec la thermométrie.

- Des propriétés PVT des fluides : pression de rosée ou de saturation, composition, GOR de dissolution, facteur de compressibilité (compressibilité des roches, des fluides)....

Le bilan matière exprime l'égalité des volumes des fluides contenus dans le réservoir, et volume des pores de celui-ci pendant toute la vie du réservoir. L'équation générale du bilan matière :

$$G \cdot (B_g - B_{gi}) + W_e = G_p \cdot B_g + W_p \cdot B_w \quad (\text{I.3})$$

Où :

G: volume du gaz en place (stm^3)

G_p: volume de gaz produit (stm^3)

B_g: FVF initiale du gaz (m^3/stm^3)

B_{gi}: FVF actuel du gaz (m^3/stm^3)

W_p: volume d'eau produite (stm^3)

W_e: les entrées d'eau (m^3)

B_w: FVF actuel de l'eau (m^3/stm^3)

Si l'aquifère n'est pas actif, ce qui nous conduit à considérer que les entrées d'eau sont négligeables ($W_e = 0$), et si on n'a pas de production en surface ($W_p = 0$), alors on peut écrire l'équation précédente sous la forme suivante :

$$G_p = G \cdot \frac{(1 - B_g)}{B_g}$$

Sachant que :

$$\frac{B_{gi}}{B_g} = \frac{(Z_i)(P)}{P_i Z}$$

D'où :

$$G_p = G \cdot \left(1 - \frac{Z_i \cdot P}{P_i \cdot Z}\right) \quad (\text{I.4})$$

Sous cette forme, on voit que la production cumulée de gaz (G_p) est une fonction linéaire de (P/Z) et non pas de (P) . D'où si l'on porte sur un graphique (P/Z) en fonction de la production cumulée (G_p), on aura une droite, laquelle permet par extrapolation, d'estimer la quantité initiale ment en place (G). [3]

CHAPITRE II

REINJECTION DE GAZ

Le développement des champs des hydrocarbures et des opérations de production constituent la part essentielle de l'activité de la plupart des compagnies. Beaucoup de frais sont dépensés pour la recherche d'huile, le développement des réserves et de la récupération, mais s'affrontent au fait qu'une grande partie de ces réserves reste irrécupérable naturellement, c'est pourquoi la technologie des opérations d'injection ou de récupération assistée s'est développée pour suppléer à ce manque et mettre en œuvre une énergie extérieure supplémentaire.

II.1. PRINCIPE DE LA RECUPERATION ASSISTEE

La récupération des hydrocarbures résulte essentiellement de l'expansion des fluides en place, de la contraction de la roche et de l'expansion de l'eau de l'aquifère, cette récupération par drainage naturelle est faible et ne dépasse pas 30% pour les gisements d'huiles, c'est pourquoi est apparue la nécessité d'apporter une énergie supplémentaire afin d'améliorer la récupération et la productivité des puits.

Puisque les récupérations les plus élevées résultent de l'expansion de l'aquifère et des gaz cap qui permettent un balayage de l'huile vers les puits producteurs, les premiers procédés de la récupération assistée étaient des procédés de récupération secondaire à savoir l'injection d'eau et des gaz après la décompression et la déplétion des gisements, de ces injections résulte soit une augmentation de la pression si le réservoir est très comprimé soit un ralentissement de la chute de pression si l'injection est commencée au début d'exploitation.

Actuellement, la mise en œuvre de l'injection se fait très tôt dans la vie du réservoir après avoir assuré de l'insuffisance des mécanismes naturels. Depuis quelques années d'autres techniques ont été mises en application dans la recherche d'un taux de récupération plus élevée, les nouveaux procédés de récupérations tertiaires pourraient élever le taux moyen de récupération de 5 à 10%.

Dans les procédés de récupération améliorée, on peut distinguer trois grandes classes selon la nature des agents mis en œuvre :

- ❖ **Les procédés miscibles** : injection de gaz hydrocarbonés ou gaz carbonique, selon les disponibilités et les prix;

- ❖ **Les procédés thermiques** : injection de vapeur, ou d'eau chaude et combustion in situ par injection d'air (adaptée pour les gisements des huiles lourdes);
- ❖ **Les procédés chimiques** : amélioration directe de l'injection d'eau, par addition de polymères hydrosolubles et/ou de tensio-actif jouant un rôle bénéfique dans le déplacement du brut de la roche réservoir.

II.2. LA REINJECTION DU GAZ

La lutte contre la diminution de la pression de fluides dans les gisement peut s'effectuer par l'utilisation d'injection de fluide dans le gisement : les fluides injectés peuvent être de différente nature suivent le gisement et suivent leur disponibilité (eau , gaz naturel, fumée) cette injection demande le forage des puits au sein du gisement.[5]

La réinjection, après traitement, des parties légères du gaz produit peut avoir des effets technico-économiques bénéfiques, car elle permet une meilleure récupération en condensât, qui est un produit à haute valorisation. Le recyclage de gaz sec va avoir un effet double :

- limiter la chute de pression moyenne et, donc, la baisse de production des condensât due au fait que le pourcentage des produits lourds dans l'effluent décroît avec la pression ($P < P_{rosée}$ rétrograde).
- Révaporise le condensât déposé dans les zones du gisement soumises à l'injection.

Les puits d'injection seront suffisamment éloignés des puits producteurs pour éviter toute percée précoce du gaz sec.

Notons que grâce au recyclage, la récupération en condensât dépasse souvent 60%.

II.2.1. Facteurs influant sur la récupération

Les divers types de récupération secondaire font apparaître que tous ces procédés de drainage de l'huile se présentent sous l'aspect d'un balayage du réservoir entre puits d'injection et puits de production. Il s'agit toujours d'un écoulement de fluides et, de ce fait, il existe un certain nombre de caractéristiques de la roche magasin dont l'influence sur la récupération est importante, de même que la nature des fluides en place et injecté.

Nous allons indiquer la mesure et le sens dans lesquels ces diverses caractéristiques peuvent réagir sur la qualité du drainage, puis nous analysons l'importance du volume injecté et le dispositif d'injection.

II.2.2. Différentes configurations d'injection

La disposition relative des puits d'injection et de production dépend de l'aspect géologique du réservoir, de la quantité des fluides présents, et de l'importance du volume de roche imprégnée qu'il faut balayer.

On distingue deux types d'injection :

- L'injection groupée où les puits sont groupée localement.
- L'injection dispersée où les puits d'injection et de production sont intercalés.

a) Injection groupée :

Dans un réservoir assez pente, on cherchera à disposer les puits d'injection de façon tel que la pesanteur rende le déplacement aussi régulier que possible. Ce type d'injection est pratiqué notamment dans les cas où un gisement présente un gaz –cap et/ou un aquifère, il est intéressant d'injecter soit du gaz dans le gaz-cap, soit de l'eau dans l'aquifère proche de l'interface huile-eau (injection périphérique).

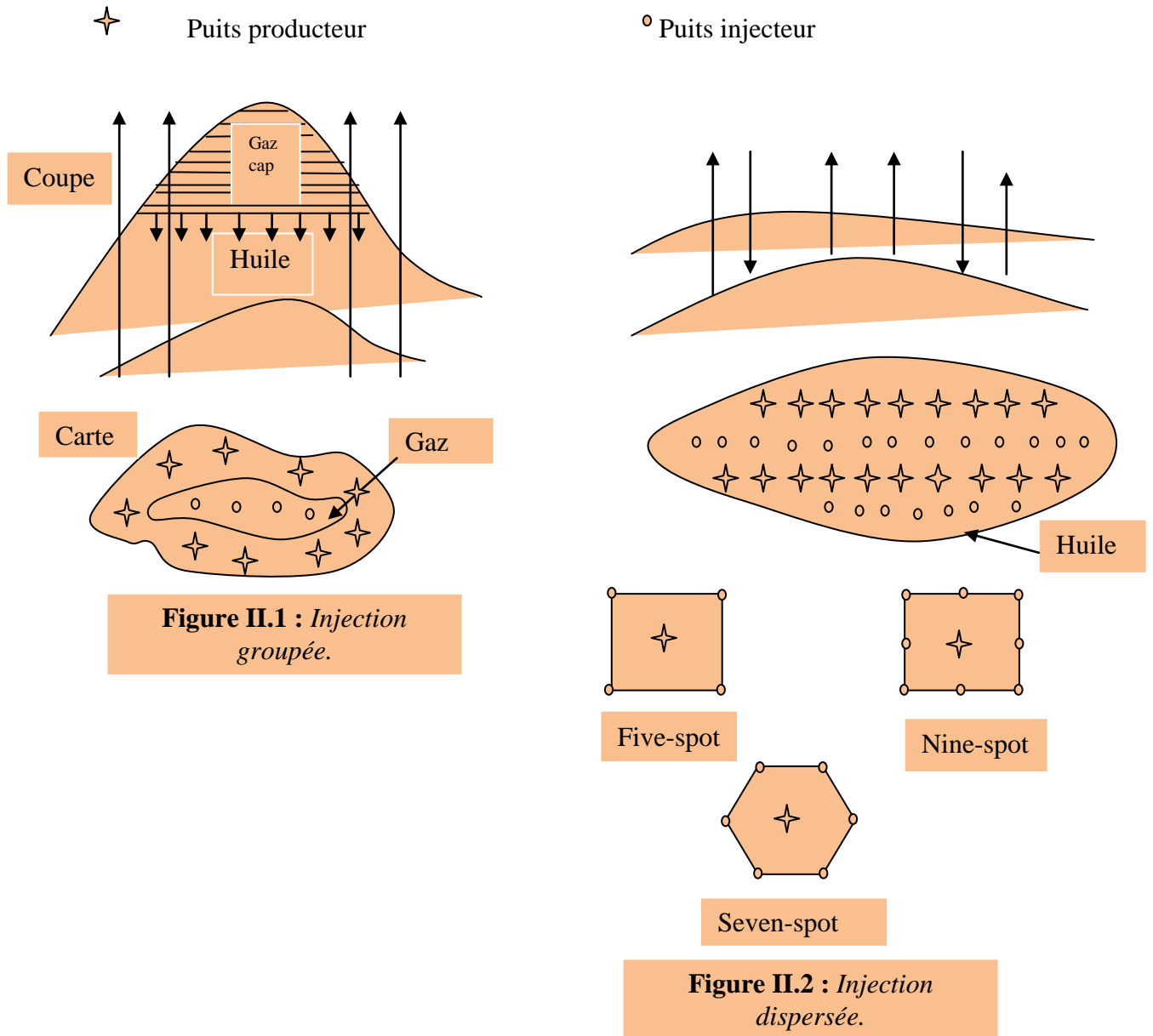
En effet, si les interfaces se déplaçant comme un piston sur des surfaces considérables, vont avancer lentement et régulièrement et ne vont envoyer les puits que tardivement, ce qui est souhaitable.(figure II.1).

b) Injection dispersée:

Au contraire, si le réservoir est quasi horizontal, et étendu, on ne peut tirer parti de pesanteur comme dans le cas précédent, et seule une zone limitée serait effectivement soumise à l'injection, ceci notamment dans le cas d'un réservoir de faible perméabilité.

Les puits producteurs et injecteurs seront repartis suivant un schéma assez régulier : il s'agit alors d'injection dispersée dans la zone à huile.

Différentes configuration sont employées : les puits sont implantés en ligne ou bien alternés avec un schéma à 5 puits, 7 puits ou 9 puits, la figure (II.2).



II.2.3. Choix du nombre de puits injecteurs et de l'espacement

Le nombre de puits d'injection dépend de l'injectivité (fonction de la pression et du groupe hk_D/μ_D) et du volume à injecter. Alors que le choix de l'espacement dépend du nombre de puits (producteurs et injecteurs), et de la surface soumise à l'injection. Certains experts pensent qu'il est intéressant de forer des puits intercalaires supplémentaires (injecteurs et producteurs) entre les puits existants, afin de mieux drainer les zones hétérogènes et d'augmenter ainsi la récupération. Dans ce cas la production est aussi accélérée.

Seule la comparaison technico-économique de plusieurs schémas dégage le nombre de puits et la configuration optimale.

Le débit, en condition de fond, des puits injecteurs de gaz est plus élevé que celui des puits producteurs d'huile. En effet, pour un hk du même ordre, les caractéristiques du gaz (faible μ_g et faible ρ_g), et ceci malgré une fonction de puits du type quadratique, permettent des débits volumétriques plus grands. Il faut donc moins de puits injecteurs que de producteurs.

II.2.4. Adaptation du schéma d'implantation aux caractéristiques particulières du gisement :

➤ **Cas d'anisotropie des perméabilités :** dépôts ou fissuration orientée. Dans ce cas –qui est difficile à apprécier– il est intéressant de tenir compte de l'anisotropie pour les distances entre puits, afin d'obtenir une avancée du front plus régulière. Par exemple, $K_x/K_y > 1$

On a le schéma de la figure (II.3)

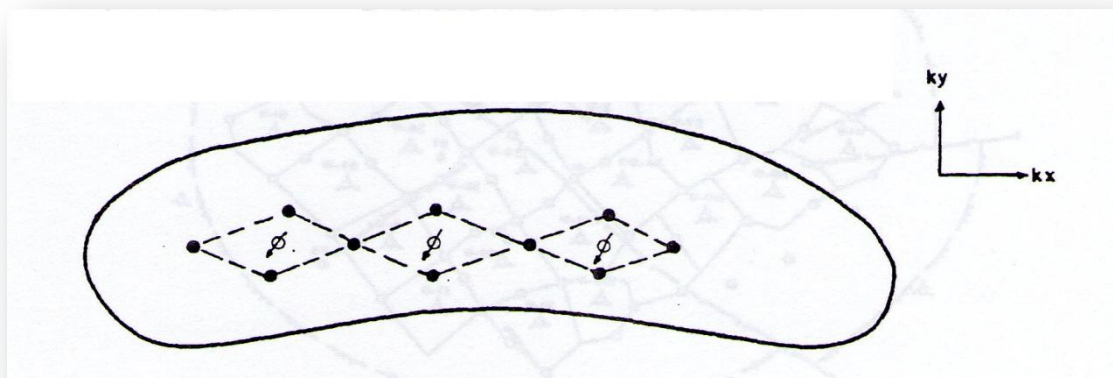


Figure II.3 : Implantation des puits dans le cas d'un réservoir à perméabilité hétérogène.

➤ **Hétérogénéités diverses** : elles ne sont reconnues que progressivement, avec les forages successifs. D'où une adaptation du schéma réel par rapport au schéma prévisionnel de base. Les problèmes de drainage liés aux failles éventuelles sont notamment à considérer figure (II.4)

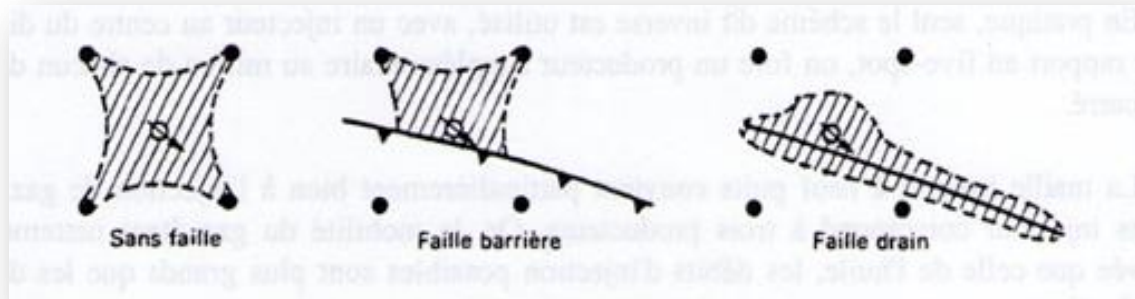


Figure II.4 : Implantation des puits dans le cas d'un réservoir hétérogène.

II.2.5. Etude des efficacités

L'étude d'une récupération se fait généralement sur modèles, cependant, le calcul simplifié, permet une approche nécessaire à toute étude plus poussée, et/ou nécessitant plus de connaissances sur le gisement rappelons pour cela la notion d'efficacité, pour une injection.

L'efficacité globale d'une injection est le facteur de récupération en condition de fond, elle peut être calculée à l'aide de la corrélation suivante:

$$E = \frac{N_p \cdot B_o}{V_p \cdot S_{oi}} \quad (\text{II.1})$$

Ou :

N_p : la cumule de production

S_{oi} étant la saturation en huile au démarrage de l'injection

L'efficacité globale E d'une injection peut aussi être définie comme étant le produit des trois efficacités, la figure (II.5) :

$$E = E_s * E_v * E_d \quad (\text{II.2})$$

E_s : efficacité superficielle (vue dans le plan de la couche).

E_v : efficacité verticale (vue en tranche verticale).

E_d : efficacité de déplacement, à l'échelle des pores.

Le produit $E_s * E_v$ est appelé l'efficacité de balayage ou encore l'efficacité volumétrique, elle caractérise le milieu à l'échelle macroscopique

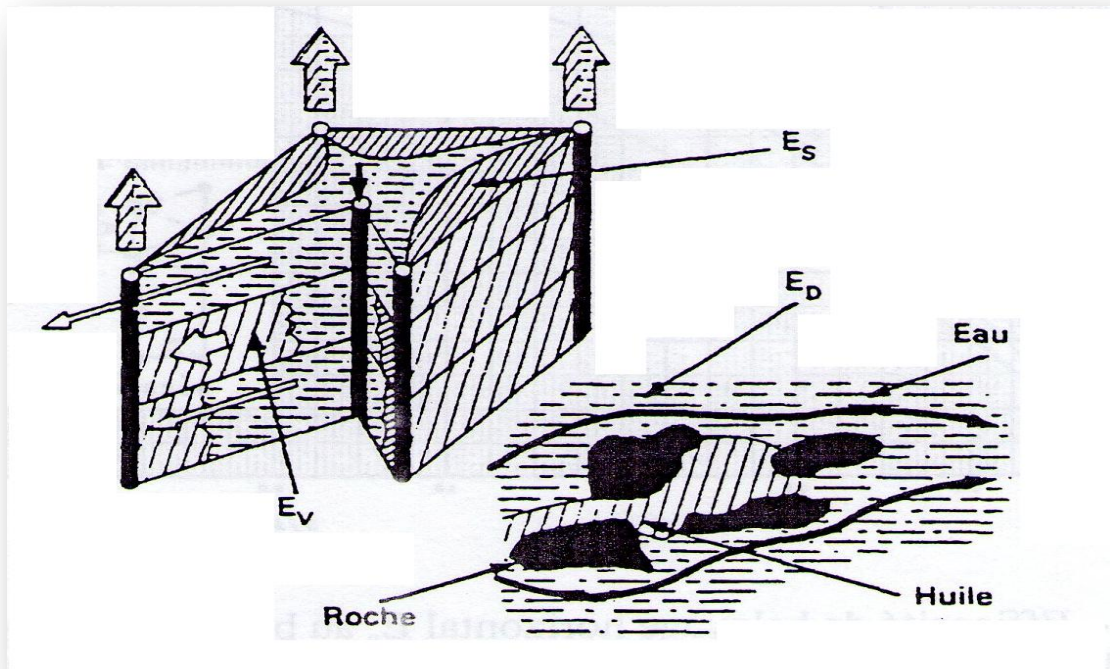


Figure II.5 : Schéma montrant les efficacités superficielles, verticale et de déplacement.

a) Efficacité superficielle E_s , (ou horizontale E_h) :

C'est rapport de l'aire balayée par le fluide injecté à l'aire affectée par le drainage assisté, à un instant donné. Elle est fonction du schéma, de rapport de mobilité et du volume injecté.

b) Efficacité verticale E_v

Elle est encore appelée efficacité d'invasion, sa définition est la même que celle de la précédente, rapportée à un plan vertical. L'aire affectée par l'injection est limitée par un puits injecteur et un puits producteur, et bien entendu, par le toit et le mur de la couche considérée.

c) Efficacité de déplacement E_d

C'est le rapport du volume d'huile déplacée au volume d'huile en place initiale, à un instant donné, dans la zone balayée par le fluide injecté, soit :

$$E_{db} = \frac{S_{oi} - S_{om}}{S_{oi}} \quad (\text{II.3})$$

Avec

S_{oi} : saturation en huile initiale, au démarrage de l'injection.

S_{om} : saturation moyenne en huile derrière le front à une époque donnée.

La saturation moyenne est très généralement calculée par la tangente de WELGE. Une première valeur significative correspond à la percée (figure II.6) une deuxième valeur importante correspond à la récupération finale, c'est-à-dire à $S_{om}=S_{or}$

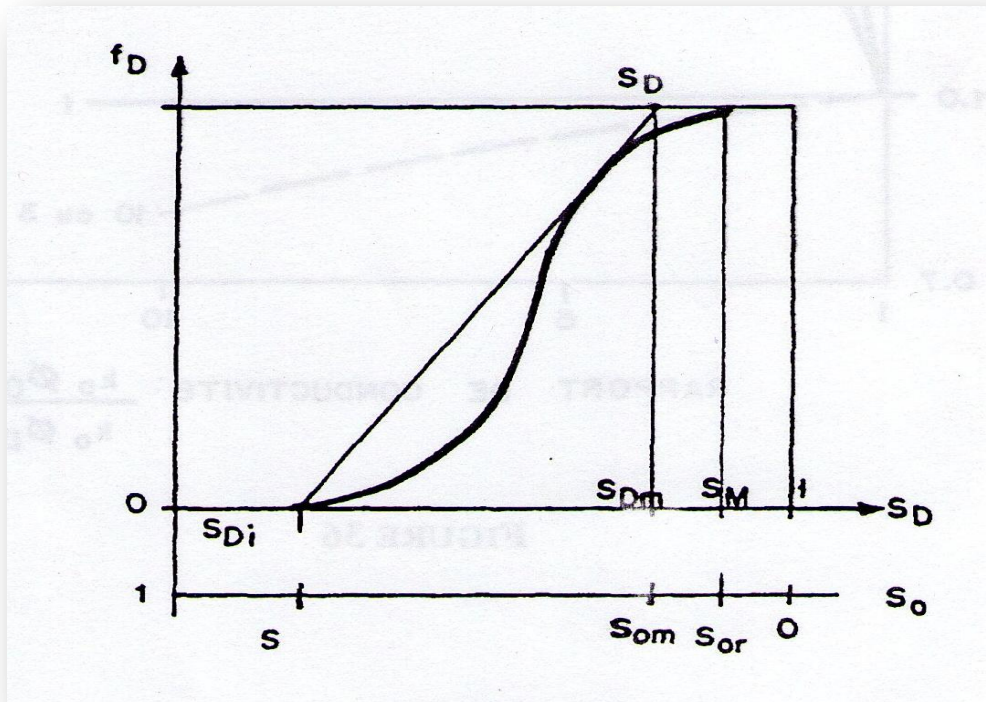


Figure II.6 : Détermination de la saturation moyenne.

Dans le cas d'injection de gaz cette relation s'écrit aussi :

$$E_d = \frac{S_{gm} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}} \quad (\text{II.4})$$

II.2.6. Mise en œuvre de l'injection

a) **Equipement des puits** : Le faible nombre des puits injecteurs amène souvent, pour l'injection en zone à huile, à la reconversion de puits producteurs en puits injecteurs dans tous les cas, il faut une installation de surface particulière en matière de série ;

En plus les puits injecteurs sont dotés par un système sécurité au fond qui est le flapper valve.

b) Traitement du gaz : Le gaz injecté provient des séparateurs du champ, soit seulement du réservoir lui-même ce qui est le cas le plus courant, soit parfois aussi d'un autre réservoir superposé et plus rarement d'un gisement voisin. Les impuretés gênantes sont : l'hydrogène sulfuré, (H_2S), le dioxyde de carbone (CO_2), l'oxygène (O_2) et la vapeur d'eau (H_2O).

Les trois premières sont corrosives; la vapeur d'eau peut aussi favoriser la corrosion mais surtout elle entraîne la formation d'hydrates dans les conduites. Donc le gaz va être soumis à une désulfuration, une déshydratation et filtration de plus, il y a extraction des parties condensables (LPG : liquefied petroleum gases) sauf si celles-ci peuvent assurer la miscibilité.

c) Compression du gaz : il s'agit le plus souvent de compresseurs alternatifs entraînés par des turbines à gaz.

d) Suivi de l'injection : De même que pour l'injection d'eau, on va marquer le gaz injecté avec une faible quantité de substances radioactives telles que des dérivés du tritium. La percée du gaz injecté n'est pas toujours franche, le gaz « filant » par des drains dont le plus perméable donne le breakthrough. Si la pression est supérieure à la pression de bulle, l'augmentation même faible de GOR est significative. Par contre, pour une pression est inférieure à la pression de bulle, le GOR a déjà augmenté, et seul le marquage par traceurs permet la détection de la percée. [6]

CHAPITRE III

*PRESENTATION DE LA ZONE
D'ETUDE*

III.1. PRESENTATION DE LA REGION ETUDIEE

III.1.1. Situation géographique

Le champ de Oued Noumer est situé à 685 Km au Sud d'Alger, à 140 km au sud est du champ gazier de Hassi R'mel et à 220 km à l'Ouest Nord du champ pétrolier de Hassi Massoud sur l'axe routier reliant Ghardaïa - Ouargla.

Ce champs s'étend sur une superficie de 110 km², il produit du gaz à condensât et de l'huile.

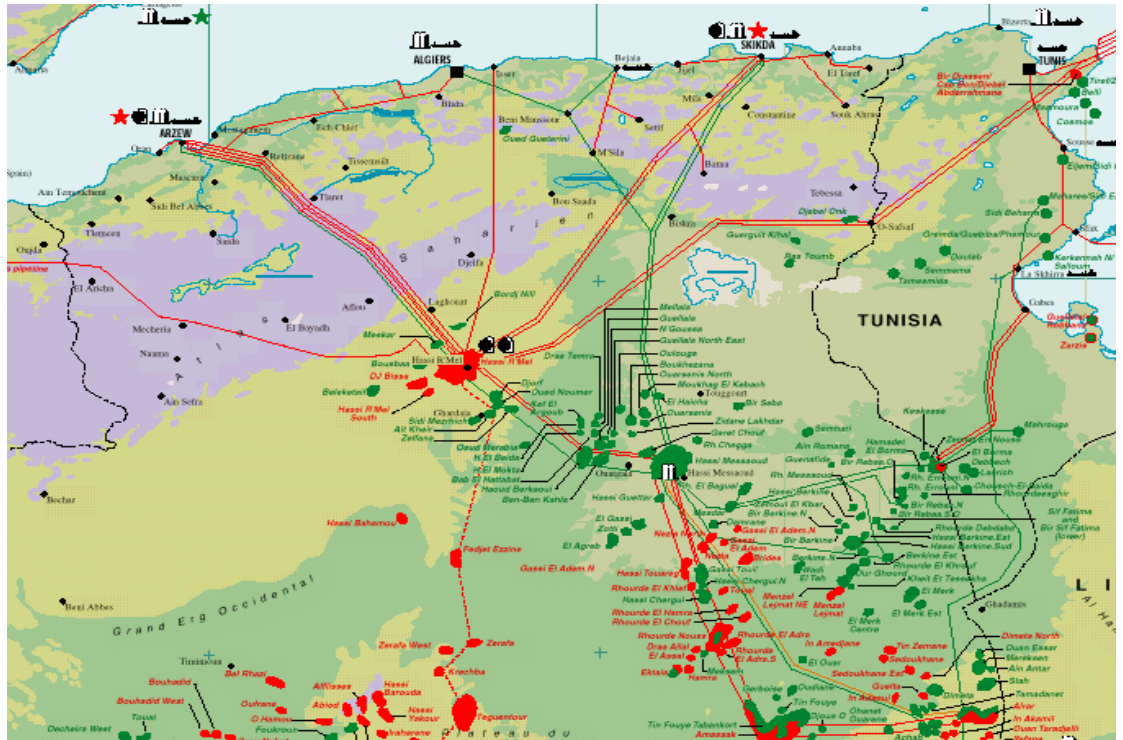


Figure III.1: Carte géographique représentatif de Oued Noumer.

III.1.2. Situation géologique

La direction d'Oued Noumer incorpore deux champs producteurs majeurs, Oued Noumer et Ait Kheir. En tout 18 puits ont été forés dans la structure d'Oued Noumer, dont 07 producteurs. Dans la structure d'Ait Kheir, 28 puits ont été forés, dont 16 producteurs. En plus, 11 puits ont été forés dans les structures comprennent Makouda, Djorf, et Ras Sedra. La production d'hydrocarbures à partir de ces structures a été très faible.

La production dans cette région, provient des grès du Trias Argilo- Gréseux (TAG) (notamment des grès fluviaux épais de TAG B) qui se trouve en discordance sur des roches d'âge Ordovicien). Suivant les résultats des analyses de carottes faites par BEICIP, la séquence grès argiles Triasiques représente une transition d'une

sédimentation fluviale sur la surface de la discordance, à des dépositions estuaires et marines marginales au toit de la formation. Les grès fluviaux, qui sont en lits épais et souvent conglomératiques, étaient probablement formés en éventail d'alluvions ou wadis. Les grès marins marginaux sont à grains plus fin, mais sont aussi plus argileux, et ainsi, sont de qualité réservoir moine bonne.

III.2. HISTORIQUE DES GISEMENTS D'OUED NOUMER

Les gisements de Oued Noumer sont situés dans le Sahara septentrional entre les régions de Hassi R'mel, Haoud Berkaoui et localisés sur des fermetures structurales plus ou moins faillées.

Le champ de Oued Noumer faisant partie de la province triasique est subdivise en cinq petits gisements :

- Le gisement d'Oued Noumer a été découvert en 1969 par le puits ONR1, il a produit de l'huile et du gaz des réservoirs "A" et "B". Jusqu'à présent, 18 puits ont été forés (de ONR 1 à ONR 15 plus ONR 1bis et ONR 8bis) dont cinq sont noyés (ONR 2, 4, 6, 13, 14) et un d'observation ONR 10 et ONR 15.sec.
- Le gisement de Djorf a été découvert en 1974 par le puits DJF1, il a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement. Quatre puits ont été forés dont un DJF3 puits l'eau.
- Le gisement de Makouda a été découvert en 1975 par le puits MKA 1, il a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement. Quatre puits ont été forés dont deux (MKA 3, 4) puits l'eau.
- Le gisement de Sidi Mezghich a été découvert en 1976 par le puits SMZ 1, il a produit de l'huile et du gaz du réservoir "A" seulement. Trois puits ont été forés dont un SMZ 2 puits l'eau.
- Le gisement d'Ait Kheir a été découvert en 1972 par le puits ATK 1, il a produit de l'huile et du gaz des réservoirs "A" et "B". Vingt huit puits ont été forés dont un ATK 13 puits l'eau.

Actuellement le gisement de Djorf est fermé, Sidi Mezghich avec deux puits producteur et un puits fermé, Oued Noumer avec 18 puits (7puits huile ,3puits d'eau et 8 puits

fermés) et Ait Kheir avec 28 puits (6puits injecteur gaz ,15puits huile, un puits d'eau et 6puits fermé).

III.3. SUBDIVISION DU RESERVOIR D'AIT KHEIR :

Le gisement d'Ait Kheir se compose de trois réservoirs A, B et C dont les caractéristiques pétrophysiques sont différentes :

➤ Réservoir "A" :

Le réservoir "A" a été mis en production en avril 1978 et a produit à des taux liquides relativement faibles pendant divers périodes. Ce niveau a été soumis à la réinjection de gaz sec à partir de 1997.

-Les caractéristiques moyennes du réservoir TAG "A" sont les suivantes :

- La porosité : 11.5 %.
- La saturation en eau : 11.0 %.
- La perméabilité : 66 md.
- L'épaisseur : 18 m.
- La profondeur : 2700 m.

➤ Réservoir "B" :

Le réservoir TAG "B" a été mis en production en fin de 1972 à partir des puits ATK 1, 2, 3. Le taux de récupération de liquide reste constant à environ 1000 m³/j jusqu'à 1997.

-Les caractéristiques moyennes du réservoir TAG "B" sont les suivantes :

- La porosité : 19.9%.
- La saturation en eau : 17%.
- La perméabilité : 859 md.
- L'épaisseur : 44 m.
- La profondeur : 2730 m.

➤ Réservoir "C" :

Le réservoir "C" se caractérise par une saturation en eau S_w supérieur à 60% ce qui indique qu'il est complètement noyé (aquifère) donc seuls les niveaux "A" et "B" sont producteurs avec une participation variante pour chaque niveau.

Les caractéristiques pétrophysiques des réservoirs TAG "A" et TAG "B" sont résumés dans les tableaux ci-après :

Tableau III.1 : Caractéristiques pétrophysiques de réservoir d'ATK : TAG "B".

PUITS	K (md)	S_w (%)	Φ (carotte)(%)	Φ (logs) (%)
ATK 1bis	54.10	26.60	16.20	15.40
ATK 2	25.00	11.50	14.70	12.50
ATK 3	10.30	13.00	14.30	13.40
ATK 4	82.20	09.00	13.70	11.20
ATK 5	-	20.00	15.60	13.70
ATK 6	200.00	13.30	16.70	15.50
ATK 7	-	26.60	12.70	-
ATK 8	-	29.30	11.70	11.7
ATK 9	-	12.00	15.10	-
ATK 10	-	09.00	16.70	-
ATK 11	155	14.00	17.00	14.6
ATK 12	-	17.40	17.10	17.1
ATK 13	-	100	-	7
ATK 14	-	16.10	13.90	13.9
ATK 15	96.10	20.07	15.50	15.40
ATK 17	76.20	12.00	11.80	09.10
ATK 18	138.00	23.20	16.60	16.30
ATK 19	79.40	07.00	17.70	17.70
ATK 20	207.00	13.6	16.90	13.20
ATK 21	80.00	41.70	14.80	14.40
ATK 22	96.70	12.50	15.70	10.90
ATK 23	515.00	16.00	18.90	18.80
ATK 24	354.00	16.60	17.30	16.90
ATK 25	-	-	-	-
ATK 26	-	13	-	20
ATK 27	-	-	-	-

Tableau III.2 : Caractéristiques pétrophysiques de réservoir d'ATK : TAG "A".

PUITS	K (md)	S_w (%)	Φ (carotte)(%)	Φ (logs) (%)
ATK 1bis	1065	26.50	17.30	20.70
ATK 2	1186	20.80	19.70	19.70
ATK 3	544	29.10	18.00	19.10
ATK 4	896	20.30	19.70	19.40
ATK 5	440	32.0	16.70	18.80
ATK 6	165	13.40	18.40	12
ATK 7	24	08.00	19.60	12
ATK 8	-	11.60	19.10	19.1
ATK 9	64	25.80	18.50	13.3
ATK 10	-	18.10	19.10	-
ATK 11	588	14.20	20.10	17.5
ATK 12	-	17.1	-	17.1
ATK 13	-	-	-	-
ATK 14	-	14.1	17.60	13.9
ATK 15	957	10.00	19.90	19.90
ATK 17	836	19.40	16.80	16.80
ATK 18	831	38.90	15.70	17.50
ATK 19	1309	07.70	19.90	19.60
ATK 20	603	31.20	17.30	17.30
ATK 21	843	18.70	17.40	17.40
ATK 22	842	16.50	18.00	16.40
ATK 23	313	20.30	20.10	17.40
ATK 24	1242	12.90	21.90	19.60
ATK 25	-	-	-	-
ATK 26	-	16.00	-	21
ATK 27	-	-	-	-

III.4. FLUIDES DE GISEMENT D'AIT KHEIR

En plus de brut et du gaz l'effluent des deux niveaux "A" et "B" contient aussi du gaz à condensât qui se caractérise par les paramètres initiaux suivants:

- La pression initiale de gisement est de : -Niveau A 410 bars.
-Niveau B 413 bars.
- La pression de rosée est de : 390.8 bars.
- La température de réservoir est : 85.3 °C.
- La viscosité du gaz à condensât est comme suit :
 - ❖ La viscosité de la partie liquide est : 0.0882 Cpo.
 - ❖ La viscosité de la partie gazeuse est : 0.0612 Cpo.
- La densité du gaz à condensât est comme suit :
 - ❖ La densité de la partie gazeuse est : 0.681.
 - ❖ La densité du condensât liquide est : 0.79

L'eau de l'aquifère se caractérise par les paramètres initiaux suivants :

- La viscosité est de : 0.569 Cpo.
- La perméabilité relative à l'eau est de : 860 md.
- La compressibilité à l'eau est de : $2,016 \cdot 10^{-6} \text{ Psi}^{-1}$.
- Le facteur volumétrique de l'eau de formation est de : 1,012.

III.5. LES PROBLEMES RENCONTRES DANS LE CHAMP D'ATK

Les principaux problèmes d'exploitation du gisement de champ d'ATK sont :

- Venue d'eau de gisement salée saturée.
- Chute de pression.
- Bouchage par les dépôts de sel.
- La corrosion de collecte et des vannes

III.6. LES SOLUTIONS PROPOSEES:

- 1- Pour éviter le problème de bouchage par les dépôts de sel on utilise deux méthodes :
 - ✓ L'injection contenue d'eau
 - ✓ L'unité pompage
- 2- Pour éviter le problème de chute de pression on applique la récupération assistée par l'injection d'eau ou du gaz, pratiquement, ils ont injecté du gaz sec [7].

CHAPITRE IV

*L'analyse de l'historique de la
production
et la réinjection dans la zone étudié*

L'acquisition des données de production pour chaque puits au cours de la déplétion et l'enregistrement de l'évolution des paramètres de réservoir en fonction du temps lors les opérations de forage, test de puits, et les mesures de production peuvent faciliter énormément le choix du plan de développement qui convient à une bonne exploitation du champ.

Depuis sa découverte en 1972, le champ d'Ait Kheir a passé par plusieurs périodes de développement à cause de la complexité du champ et les contraintes de production qui ont posé de sérieux problèmes lors de son développement.

Le développement d'Ait Kheir s'est fait en commençant par une première phase où le nombre de puits a augmenté suite à des opérations de forage réalisées, en passant ensuite par une deuxième phase pendant laquelle le nombre de puits a presque resté constant tout en exploitant le champs par une déplétion naturelle et en arrivant bien sûr à la phase de récupération par injection de gaz sec à partir de l'année de 1991.

IV.1.L'IMPLANTATION DES PUITES

A ce jour 28 puits ont été forés et ils se répartissent comme suit :

- ❖ Les puits producteurs du TAG A sont ATK 4, ATK6, ATK11, ATK14, ATK20 ATK23, ATK24, ATK25, et ATK26.
- ❖ Les puits producteurs du TAG B sont ATK 1bis, ATK2, ATK7, ATK15, ATK18, ATK21, ATK27.
- ❖ Les puits injecteurs du TAG A sont ATKi 19 et 17.
- ❖ Les puits injecteurs du TAG B sont ATKi 3, 9, 10, et 22.
- ❖ Deux puits producteurs d'eau qui est ATK 13 et ATK101.
- ❖ Un puits noyé qui est ATK 12.
- ❖ Trois puits ont été abandonnés suite à des problèmes de forage et qui sont ATK 1 ; ATK5 et ATK 8.

Le tableau suivant regroupe les coordonnées et les états de ces puits.

Tableau IV.1: *Situation des puits Ait Kheir.*

Puits	Coordonnées		Z sol	Z tables	Etat
	X	Y			
ATK 1bis	591 650,10	3 569 601,07	400,11	407,01	Puits huile Ouvert
ATK 2	592 428,40	3 571 001,25	432,55	439,45	Puits huile Ouvert
ATK 5	591 798,72	3 572 496,96	450,57	456,02	Abandonné
ATK 6	592 448,36	3 568 799,88	398,90	404,35	Puits huile Ouvert
ATK 7	593 250,14	3 569 949,45	410,27	415,02	Puits huile Ouvert
ATK 8	591 438,61	3 571 797,60	422,23	427,68	Abandonné
ATK 11	593 203,35	3 567 567,40	406,60	414,25	Puits huile Ouvert
ATK 12	593 627,54	3 571 089,23	424,62	430,07	Puits huile Fermé
ATK 13	594 449,47	3 569 947,37	422,15	429,80	Puits eau Ouvert
ATK 14	592 120,60	3 567 885,53	396,90	402,35	Puits huile Ouvert
ATK 15	592 359,62	3 569 802,01	403,54	411,04	Puits huile Ouvert
ATK 18	593 849,46	3 567 800,36	416,00	420,75	Puits huile Ouvert
ATK 20	590 500,11	3 572 248,67	426,34	433,84	Puits huile Ouvert
ATK 21	592 250,00	3 568 950,00	398,90	406,40	Puits huile Ouvert
ATK 23	590 800,08	3 569 000,22	390,48	397,98	Puits huile Ouvert
ATK 24	591 230,27	3 569 694,06	401,23	408,88	Puits huile Ouvert
ATK 25	590 570,05	3568198,01	404,61	412,56	Puits huile Ouvert
ATK 26	590135,00	3 567567,00	391,03	398,78	Puits huile Ouvert
ATK 27	591628,00	3 571174,00	438,04	445,69	Puits huile Ouvert
ATK101	590 499,83	3 571 300,12	423,07	427,57	Puits eau Ouvert

IV.2. CARACTERISTIQUES DE L'INJECTION

L'analyse de l'historique de production nous amène à distinguer deux étapes de production :

- Une première étape de production par déplétion naturelle ou récupération primaire qui a duré de 1972 jusqu'à 1991 pour le niveau TAG B et de 1978 jusqu'à 1998 pour niveau TAG A.

- Une deuxième étape de production par injection de gaz ou récupération assistée qui a commencé à partir de 1991 pour niveau TAG B et à partir de 1998 pour niveau TAG A.

Notons que 60% du gaz sec produit à Ait Kheir est réinjecté. Les principaux buts de la réinjection étaient :

- ❖ Le maintien de la pression de gisement.
- ❖ Augmenter la récupération du condensât (conserver la richesse du gaz produit).
- ❖ Stockage souterrain du gaz au lieu de le torcher.
- ❖ Réduire la montée du plan d'eau et par suite les pertes d'hydrocarbures par piégeage.

Le tableau (IV.2) regroupe les débits injectés dans les deux niveaux:

Tableau IV.2: *Historique de la réinjection de gaz champ d'Ait Kheir.*

Année	Le débit de la réinjection au niveau A (m ³)	Le débit de la réinjection au niveau B (m ³)	Le débit de la réinjection au niveau A et B (m ³)
1991	0	24229556	24229556
1992	0	74960335	74960335
1993	0	95655312	95655312
1994	0	146224042	146224042
1995	0	176549410	176549410
1996	0	221871008	221871008
1997	0	299995698	299995698
1998	185019849	1384600799	1569620648
1999	1080267008	2568243395	348510403
2000	1625110521	3637765087	5262875608
2001	2167186121	4947765087	7149551208
2002	2731771222	6455519989	9187291211
2003	487354544	1089149171	1 576 503 715
2004	427 612 913	1011479924	1 439 092 837
2005	401284995	920877008	1 322 162 003
2006	514 642 025	903 363 391	1 418 005 416
2007	506116207	965049697	1 471 165 904
2008	683323734	780 479 871	1 463 803 605
2009	589 801 143	808 048 649	1 397 849 792
2010	288 232 000	507 988 000	796 220 000
2011	174220000	162 404 000	336 624 000
2012	351 905 000	613 254 000	965 159 000

IV.2.1. Composition chromatographique et caractéristiques du gaz de réinjection :

Le gaz de réinjection a la composition chromatographique suivante :

Tableau IV.3 : La composition du gaz injecté dans le champ d'Ait Kheir.

Constituant	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	n C ₄
Fraction mol. %	0.11	85.8	9.24	0.88	0.06	0.09

Le gaz sec de réinjection a les caractéristiques moyennes suivantes :

- une température moyenne qui varie entre (51 à 77 °C).
- Une pression moyenne d'injection qui varie entre (378 à 385 bars) pour le niveau « B » et (324 à 361 bars) pour le niveau « A ».
- Les deux modes de l'injection sont utilisés dans le gisement d'Ait Kheir:
- ❖ **Une injection périphérique** : ce mode a été choisi dans le niveau B par les puits TK3, ATK10, ATK22, ATK9.
- ❖ **Une injection groupée** : dans le niveau A par les puits ATK19, ATK17

IV.2.2. Débit d'injection :

L'injection est réglée essentiellement en fonction des volumes de fluides disponibles, le type de fluide injecté et la configuration des puits d'injection.

Débit de fluide injecté :

Ceci est calculé par la formule suivante :

$$Q = k \sqrt{\frac{P}{T}} \cdot \Delta p \cdot t \quad (\text{IV.1})$$

Où:

Q : débit d'injection (m³/j)

K : coefficient de l'orifice de Daniel

P : pression en ligne

T : température (K)

ΔP : différent de pression (bar)

t : temps d'injection (heure)

Tableau IV.4 : valeurs du coefficient de l'orifice et les diamètres

Puits	Ø Tubes int (mm)	Ø Orifice (mm)	Coefficient de l'orifice K
ATK 3I	104.3	71.786	85587
ATK 9I	104.3	57.416	50399
ATK 10I	104.3	66.767	71408
ATK 17I	104.3	57.416	50399
ATK 19I	104.3	57.416	50399
ATK 22I	70	45.877	31131

Tableau IV.5 : les paramètres d'injection

Puits	Temps d'inj. (h)	Pression ligne (bars)	ΔP (bars)	T (K)	Débit (stm³/j)
ATKi3	24	390	0.28	353.15	1224000
ATKi9	-	-	-	-	-
ATKi10	24	380	0.3	345.37	535000
ATKi17	-	-	-	-	-
ATKi19	24	370	0.24	350.37	832000
ATKi22	-	-	-	-	-
Total					2591000

(Source : service XP rapport journalisé 09/03/2013)

On utilise la formule précédente pour calculer les débits du gaz à injecter (le tableau ci-dessus) et on compare les résultats obtenus avec ceux du SONATRACH (les valeurs réelles), le tableau ci-dessous.

Tableau IV.6 : Les débits injectés.

Puits	Temps d'inj. (h)	Pression ligne (bars)	ΔP (bars)	T (k)	Débit (stm^3/j)
ATKi3	24	390	0.28	353.15	1209486
ATKi9	-	-	-	-	-
ATKi10	24	380	0.3	345.37	528656
ATKi17	-	-	-	-	-
ATKi19	24	370	0.24	350.37	822134
ATKi22	-	-	-	-	-
Total					2560276

Les résultats obtenus par le calcul sont assez proches de ceux de SONATRACH, la variation est due à :

- la prise de température constante dans les calculs, alors que dans la réalité elle change durant les 24h d'injection.
- Le ΔP qui est du à la pression d'injection qui n'est pas aussi constante.

C'est pour cela on applique les étapes de correction suivantes:

- Calculer débit d'injection pour chaque puits.
- Calculer le débit total d'injection.
- Calculer le rapport de débit total réel sur le débit total calculé :

$$\Omega = \frac{Q_{t.r}}{Q_{t.c}} = 1.37 \quad (\text{IV.2})$$

Ce rapport est un coefficient de correction pour chaque débit injecté dans chaque puits [7].

IV.3.LE TAUX DE RECUPERATION

IV.3.1. Définition

Le taux de récupération se définit comme étant le rapport de la production cumulée sur la réserve initiale, il permet de connaître l'état de la récupération.

$$\eta = \frac{\text{production cumulée}}{\text{réserves en place}} \quad (\text{IV.3})$$

Notons que le taux de récupération varie d'un gisement à l'autre. Il dépend notamment de la configuration du réservoir (hétérogénéités, propriétés des roches) et des caractéristiques de l'huile en place, qui est plus ou moins fluide.

Dans le cas de gisement d'ATK, on trouve que le taux de récupération est de l'ordre de 58.33 %.

IV.3.2. Calcul de réserve :

On a vu dans le chapitre que pour évaluer les quantités des hydrocarbures en place, on peut utiliser soit la méthode dynamique (bilan de matière) soit la méthode volumétrique. Rappelant que l'équation appliquée dans la première méthode est la suivante:

$$G_p = G \cdot \left(1 - \frac{Z_i \cdot P}{P_i \cdot Z} \right) \quad (IV.4)$$

Les tableaux (IV.5) et (IV.6) regroupent les pressions et les facteurs de compressibilité Z des deux niveaux A et B.

Tableau IV.7 : Les pressions et les facteurs de compressibilité pour le niveau B, ($P_i = 412$,
 $Z_i = 1.1709$).

ANNEE	PRESSION	FACTEUR Z	P/Z
1972	410.9	1.1687	351.6
1973	405.2	1.1569	350.25
1974	403.5	1.1534	349.83
1975	401.5	1.1494	349.33
1976	401	1.1483	349.2
1977	399	1.1443	348.68
1978	394	1.1343	347.34
1979	385	1.1027	349.16
1980	381.5	1.0898	350.05
1981	390	1.1224	347.46
1982	394.1	1.1345	347.37
1983	398	1.1423	348.42
1984	399.5	1.1453	348.81
1985	396.5	1.1393	348.02
1986	385	1.1027	349.19
1987	376.2	1.0719	350.76
1988	371	1.0558	351.38
1989	369.5	1.0515	351.41
1990	371.5	1.0573	351.36
1991	375.5	1.0697	351.04
1992	382	1.0916	349.94
1993	391	1.1266	347.06
1994	396	1.1383	347.87
1995	393	1.1324	347.06
1996	383.6	1.0974	349.54

Tableau IV.8 : Les pressions et les facteurs de compressibilité pour le niveau B, ($P_i=411$,
 $Z_i=1.1710$).

ANNEE	PRESION	FACTEUR Z	P/Z
1978	410.5	1.1699	350.9
1979	402	1.1524	348.8
1980	383	1.0989	348.5
1981	372	1.0619	350.3
1982	369	1.0529	350.5
1983	370	1.0558	350.4
1984	375	1.0713	350.1
1985	383	1.0989	348.5
1986	382	1.0952	348.8
1987	374	1.0681	350.2
1988	359	1.0261	349.9
1989	336	0.9774	343.8
1990	303	0.9272	326.8
1991	276	0.8968	307.8
1992	260	0.8824	294.7
1993	258	0.8808	292.9
1994	255	0.8785	290.3
1995	246	0.8720	282.1
1996	220	0.8564	249.2

On a appliqué la méthode précédente pour évaluer les réserves de TAG A et ceux de TAG B, les résultats obtenus sont données dans le tableau ci-après.

Tableau IV.9 : calcule de réserve totale.

METHODE	RESERVES DE TAG « A » 10^9 stm^3	RESERVES DE TAG « B » 10^9 stm^3
Bilan matière	14,07	23,23

Pratiquement, ils ont utilisé le graphe de la figure (IV.1) pour évaluer les réserves des TAG A et TAG B.

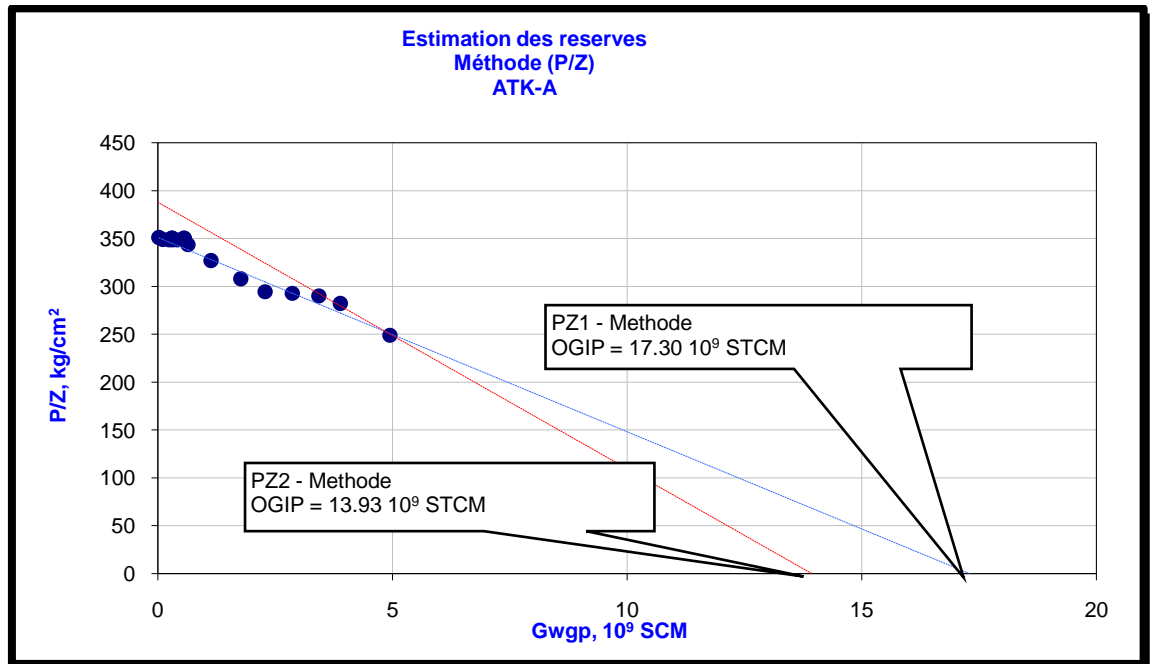


Figure IV.1 : l'estimation de réserve par méthode p/z. [7]

IV.4. HISTORIQUE DE LA DEPLETION

La zone a été exploitée par une déplétion naturelle jusqu'à la date de 1991, cette période a été caractérisée par:

- Une forte pression initiale : $P_i = 410$ bars.
- Une pression de rosée de l'ordre de : $P_r = 390.8$ bars.
- Une saturation critique en gaz : $S_{gc} = 8\%$.

Les courbes suivantes regroupent l'évaluation des paramètres de production à savoir: la pression de gisement, la production et le GOR caractérisant l'exploitation de la zone d'ATK, pendant les deux périodes.

Au niveau A:

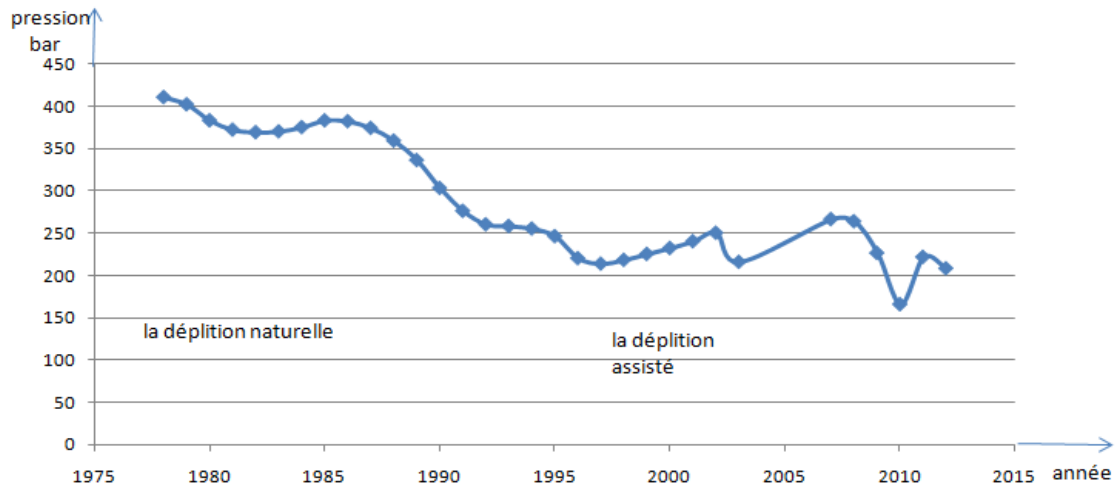


Figure IV.2 : *Evaluation la pression de gisement.*

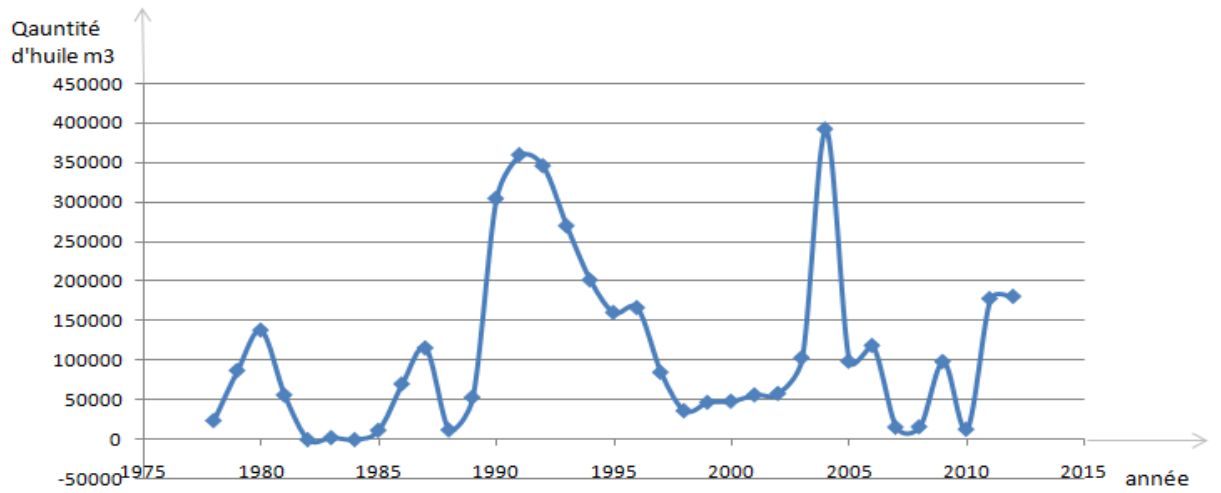


Figure IV.3: *Evaluation la production d'huile.*

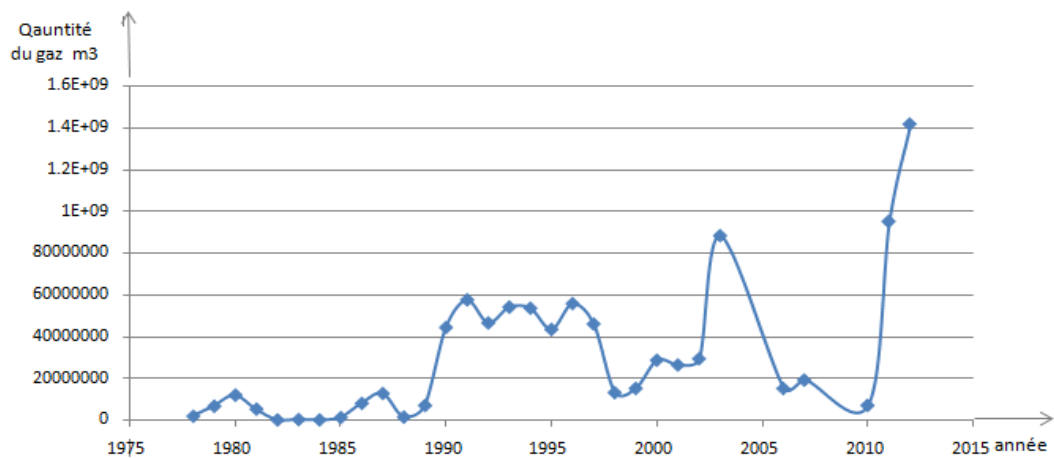


Figure IV.4 : *Evaluation la production du gaz.*

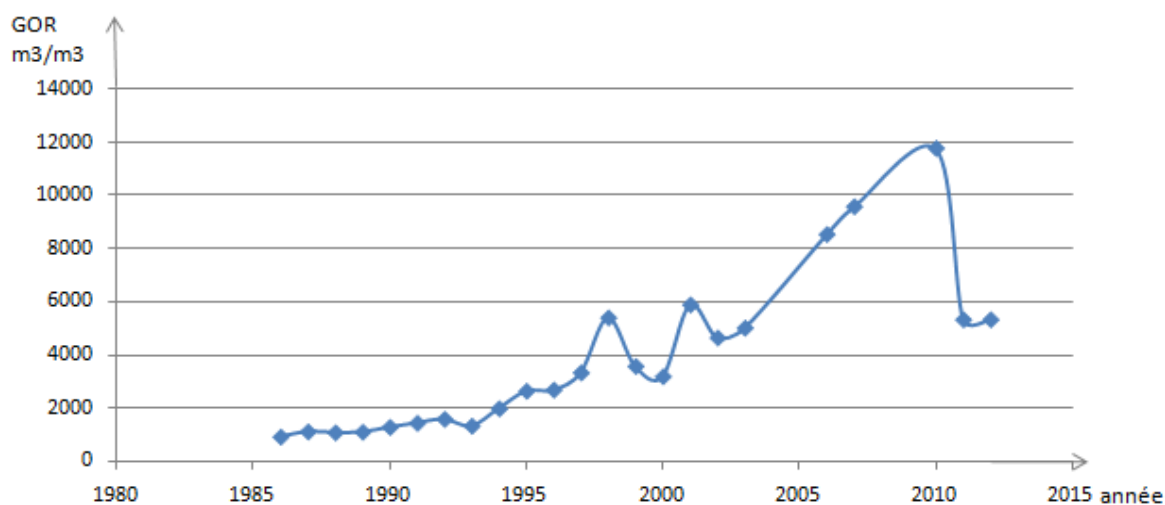


Figure IV.5 : *Evolution de GOR.*

La figure (IV.2) montre que:

- La pression chute rapidement de 410 bars en 1978 à 213,4 bars en 1997 et elle est exaspérée de 215,6 bars en 2003 à 266,204 bars en 2007.

L'analyse de ces courbes nous a permis de distinguer quatre phases de production:

- ❖ Une première phase ascendante entre 1978 et 1980 caractérisée par une augmentation progressive de la production de l'huile et celle du gaz, vu que le gisement était dans la phase de développement (le nombre de puits est en augmentation).
- ❖ Une deuxième phase entre 1981 et 1984 qui coïncide avec la fermeture presque de la totalité des puits d'ATK pour stabiliser la pression de réservoir et arrêter l'avancée de plan d'eau ce qui s'explique la chute et parfois l'absence de la production.
- ❖ L'ouverture du gisement et la poursuite de l'exploitation entre 1985 et 1991

(la troisième phase) peut expliquer l'augmentation de la production surtout celle du gaz cependant, à partir de 1992 la production a connu une diminution surtout celle de l'huile à cause de la chute excessive de la pression de gisement.

Pendant la période allant de 1997 à 2012 de la récupération assistée, on enregistre les phénomènes suivants :

- ✓ La pression de gisement a légèrement augmentée suite à l'opération d'injection du gaz dans ce niveau.
- ✓ En ce qui concerne la production on observe une chute de la production à partir de 1997 et jusqu'à 1998 à cause de la diminution de nombre des puits producteurs dans ce niveau (fermeture de quatre puits) et puis on enregistre une légère augmentation à partir de 1999 suite à la réinjection de gaz.
- ✓ Dans la période 2000-2003, on observe des perturbations de production du gaz et celle de l'huile suite aux opérations suivantes:
 - Opérations électriques TMD sur ATK 1, ATK 2, ATK 15 et MPBT sur ATK 15.
 - Travaux d'entretien des puits (dessalage, CTU et intervention sur installation de surface).
- ✓ On note une chute de production durant l'année 2004-2005 ceci est observé malgré l'application de l'injection du gaz suite à la:
 - Fermeture d'ATK 1 pour reprise en Work Over.
 - Augmentation de la fréquence de lavage des puits (Décrochement du plan d'eau).
- ✓ Interventions fréquentes sur le réseau de collecte dues à sa vétusté
 - Fermeture du puits ATK 21 pour Work Over de sécurité non prévu
 - Fermeture du puits ATK 6A pour Work Over non prévu
 - Fermeture du puits ATK 24 pour indisponibilité de la ligne de production

Ces opérations sont aussi celles qui ont causé la chute de production enregistrée dans les années 2009-2010.

Signalons que la production du gaz à condensat est clairement supérieure de celle de l'huile, c'est-à-dire le gaz produit continue à s'appauvrir de sa richesse en produits condensables car la pression de gisement est nettement inférieure à celle de rosée.

Au niveau B

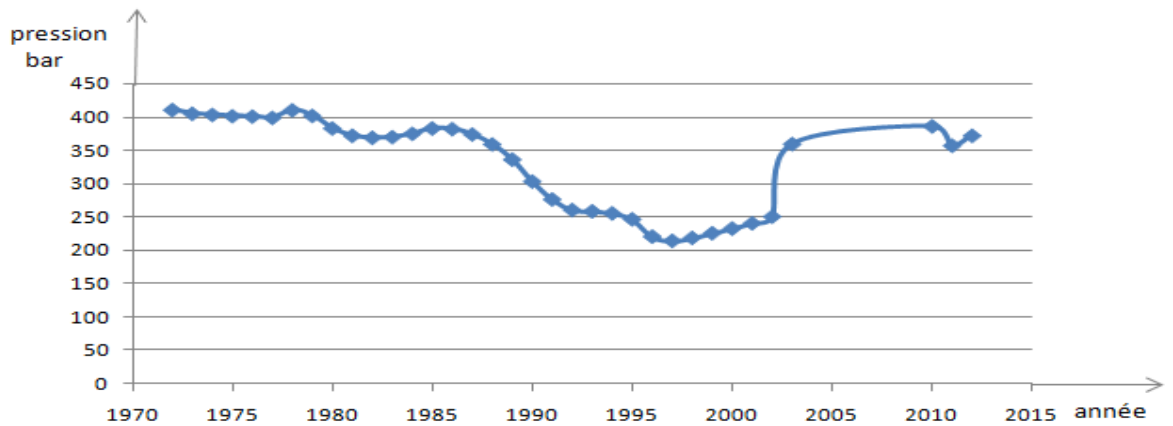


Figure IV.6 : Evaluation la pression de gisement.

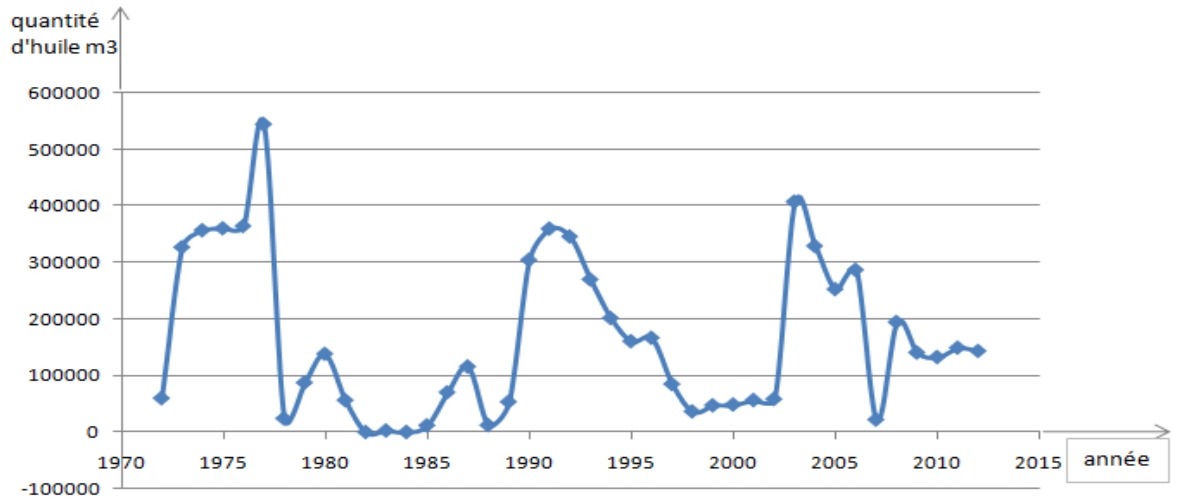


Figure IV.7: Evaluation la production d'huile.

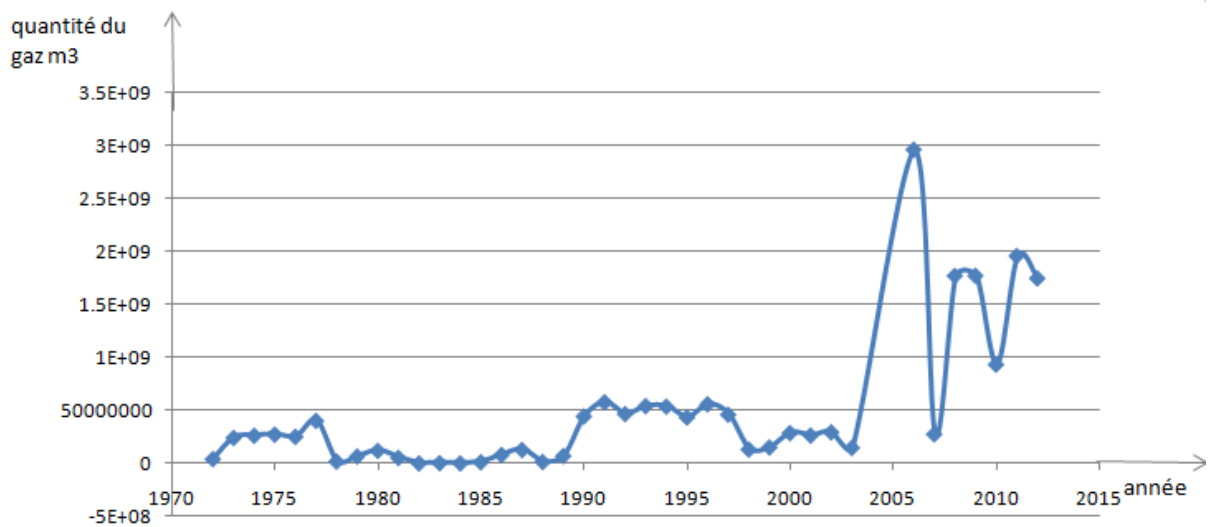


Figure IV.8 : Evaluation la production du gaz.

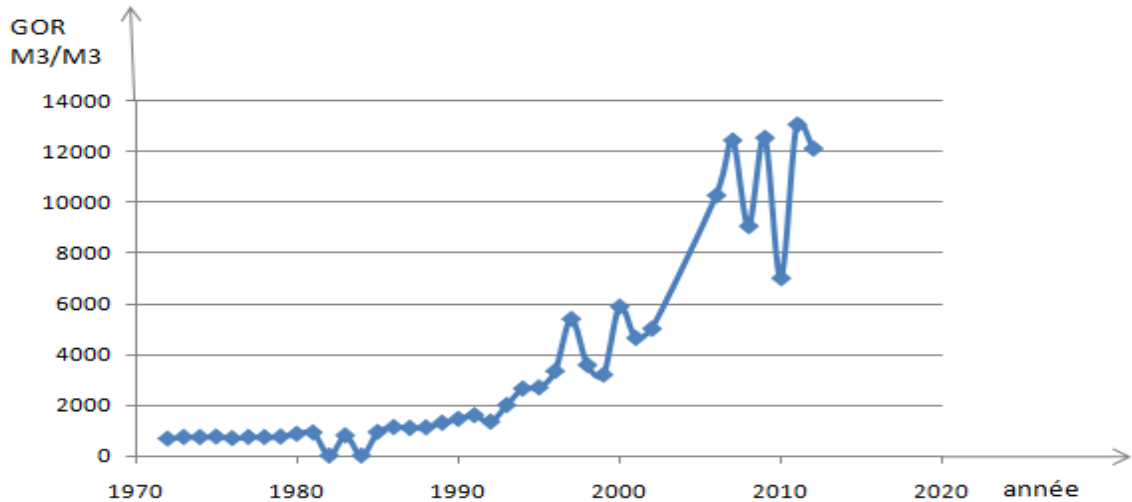


Figure IV.9 : *Evaluation de GOR.*

L'analyse des courbes présentées ci-dessus montre que:

La pression chute lentement de 410,9 bars en 1972 à 375,5 bars en 1991, ceci est dû à la présence d'un aquifère qui exerce une pression sur le réservoir ce qui permet de garder sa pression presque constante. Dans la période de La récupération assistée, la pression de gisement a légèrement augmenté suite à l'injection avant de se stabiliser de nouveau telle qu'elle est supérieure à 350 bars malgré les quelques diminutions enregistrées.

➤ Concernant la production, les mêmes phases du niveau A sont observées, la seule différence c'est que dans le niveau B, on récupère plus de l'huile et du gaz à cause de la pression de gisement et à la présence d'un grand nombre de puits producteurs dans ce niveau.

➤ L'augmentation du taux de fermeture des puits, et la chute du potentiel des puits ATK 1, ATK 2, ATK 15 et ATK 21 causée par les venues d'eau de gisement en 2003 sont la cause de la diminution de la production de l'huile.

➤ L'augmentation de production du gaz dans la période 2004-2005 est les conséquences des opérations suivantes:

- Ouverture des puits du niveau "A" suite à la fermeture d'ATK1 pour intervention
- Amélioration du potentiel des puits ATK7, ATK15, ATK21
- Augmentation de la fréquence de lavage des puits

- Dans la période 2005-2006, l'augmentation de production de l'huile est les conséquences des opérations suivantes :
 - Lavage tubing, révision décennale des APG, CTU et changement vannes latérales
 - Lavage tubing, révision décennale des APG et CTU
 - Lavage tubing, révision des APG, entretien tête de puits et rénovation tronçon de la collecte
 - Lavage tubing, révision des APG, entretien tête de puits et réfection tronçon de la collecte
 - Déclenchement vanne de SE de surface par HP et révision décennale des APG
 - Lavage tubing, révision décennale des APG et stimulation (acidification)
 - Déclenchement vanne de SE de surface par HP et révision décennale des APG.

- En 2006 on observe une diminution de production de l'huile suite à la fermeture de puits ATK1 qui a le débit le plus élevé pour sécurité des travaux. Alors que l'augmentation observée de production du gaz est la suite des opérations suivantes:
 - Lavage tubing, CTU, entretien tête de puits et travaux Ma N sur CP
 - Lavage tubing, et travaux MN sur CP
 - Lavage tubing, et entretien collecteur 12" d'expédition brut vers ONR
 - Lavage tubing, et entretien collecteur 12" d'expédition brut et Work Over
 - Travaux de réparation du collecteur 12" d'expédition brut vers ONR
 - Lavage tubing et rénovation tronçon 6"
 - Déclenchement vanne de sécurité de surface

- Dans la période 2007-2008, la stabilisation de production du gaz dû à l'abandon de puits ATK 6 qui est reprisé dans le niveau "A" et celui de puits ATK8 qui est noyé et devient un puits producteur d'eau salée.

- La diminution de production du gaz en 2009 est due aux contraintes suivantes:
 - Augmentation de la fréquence de lavage des puits (Décrochement du plan d'eau)
 - Interventions fréquentes sur le réseau de collecte dues à sa vétusté
 - Fermeture du puits ATK 21 pour Work Over de sécurité non prévu (à enlevé).
- Les interventions fréquentes sur le réseau de collecte dues à sa vétusté ;
 - La fermeture de puits ATK 6A pour Work Over. non prévu

- La fermeture de puits ATK 24 pour indisponibilité de la ligne de production
- Les interventions pour Work Over curatif des puits ATK 1bis, 6, 18, 20 et 23
- Les interventions fréquentes sur le réseau de collecte dues à sa vétusté
- Les fermetures fréquentes des puits ATK 1bis, 18, 15 et 26 dues aux bouchages tubing ;
- Et la fermeture de puits ATK 24 pour indisponibilité de la ligne de production toutes ces opérations cause la perturbation de production d'huile dans la période 2010-2012.

Dans la période de l'application de l'injection du gaz

D'après les deux courbes de l'évaluation de GOR on remarque une augmentation dès le début de commencement de l'injection. On peut expliquer cela par deux possibilités :

- Percée de gaz
- Faute au niveau de la position de puits injecteur

IV.4. ETUDE ECONOMIQUE DU PROCESSUS

IV.4.1. Calcul de la richesse en produits condensables :

Vu qu'on est en face d'un gisement de gaz à condensât, donc il est nécessaire d'estimer la richesse de ce gaz en produits condensables. Cette teneur est calculée à partir de la composition du gaz illustrée dans le tableau suivant:

Tableau IV.10 : Composition du gaz à condensat du gisement d'Ait Kheir.

COMPOSITION DU GAZ A CONDENSAT DU GISEMENT			
CONSTITUANT	MASSE MOLAIRE (M_i)	FRACTION MOLAIRE (Y_i)	$Y_i \cdot M_i$
N ₂	28.00	0.0276	-
CO ₂	44.00	0.0011	-
C1	16.42	0.001	0.01642
C2	30.068	0.0024	0.07216
C3	44.094	0.0074	0.3262
i C4	58.12	0.0545	3.1675
n C4	58.12	0.0629	3.6557
i C5	72.146	0.1116	8.0514
n C5	72.146	0.0817	5.8943
C6	86.172	0.0108	9.30
C7+	133.0	0.5418	72.05

La teneur en produits condensables, par définition, est la masse de produits condensables contenus dans un mètre cube de gaz en conditions standard (1atm, 15 °C, le volume molaire est 23.61 l/mol). [6]

Les composées qu'on les considère comme produits condensables regroupent le propane et les homologues supérieurs :

$$\text{Richesse} = \sum Y_i \cdot M_i \cdot 1000 / 23.61 \quad (\text{g/m}) \quad (\text{IV.5})$$

a) **Teneur en GPL** : D'après le tableau ci-dessus, la masse de (C3 et C4) contenue dans une mole de gaz est de 7.1494 g/mole alors :

$$\text{La richesse/GPL} = 302.81 \text{ g/m}^3$$

b) **Teneur en condensât** : La masse de C₅₊ contenue dans 1stm de gaz est de 95.2957 x 10³/23.61

$$\text{Donc : Richesse/C}_{5+} = 4036.2431 \text{ g/m}^3$$

Les réserves de produits condensables en place sont calculées en multipliant la richesse par les réserves en gaz.

La réserve en GPL en place : R_{GPL} = 9456,7563 x 10³ tonnes

Ainsi **la réserve en C₅₊** : R_{C₅₊} = 126051,872 x 10³ tonnes

IV.4.2. Etude économique :

L'accroissement de récupération faible ne permettant généralement pas de forer de nombreux puits nouveaux, on reconvertit souvent des puits de production (sous réserve de modification des perforations pour l'injection dans un dôme de gaz). pour l'injection dans la zone à huile. La tendance est à la maille à 9 puits : elle nécessite en effet moins de puits injecteurs que l'injection d'eau. Puisque l'injectivité est plus grand (m>1). Mais les frais de recompression du gaz sont souvent élevés.

Mise en œuvre :

- Nettoyage de puits, contrôle de l'état du tubage : ne pas choisir un puits produisant de l'eau (il est inutile d'injecter du gaz dans l'eau).
- Essai d'injectivité des puits.
- Fermeture des zones de cheminement préférentiel.
- Traitement du gaz pour en tirer H₂S, CO₂ et O₂, H₂O : corrosion et risque de précipités (hydrates) pouvant colmater les canalisations.

- Compression : pour des raisons de souplesse, on préfère installer plusieurs compresseurs de petite taille plutôt qu'un gros. Le plus souvent, ce sont des compresseurs alternatifs entraînés par des moteurs à gaz.
- Contrôle : utilisation de marqueurs radioactifs [8].

Cette dernière partie a pour objectif de faire une comparaison économique entre la déplétion naturelle et le recyclage en 10 années

Données : - les prix de vente :

- Gaz sec = 72,375 \$/Mm³
- Gazoline = 251,74 \$/T
- GPL = 176,8 \$/T
- Huile = 80 \$/bbl
- Coût de forage d'un puits = 2000000 \$
- Coût de complétion = 500000 \$
- Coût de revient d'un m³ de gaz injecté = 0,00184 \$

Tableau IV.11 : Etude économique

	Condensât (Tonne)	GPL (Tonne)	Gaz sec (m ³)	Nbr puits producteur	Nbr puits injecteurs	Cumul injecté
Déplétion naturelle	1385350.696	242593.6362	6977445336	24	0	0
recyclage	6 049 692	1 122887	10132308 368	17	7	1439092837

	Coût d'injection	Vente de condensât	Vente de GPL	Vente de gaz sec
Déplétion naturelle	0	348 748 184.2	42890554.88	504992606.2
Recyclage	2647930.82	1 522 949 464	198526421.6	733325818.1

	Recettes	Dépenses	Gain
Déplétion naturelle	4346701392	60000000	4286701392
Recyclage	4731279026	62647930.8	4 668 631 095

D'après ces calculs, on voit que l'opération de la réinjection du gaz est efficace car on peut gagner environ 381929703.2 \$.

CONCLUSION

La diminution progressive des réserves mondiales de pétrole impose la recherche de l'amélioration de leur récupération. Les techniques de pompage et de récupération assistée sont utilisées, et très répandues, depuis de nombreuses années dans l'industrie pétrolière, afin d'accroître la pression dans le réservoir.

Aujourd'hui, on parvient à récupérer en moyenne 32 % de l'huile conventionnelle en place dans les réservoirs. L'amélioration de cette performance est une priorité stratégique : d'après les experts de la compagnie pétrolière total une augmentation de 5 points représente un gain de 300 milliards de barils de réserves.

Dans ce contexte, le travail présenté dans ce mémoire concerne la réinjection du gaz dans la zone de Ait EL Kheir (Ouad Noumer).

Cette étude nous a permis de déduire les conclusions suivantes :

- Sur la base des données de gisement d'Ait Kheir, on peut dire que ce dernier présente un anticlinal formé de deux niveaux possédant toutes les caractéristiques de bon réservoir.
- Les réserves en place estimés à 37.30×10^9 m³ et sa situation géologique donne un intérêt de son exploitation.
- Vu le recyclage de gaz miscible à haute pression a pour avantage de ralentir le déclin de pression et éviter le problème de phénomène rétrograde, alors la production de la gazoline.
- La maintenance de pression au cours de la déplétion naturelle du niveau B montre que l'aquifère est actif.
- La teneur en produits condensables est 9456.7563×10^3 tonnes de GPL et 126051.872×10^3 tonnes du condensât dans les conditions standards. Ces quantités sont relativement considérables et il serait nécessaire de les exploiter.
- Pendant la phase de la déplétion naturelle la pression de gisement a chuté au dessous de la pression de rosée ce qui a conduit à une augmentation de la production de gaz (GOR).
- Ainsi qu'après le recyclage du gaz sec le GOR ne cesse d'augmenté.
- Durant la phase de réinjection de gaz sec la récupération a augmenté mais avec une production d'eau qui a causé des véritables problèmes tels que la percée d'eau et le bouchage très fréquent des puits producteurs par les dépôts de sel.

Le recyclage nous a fait un gain de plus de 381929703.2 \$ dans 10 ans

*Références
bibliographiques*

[1] R. COSSE, « techniques d'exploitation pétrolière le gisement », p15-46 ;

[2] « initiation gisement »; copyright 2006 enspm formation industries, p5-48 ;

[3] « formulaire du producteur », p51- 84 ;

[4] N. Abou alsoof, « la technique de récupération assisté d'hydrocarbures », article online (<http://www.aleqt.com/searche?rss=1&auth>) 2009 ;

[5] « récupération optimisée du pétrol » annuaire des technologies clés 102 p317 ;

[6] « Récupération assistée »; copyright 2000 enspm formation industries - forage. Production. Gisement, p11-89 ;

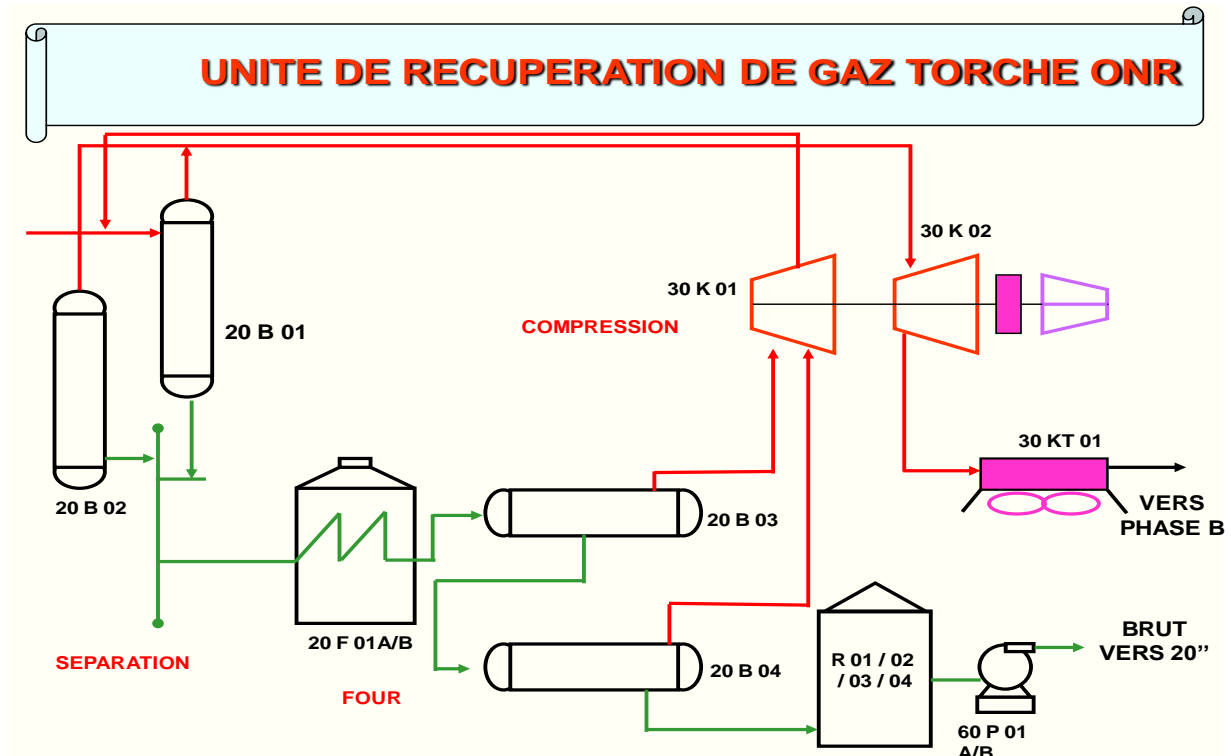
[7] document de sonatrah ;

[8] coure de production 3^{émé} production.

annexe

SOURCE DE GAZ INJECTE :

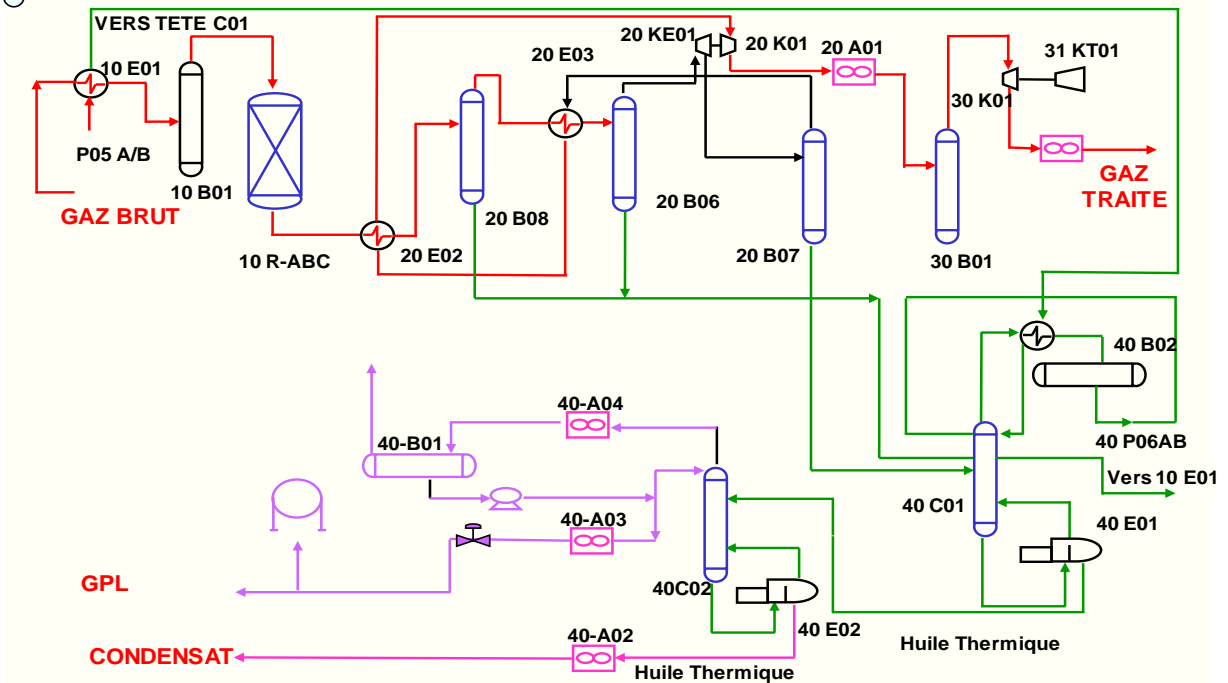
Le gaz injecté dans notre cas est le gaz sec obtenu de :

La récupération secondaire (station d'OUED NOUMER) :**☞ DATE DE DEBUT DE CONSTRUCTION :**

- ✓ Première unité de séparation de Brut : 1970
- ✓ Nouvelle unité de séparation de Brut
et de récupération des gaz : 1983

☞ DATE DE DEMARRAGE :

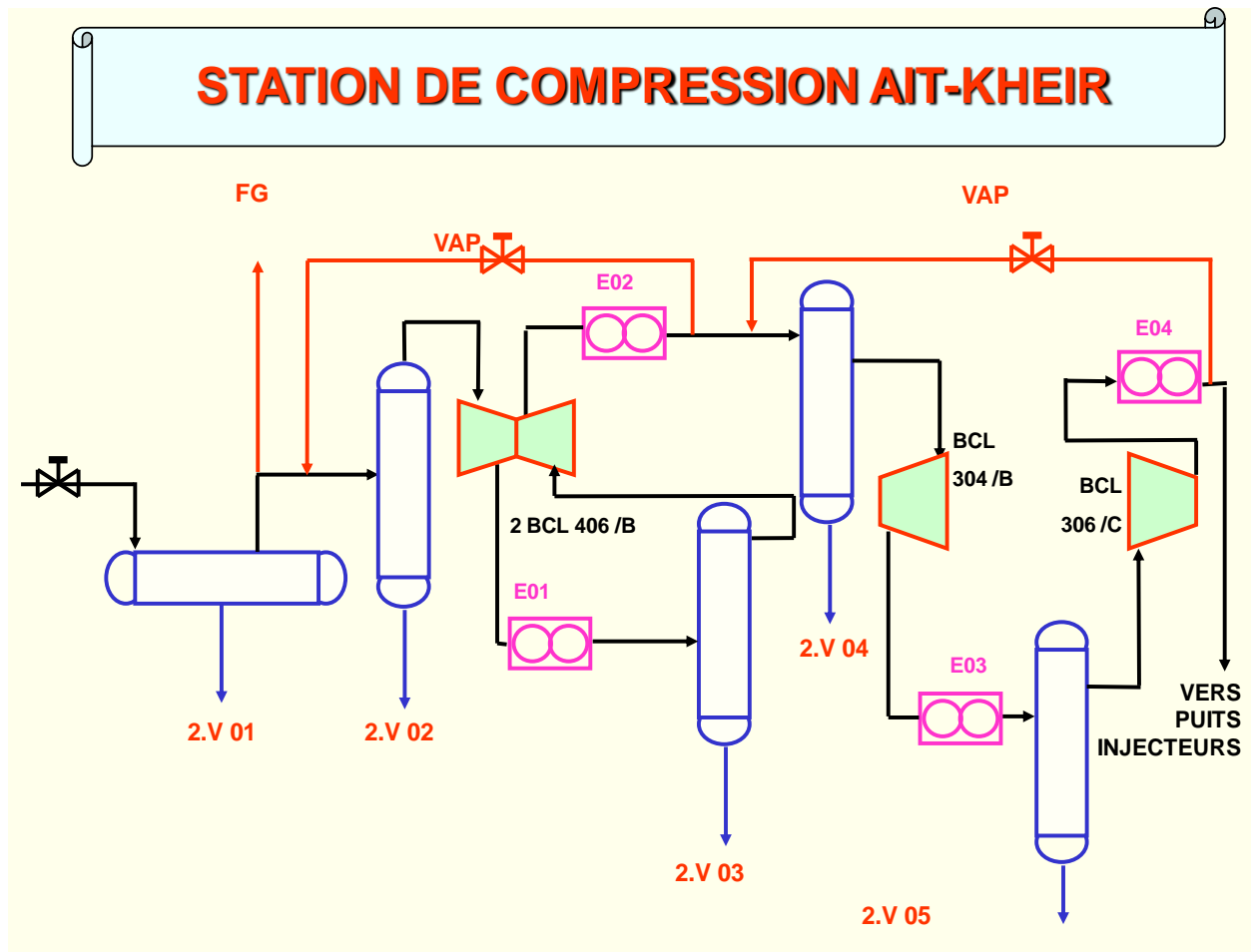
- ✓ Première unité de séparation de Brut : 1972
(démarrage des champs ONR et ATK).

Récupération de GPL :**SCHEMA PROCESS - UNITE DE PRODUCTION GPL****☞ DATE DE DEBUT DE CONSTRUCTION :**

✓ Unité d'extraction du GPL : 1993

☞ DATE DE DEMARRAGE :

✓ Unité d'extraction de GPL : 1997

Station de compression AIT KHEIR :**☞ DATE DE DEBUT DE CONSTRUCTION :**

✓ Station de compression de Gaz : 1988

☞ DATE DE DEMARRAGE :

✓ Station de compression de Gaz : 1991

ملخص :

تعتمد حياتنا اليومية اعتمادا كبيرا على النفط و الغاز. لكن هذه الطاقة محدودة فلذلك يجب استغلالها جيدا واستخراج اكبر كمية ممكنة ولكن هناك معوقات منها نزول الضغط وللحفاظ عليه نقوم بعدة عمليات من بينها عملية حقن الغاز التي من أهدافها:

- الحفاظ على الضغط
- استخلاص الغاز المكثف
- تخزين الغاز

في هذا الإطار جاءت هذه الدراسة لمعرفة مدى فاعلية هذه العملية في حقل ايت الخير المنتجة للغاز المكثف والزيت من خلال تحليل الكميات المنتجة من هذين المصدرين .
ومن خلال التقييم الاقتصادي للعملية وجدنا أنها ذات فائدة.
الكلمات المفتاحية: إنتاج ، غاز مكثف،زيت،استخلاص، إعادة الحقن

Abstract:

Our daily life depends heavily on oil and gas. But the reserves of those sources of energy are limited, therefore, should energy tapped well and extract the largest possible amount but there are obstacles, including the descent of pressure to solve this problem, we use several operations including gas injection process that's the following objectives:

- Maintaining the pressure
- Gas condensate extraction
- Gas storage

In this context, this study came to see the effectiveness of this process in condensed gas and oil producing through the analysis of the quantities produced of these two sources in the field of Ait Kheir.

It is through economic evaluation of the process that we found that the process is profitable.

Keywords: production, condensed gas, oil, recovery, re-injection

Résumé :

Notre vie quotidienne est devenue fortement dépendante du pétrole et du gaz, cependant les réserves de ces deux sources d'énergie sont limitées. De ce fait on doit exploiter la quantité la plus grande possible, mais il y a des obstacles, parmi lesquels la chute de pression qu'on peut la maintenir au moyen de plusieurs opérations à titre d'exemple l'opération d'injection de gaz dont les objectifs sont les suivants:

- Maintient de pression ;
- Extraction de gaz à condensat et de l'huile;
- Le stockage de gaz

Cette étude s'inscrit dans ce contexte, nous avons étudié l'efficacité de ce processus dans le champ d'Ait Kheir qui produit de l'huile et de gaz à condensat en analysant les évolutions de production de ces deux effluents.

D'après l'étude économique réalisée, on a trouvé que l'opération de la réinjection du gaz est rentable dans cette zone.

Mots clés: production, gaz à condensat, huile, récupération assistée, réinjection.