UNIVERSITE KASDI MERBAH - OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DE PRODUCTION DES HYDROCARBURES



Mémoire

Pour obtenir le diplôme de master

Filière: Hydrocarbures

Spécialité: Production

THEME

Les problèmes de la production de gaz dans la région de Hassi R'mel

Présenté par

BELHIMEUR Houssem Eddine

BOURADI Kamel

Soutenu publiquement

Devant les jurys:

Président : Mr A.DALI Univ. Ouargla

Examinateur: Mr R.FROUHAT Univ. Ouargla

Encadreure: Mme F.HAFSI Univ . Ouargla

Année Universitaire: 2018/2019

Remerciement

Tout d'abord nous remercions infiniment le bon Dieu tout-puissant qui nous a donné la bonne santé, la volonté et la patience tout le long de nos études.

Nous présentons nos sincères remerciements avec nos profonds respects à notre encadreur, Mme .HAFSI Fadila pour son suivi, sa patience, ses conseils et son aide, tout au long de la réalisation de ce modeste travail.

On remercie vivement les membres de jurys Mr A.DALI et Mr R. FROUHAT qui nous honore en jugeant notre mémoire de master

Toutes les personnes de Sonatrach Hassi-R'mel, surtout Mr:N. DERRADJI et Mr: Adel

Nos remerciements vont également à toutes les personnes qui nous ont aidé, à tous nos collègues de travail et au personnel et tous les enseignants du département de

Production des hydrocarbures

En fin, nous voudrions remercier nos familles qui n'on jamais cessé de crois en nous et de nous encourager à continuer.



J'ai le grand honneur de dédier ce travail A celui qui ma fait de moi un homme, mon père.

A l'être le plus cher de ma vie, ma mère.

À mon chèr professeur: Mme barama

A mes frères : Zakaria et Ayoub,

Et mes sœur: Chaima, Asma et Safa.

A toute ma famille et surtout mon grand père : Ahcen

Et ma grande mère: Saida

A tous mes amis, à tous ceux qui sèment le bonheur dans mon chemin.

A tous les enseignants et toutes les enseignantes de faculté des hydrocarbures.

A mon cher pays « l'ALGERIE ».

A tous ceux que j'aime

Houssem



Avec l'aide de Dieu, j'ai pu réaliser ce modeste travail que je dédie à mes chers parents mon père (Mouhamed) et ma mère (Djazia), pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études

Mes chers frères khaled et fawzi

Mes chères sœurs Assia Mariem et Hadjer

A tous mes amis Abdnour Amine et Riadh qui ont toujours été là pour moi. Leur soutien inconditionnel et leurs encouragements ont été d'une grande aide.

kamel

Résumé

Le gaz naturel est une source d'énergie importante dans le monde, avec des composants différents et polyvalents.

Dans ce travail, nous avons expliqué comment produire et traiter le gaz naturel dans la région de Hassi R'mel, ainsi que les différents problèmes qui affectent ce processus

Avec la méthode de« decline curve analysis »Nous avons également essayé d'estimer la performance future de certains puits de gaz et de savoir quand la production serait arrêtée.

Les résultats obtenus sont assez satisfaisants.

Abstract

Natural gas is a major source of energy in the world, with different and versatile components.

In this work, we explained how to produce and process natural gas in the Hassi R'mel region, as well as the various problems that affect this process.

With the "decline curve analysis" method We have also tried to estimate the future performance of certain gas wells and to know when the production would be stopped.

The results obtained are quite satisfactory.

الملخص

يعتبر الغاز الطبيعي مصدر مهم للطاقة في العالم بحيث يحتوي على مكونات مختلفة ومتعددة الاستعمالات.

في هذا العمل قمنا بتوضيح كيفية إنتاج و معالجة الغاز الطبيعي في منطقة حاسي الرمل و التطرق إلى مختلف المشاكل التي تؤثر على هذه العملية، بالإضافة إلى قيامنا بمحاولة تقدير الأداء المستقبلي لبعض ابار الغاز و توقع وقت توقف الإنتاج فيها عن طريق استعمال طريقة «decline curve analysis»،وقد كانت النتائج التي تحصلنا عليها مرضية نوعا ما.

SOMMAIRE

| RemerciementI |
|---|
| DédicaceII |
| RésuméIV |
| Liste des figuresIX |
| Liste des tableauxXI |
| Introduction générale1 |
| Chapitre I : Synthèse bibliographique |
| I-1 Introduction |
| I -2 Le gaz naturel dans le monde |
| I-3 Le gaz naturel en Algérie |
| I.3.1Richesse Algérienne en gaz naturel |
| I-3.2Les réserves gazières en Algérie |
| I -4 Caractéristiques du gaz naturel5 |
| I-4.1. Densité5 |
| I-4.2. Pouvoir calorifique5 |
| I-4.2.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS) |
| I-4.2.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI)6 |
| I.4.3. Tension de vapeur6 |
| I -5. Les types de gaz naturel6 |
| I-5.1. Le gaz sec6 |
| I-5.2. Le gaz humide6 |
| I-5.3. Le gaz à condensât7 |
| I-5.4. Le gaz associé7 |
| I.6. Présentation du champ de Hassi-R'mel |
| I.6.1. Situation géographique de Hassi R'mel |
| I.6 .2. Situation géologique8 |
| I.6.3. Historique de la région |

| I.6.4. Limitesd'extensiondes niveaux A.B.C | Q |
|---|-----|
| I.6.5.La capacité de production actuelle | |
| Chapitre II : complétion d'un puit dans le champ de Hassi R'mel | 10 |
| | 1.1 |
| II.1. Fonctionnement des puits | |
| II.1.1. Puits producteurs | |
| II.1.2. Puits injecteurs | |
| II.2. Complétion des puits | |
| II.2.1. Fonction d'une complétion | 12 |
| II.2.2. Conception d'une complétion | 12 |
| II.3. Équipements des puits | 12 |
| II.3.1. Équipements de fond | 12 |
| II.3.2. Équipements de surface. | 15 |
| II.3.2.1. La tête de puits | 15 |
| II.3.2.2. L'arbre de Noël | 15 |
| II .4. Installation de surface des puits | 17 |
| II .5. Installation de sécurité des puits | 21 |
| II 5.1. Sécurité de fond | 21 |
| II 5.2. Sécurité de surface | 22 |
| II.5.2.1. Composants de système de sécurité | 23 |
| II.5.2.2. Circuit de contrôle. | 24 |
| II.5.2.3. Alimentation de système | 25 |
| II.5.2.4. Les causes de fermeture de la vanne automatique | 26 |
| II.6. Réseau de collecte | 27 |
| II.6.1. Des pipes. | 27 |
| II.6.2. Un manifold. | 27 |
| II.6.3. Une jonction. | 27 |
| II.7. Problème des puits de gaz | 29 |
| II.7.1. Problème de salinité | 29 |
| II.7.2. Problème de corrosion. | 29 |

| II.8. Système SCADA | 30 |
|---|----|
| II.8.1. Présentation de système | 30 |
| II.8.2 Archive | 31 |
| II.9. Calculde débit de gaz | 31 |
| II.9.1. Formule de débit pour les puits producteurs | 31 |
| II.9.2. Formule de débit pour les puits injecteurs | 31 |
| II.10. Description générale de Boosting | 32 |
| II.10.1. Définition de mot boosting | 32 |
| II.10.2. Le rôle de station boosting | 32 |
| II.10.3. Les différentes stations Boosting | 32 |
| II.10.4. Différentes sections du boosting | 33 |
| II.11.Traitement de gaz | 34 |
| II.11.1. Les procédés de traitement de gaz | 36 |
| II.11.1.1 Procède PRICHARD | 36 |
| II.11.1.2. Procédé HUDSON. | 36 |
| II.11.2. Techniques de réinjections de gaz | 37 |
| II.11.2.1. Objectifde la réinjection | 37 |
| II.11.2.2. Principe de réinjections | 38 |
| Chapitre III : Estimation des réservés | |
| III -1- Introduction. | 39 |
| III -2-Méthode de déclin | 39 |
| III -2-1-Hypothèses. | 39 |
| III -2-2-Théorie de déclin | 40 |
| III -3-Débit de la production en fonction du temps | 40 |
| III -4-Production cumulée en fonction du temps | 41 |
| III -5 -Application de la méthode de déclin | 42 |
| III.6. Interprétation. | 46 |
| III.7. Conclusion. | 47 |
| III & Le Plug | 47 |

| III.9. interprétation de tableau | 48 |
|----------------------------------|----|
| Conclusion générale | 49 |
| Bibliographique | 50 |

LISTE DES FIGURES

| Figure I.1: Répartition des réserves gazières en Algérie | 5 |
|---|-----|
| Figure I.2 : Représentation géographique de HassiR'mel | 7 |
| Figure I.3: Situation géologique du champ de HASSI R'MEL | 8 |
| Figure II.1:Complétion d'un puits de gaz | 14 |
| Figure II.2:Tête de puits. | 17 |
| Figure II.3:Installation de surface d'un puits producteur de gaz | 18 |
| Figure II.4:Ligne de torche d'un puits producteur | .19 |
| Figure II.5:Les différents transmetteurs installés sur un puits | .20 |
| Figure II.6 : L'installation de surface d'un puits jusqu'au départ vers manifold | .20 |
| Figure II.7:Vanne automatique | .23 |
| Figure II.8:Électrovanne | .23 |
| Figure II.9:Système de sécurité de surface pour un puits de gaz | 25 |
| Figure II.10:Alimentation de système de sécurité | .26 |
| Figure II.11:Arrivées des collecteurs | 27 |
| Figure II.12:Différentes vannes de manifold. | 28 |
| Figure II.13 : Départ vers module | 28 |
| Figure II.14 : Différents stations boosting. | .33 |
| Figure III -1 : Les courbes des trois tendances pour un débit et Di donnés | .41 |
| Figure III -2: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR11 | .43 |
| Figure III -3: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR61 | .43 |
| Figure III -3: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR70 | .44 |
| Figure III -3: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR106 | .44 |
| Figure III -3: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR107 | .45 |
| Figure III -3: représentant la variation de la production en fonction de temps du puits HR158 | .45 |

LISTE DES TABLEAUX

| Tableau II.1 : la valeur de K pour chaque diamètre de conduite | 31 |
|---|----|
| Tableau II.2 : présente les valeurs de K pour une conduite de diamètre 6" | 32 |
| Tableau II.3: les spécifications typiques pour un gaz commercial | 35 |
| Tableau III-1: Les résultats donnés par le forecaste pour chaque puits | 46 |
| Tableau III.2 : historique de salinité de puit HR107 | 47 |

Liste des Abréviations

Abréviation Signification

CEI Communauté des Etats Indépendants

USA United States of America

PCS Pouvoir Calorifique Superieur

PCI Pouvoir Calorifique Inférieur

PL Pression de Ligne

PT Pression de Tete

PD Pression Différentiel

HP Haut Pression

BP Basse Pression

SCADA Supervisory Control And Data Acquisition

MTU Master Terminal Unit

RTU Remote Terminal Unit

SC Station Centre

GPL Gaz du **P**étrol du **L**'aquifier

HRM Hassi R'mel

GNL Gaz Naturel du L'aquifier

DCA Decline Curve Analysis

Introduction Générale

Introduction générale :

L'énergie occupe une place primordiale dans le développement économique dans le monde, qui dépend essentiellement de la valorisation des hydrocarbures (pétrole et gaz).

Le gaz naturel est composé essentiellement de méthane, et contient des proportions décroissantes de tous les hydrocarbures saturés, en plus des éléments combustibles, de quantités variables d'azote, incombustible, du gaz carbonique, et l'eau.

Sa composition est très variable selon les régions ou il s'est formé ainsi que ses propriétés qui dépendent de l'agencement des atomes de carbone et d'hydrogène au sein de leur molécule.

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation, notamment des secteurs à forte valeur ajoutée : industrie de précision, production de l'électricité.

Le champ de Hassi R'mel est l'un des champs les plus important en Algérie, depuis sa découverte, ce champ a connu un important développement afin d'exploiter le maximum de ce gisement, et optimiser le rendement en produits finis : GPL, condensât, et gaz sec.

Le travail que nous proposons entrer dans le cadre de la préparation du mémoire de fin d'étude, il concerne une étude générale sur le gaz dans la région de HassiR'mel.

L'objectif principale de ce travail est fait une étude sur le gaz dans la région de HassiR'mel, et Connaître les différents problèmes qui affectent la performance des puits de gaz, et l'application de quelques méthodes numériques et analytiques pour l'évaluation de production de quelques puits au futur.

Pour ce faire, On peut dire que le travail se divisera en deux parties :

- Une partie théorique contient :
 - 1- Une généralité sur le gaz naturel et le champ de Hassi R'mel
 - 2- Les Différentes étapes de la production et du traitement du gaz et les équipements utilisés.
- L'autre partie est une estimation de 6 puits différents basée sur la méthode de déclin pour prévoir le volume de gaz au futur.

Chapitre I:

« Synthèse bibliographique »

I -1. Introduction:

Pendant longtemps, le gaz naturel a été considéré comme un sous-produit du pétrole, il était brûlé à la torche sur de nombreux gisements. Il a commencé à être utilisé aux Etats-Unis, dans l'industrie d'abord, puis pour des usages domestiques en se substituant peu à peu au gaz manufacturé.

Son développement a ensuite été très rapide, grâce à l'abondance de ses réserves, à leur répartition sensiblement plus équilibrée que celle des réserves pétrolières et à son excellente qualité pour le consommateur final.

Mais le coût de son transport pèse de plus en plus lourd, jusqu'à ces dernières années.

Le transport du gaz sur des distances de plus en plus longues et dans des conditions de plus en plus sévères devient une nécessité impérative pour assurer son développement.

Le gaz naturel est la source d'énergie fossile qui a connu la plus forte progression depuis les années 70. En effet, elle représente le cinquième de la consommation énergétique mondiale.

En raison de ses avantages économiques et écologiques, le gaz naturel devient chaque jour plus attractif pour beaucoup de pays. Les propriétés de ce produit, comme par exemple le faible intervalle de combustion le caractérisant, en font l'une des sources d'énergie les plus fiables connues à ce jour. Actuellement, il représente la deuxième source d'énergie la plus utilisée après le pétrole.

D'après le département américain de l'énergie, la part du gaz naturel dans la production énergétique mondiale était de 23% en 1999 et les perspectives de développement de la demande sont excellentes. Il est considéré comme le combustible fossile du siècle, comme le pétrole l'était lors du siècle précédent et le charbon il y a deux siècles.

I -2. Le gaz naturel dans le monde :

La concentration de la production de gaz naturel dans deux pays CEI (communauté des états indépendants) et les Etats Unis qui contribuent pour plus de 50% à la production annuelle est très frappante.

Le classement des pays producteurs illustre surtout les problèmes lies au coût élevé du transport du gaz naturel hors CEI et USA. Les principaux producteurs sont proches des grands marchés consommateurs : Canada, Pays- Bas, Royaume-Uni et Algérie.

L'offre mondiale croît rapidement pour se situer dans l'intervalle 2520-2890 Gm3 /an en 2000, puis dans l'intervalle 2960-3640 G m^3 /an en 2010. Cette croissance se ralentit ensuite dans les deux scénarios, le niveau d'offre potentielle en 2030 étant compris entre 3110 et 4130 G m^3 /an

I.3. Le gaz naturel en Algérie :

L'Algérie a une importante industrie du gaz naturel avec un important producteur de gaz au niveau mondial.

A la fin de 1953, plusieurs compagnes séismiques aboutirent à la mise en évidence d'une zone haute pouvant constituer un anticlinal, notamment dans la région de HASSI R'MEL, un premier forage (HR1) a été réalisé en 1956. Huit puits sont alors réalisés, délimitant ainsi une structure anticlinale constituant un grand réservoir de gaz. Ce premier développement du champ permet de préciser les niveaux géologiques et d'approfondir les connaissances sur le réservoir et son effluent.

Quatre puits sont reliés à un centre de traitement permettant l'exploitation commerciale du champ, Dès février 1961 deux unités livrent du gaz à GL4-Z à travers un gazoduc reliant HASSI-R'MEL à ARZEW, le condensât était évacué à HAOUDH EL HAMRA via l'oléoduc « $N^{\circ}8$ ».

Depuis la mise en exploitation, plusieurs étapes ont été marquées avant d'atteindre la phase actuelle de développement.

De 1961 à 1971, la production annuelle de gaz brut passe de 0.8 à 3.2 milliards de m^3 et celle du condensât passe de $126\,000$ à $623\,000$ tonnes.

De 1971 à 1974 : des études des réservoirs permettent de définir le mode d'exploitation du champ.

En 1974, parallèlement à ces études, une extension du centre de traitement était réalisée par l'adjonction de six nouvelles unités d'une capacité totale de $300.106 \ m^3/j$.

Un programme de forage complémentaire était porté sur 23 nouveaux puits réalisés entre 1971 et 1974.

Depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des grands exportateurs mondiaux de gaz naturel. Une particularité à souligner est que l'Algérie a pu réaliser diverses installations de liquéfaction de gaz naturel qui lui permettent de le commercialiser sous forme liquide et le transporter dans des méthaniers vers le marché extérieur (Etats-Unis, Europe... etc.).

Parallèlement à ce mode de transport l'Algérie a pu transporter son gaz par des gazoducs reliant directement HASSI-R'MEL à l'Europe, c'est ainsi qu'elle exploite actuellement le fameux gazoduc transméditerranéen qui relie l'Algérie à l'Italie et la Slovénie via la Tunisie et à l'Espagne via la Maroc. [1]

I.3.1. Richesse Algérienne en gaz naturel :

L'Algérie possède des réserves immenses en gaz naturel à savoir le champ de HASSIR'MEL, qui est le plus grand à l'échelle mondiale et celui de AIN-SALAH qui sera exploité en 2002. L'Algérie est placée au quatrième rang, en possédant 10% environ des réserves mondiales.

L'exploitation de gaz naturel en provenance de l'Algérie atteindra 80 milliards m^3 de production. Autrement dit l'Algérie deviendra le premier exportateur dans ce secteur.

I-3.2. Les réserves gazières en Algérie :

En janvier 2003 les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à $4,077.109 \ m^3$. Au cours des dix dernières années les bassins de BERKINE et d'ILLIZI ont enregistré les taux de réussite les plus élevées dans l'exploration, avec respectivement 51% et 50%. Parmi les autres bassins de BERKINE qui se classent comme les plus fructueux figure le bassin d'OUED MYA ou ils ont effectué une autre découverte de gaz et de pétrole en 2002, ainsi que les bassins de TIMIMOUN et HASSI MESSAOUD.

Il est estimé actuellement que des investissements de l'ordre de 7Milliards de \$ devront être débloqués les prochaines années afin de développer toutes les découvertes réalisées.[2]

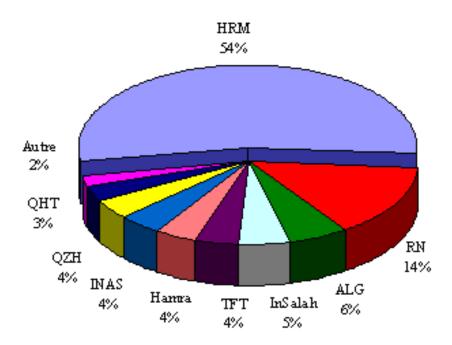


Fig. II.6 la répartition des réserves gaziers en Algerie

Figure I.1: Répartition des réserves gazières en Algérie

I -4. Caractéristiques du gaz naturel :

Au stade final de son exploitation, le gaz naturel peut être caractérisé par les propriétés suivantes :

I-4.1. 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.

I-4.2. Pouvoir calorifique :

C'est la quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de volume du gaz, mesurée dans les conditions de référence. Le pouvoir calorifique pour le gaz naturel s'exprime en (j/m^3) . Il existe deux valeurs de pouvoir calorifique :

I-4.2.1. Pouvoir calorifique supérieur (PCS) : C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramènes à la température ambiante, l'eau formée étant liquide.

I-4.2.2. Pouvoir calorifique inférieur (PCI) : C'est la quantité de chaleur dégagée lorsque tous les produits de combustion sont ramenés à la température ambiante, l'eau restée à l'état vapeur.

I.4.3. Tension de vapeur :

La pression de vapeur saturante ou tension de vapeur est la pression à laquelle la phase gazeuse d'une substance est en équilibre avec sa phase liquide ou solide. Elle dépend exclusivement de la température. Certains utilisent le terme « pression de vapeur », mais celui-ci est ambigu car il évoque la pression partielle de la vapeur.

La pression de vapeur saturante est la pression partielle de la vapeur d'un corps pur à partir de laquelle une partie du corps pur passe sous forme liquide (ou solide). On dit aussi que c'est la pression maximale de sa vapeur « sèche » (c'est-à-dire sans phase liquide).

Quand la pression partielle de la vapeur est égale à la pression de vapeur saturante d'une substance, les phases gazeuse, liquide ou solide sont dites en équilibre.

Si la pression partielle de la vapeur dépasse la pression de vapeur saturante, il y a liquéfaction ou condensation. À partir d'une situation d'équilibre, cela peut se faire soit en augmentant la pression partielle de vapeur (par exemple en diminuant le volume), ou bien en diminuant la valeur de la pression de vapeur saturante, ceci est possible en diminuant

I -5. Les types de gaz naturel :

La présence et l'apparition d'une phase liquide avec le gaz selon les conditions de pression et la température dans le réservoir de gisement et en surface conduit à distinguer.

I-5.1. Le gaz sec :

Dans les conditions de production de ce gaz, il n'y a pas une formation de phase liquide et le gaz est concentré en méthane et contient très peu d'hydrocarbures plus lourds que l'éthane

I-5.2. Le gaz humide :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase liquide dans les conditions de surface et le gaz est moins concentré en méthane.

I-5.3. Le gaz à condensât :

Dans les conditions de production de ce gaz, il y'a une formation de phase condensée riche en constituants lourds dans le réservoir.

I-5.4. Le gaz associé :

C'est un gaz de couverture qui existe avec la phase d'huile dans le réservoir d'huile (Gisement de pétrole). [3]

I.6. Présentation du champ de Hassi-R'mel:

I.6.1. Situation géographique de Hassi R'mel:

Le champ de HASSI R'MEL est situé à 530 km au sud d'Alger, à 120 km au sud-sud-est de Laghouat, et à 100 km au Nord de Ghardaïa. Dans cette région relativement plate du Sahara l'altitude moyenne est d'environ de 750 m au-dessus du niveau de la mer, Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes thermiques sont importantes varient de -5°C en hiver à 45°C en été, les vents dominants sont de direction nord-ouest.

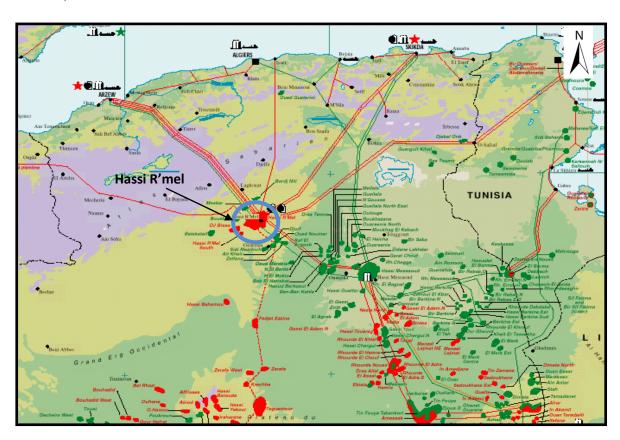


Figure I.2: Représentation géographique de HassiR'mel.[SONATRACH;1999]

I.6 .2. Situation géologique :

Le champ de « Hassi R'mel » occupe la partie nord-ouest de la province triasique, et se trouve sur la voûte de « Tilghemt ». Il est limité au nord et à l'ouest par les sillons de « Benoud et Melhrir » et à l'est par l'ensellement de « Djamaa-Touggourt » et le bassin de « oued mya » au sud. Le champ de « Hassi R'mel » est une vaste étendue de $3500 \, \mathrm{K}m^2$ (70 Km de long sur 50 Km de large). Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de $2800.109 \, m^3$.

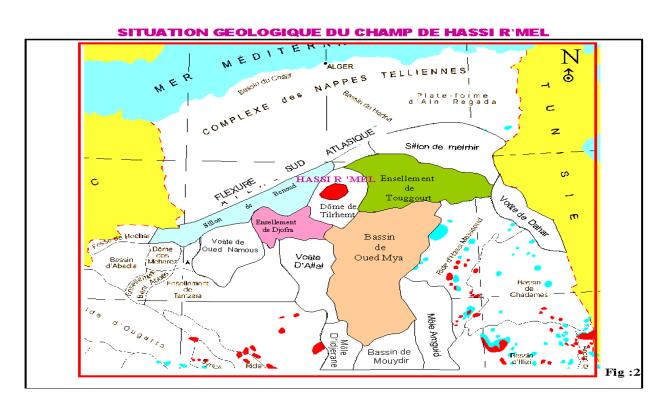


Figure I.3: Situation géologique du champ de HASSI R'MEL

I.6.3. Historique de la région :

La première compagnie géophysique intéressante, dans la région, a eu lieu en 1951.

En 1952, le forage d'un premier puits d'exploration proche du BERRIANE amis en évidence la présence d'un trias gréseux qui possède toutes les caractéristiques d'un excellent réservoir avec une large couverture de trias salifère.

En 1956, le sondage de HR1, réalisé vers la fin de l'année, a mis en évidence, à une profondeur de 2123 m, l'existence d'un gisement de gaz humide sous forte pression.

Les sondages qui le suivent confirment l'existence d'un anticlinal et permettent d'étudier avec de plus de précision les niveaux géologiques, ainsi la nature des fluides in situ.

Pour remédier à la chute de pression, due au soutirage et pour augmenter la production du condensât, un certain nombre de puits injecteurs ont été implanté au Nord et au Sud de la zone centrale, dont le premier a été fait en 1976.

La présence d'huile à HassiR'mel fut décelée très tôt avec le forage du puits HR8 en 1958 dans le secteur Sud-Ouest du champ.

En 1978, la direction d'exploitation se penche sur le problème de limitation du champ. Certains puits ont été implantés sur le flanc Sud - Est du champ a DJEBEL BISSA et BOUSBAA, où le puits BSB1 a donné des résultats satisfaisantes d'huile $(12.2 \ m^3/j)$ dans les grés argilo – gréseux du trias.

En 1979, le puits de développement HR 38, implanté sur la périphérie de la structure, a mis en évidence la présence d'une colonne d'huile de 9.5 m d'épaisseur utile dans le niveau A.

Les puits HR (154, 165 et 166) ont confirmés l'existence de l'anneau d'huile.

I.6.4. Limitesd'extensiondes niveaux A.B.C:

Le champ de HassiR'mel est constitué de trois réservoirs gréseux dénommés A, B et C.

Réservoir A

Il est composé de grés fins à très fins, localement argileux à forte cimentation anhydritique parfois compacte.

L'extension du niveau « A » est la plus importante, ce niveau s'étend plus ou moins régulièrement sur tout le champ de HassiR'mel, il couvre une superficie de 264 km^2 , son épaisseur varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30 m.

Ses caractéristiques pétrochimiques sont moyennes à mauvaises vu la proportion d'argile et d'anhydrite contenue dans ce réservoir niveau A.

• Réservoir B :

Il est constitué de grés fins plus ou moins argileux et anhydritique intercalés dans une série argileuse

L'extension de ce niveau est limitée à la zone centrale et la zone nord du champ de HassiR'mel et il couvre 115 km2.

C'est le niveau le plus mince et le plus variable en épaisseur principalement dans la zone centrale où elles passent de 30 m à quelques mètres seulement.

Les épaisseurs maximales se trouvent au nord, la porosité peut atteindre 15% et la perméabilité 250md et la saturation en eau atteint les 28%. Ses réserves représentent 13%.

• Réservoir C

Grés fins à moyens très peu cimentés à nombreux conglomérats et grains de quarte blanc laiteux, très caractéristiques à ce niveau avec de fins passées d'argile.

Le niveau « C » repose soit sur la série inférieure soit discordant sur le cambro-ordovicien.

Il s'étend sur la majeure partie du champ exception faite de la zone sud où il se biseaute, il couvre une superficie de 1780 km^2 .

C'est le plus épais des trois niveaux avec une épaisseur qui peut atteindre 60 m variant régulièrement suivant une direction nord-sud allant ainsi de 60 m dans la zone nord à quelques mètres dans la zone méridionale suivant une direction est-ouest où les variations d'épaisseurs sont les plus irrégulières.

Les excellentes caractéristiques du niveau (porosité dépassant 18%, perméabilité équivalant à 800 md, saturation en eau 13% et ses réserves représentent 33%) associées à des épaisseurs importantes font que ce réservoir soit le plus important quand celui-ci n'est pas aquifère. [10]

I.6.5. 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 an.
- 12 millions de tonne de condensât par an.
- 3.5 millions de tonnes de GPL par an.
- 700 milles de tonnes de pétrole brut par an.

Chapitre II:

« Complétion d'un puit dans le champ de Hassi R'mel »

II.1. Fonctionnement des puits :

Le fonctionnement d'un puits diffère selon son type. Pour le champ de HASSI R'MEL, on distingue les deux types suivants :

II.1.1. Puits producteurs:

Servent à mettre en liaison le fond et la surface. Il permet d'acheminer l'effluent du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera transporté et traité ultérieurement pour répondre aux spécifications commerciales.

II.1.2. Puits injecteurs:

Ce type des puits sert à injecter une quantité de gaz sec produite dans le réservoir par une augmentation de pression. Ces puits injecteurs sont utilisés après une déplétion importante de la pression de gisement.

II.2. Complétiondes puits :

La complétion d'un puits consiste à la mise en place de ses équipements. Elle couvre l'ensemble des opérations qui permettent la mise en service d'un puits, que ce soit en production, ou en injection.

II.2.1. Fonction d'une complétion :

La fonction principale d'une complétion est d'amener les hydrocarbures en surface ou d'injecter des fluides dans la formation. Cependant, elle doit aussi répondre à des autres fonctions exigées pour :

- Accès au réservoir pour les mesures et les entretiens.
- Contrôle de cet effluent en surface.
- Sécurité de l'installation.
- Optimisation de la production.
- Contrôle des pressions.

Ces principales exigences fonctionnelles doivent être conçues en fonction des éléments ciaprès :

- Protéger le tubing de la pression et de la corrosion provoquée par les fluides du puits.
- Empêcher les hydrocarbures de s'échapper si une fuite en surface se produit.
- Produire par un ou plusieurs niveaux.

II.2.2. Conception d'une complétion :

La conception d'une complétion doit répondre à toutes les exigences ci-dessus d'une manière économique et sécuritaire. Elle comprend principalement de bas vers le haut :

- Une liaison couche trou qui assure le passage de l'effluent entre le réservoir et le Fond de puits.
- Des équipements de fond (tubing et matériel annexe).
- Une tête de puits permet le contrôle de la production.

Dans la région de HASSI R'MEL, la complétion simple avec un seul train de tubing avec un seul packer, est utilisée dans les puits de gaz, pour faciliter la mise en production de plusieurs niveaux (A, B et C), considérée alors comme une seule zone de production. [4]

II.3. Équipements des puits :

Les puits de gaz comportent en général les équipements suivants :

II.3.1. Équipements de fond :

- Le tubing:

Une conduite d'acheminement des effluents du fond jusqu'en surface ou l'inverse. Le type de tubing utilisé est conçu sans aucune soudure avec des embouts filetés.

Le packer :

Un dispositif introduit avec la complétion. Une fois ancré, il ferme de façon étanche l'espace annulaire (tubing – tubage) pour isoler le casing de la pression dans le puits et du contact physique avec des effluents parfois très corrosifs.

Il permet le passage du fluide depuis la formation vers l'intérieur du tubing et inversement dans le cas de puits injecteurs.

- Les sièges :

Le tubing est équipé par des sièges pour répondre aux besoins de mesures, faciliter les opérations de mise en place des équipements, et assurer certaines fonctions de sécurité, généralement la complétion contient trois sièges :

- Deux sièges supérieurs de diamètre intérieur plus important que celui situé en dessous.
 Ils permettent de poser des bouchons (Wire line Plug) et recevoir les outils de test.
- Un siège inferieur de type « No go » utilisé pour recevoir les instruments d'enregistrement des pressions et des températures.

Des autres éléments incorporés au tubing, autorisent une circulation tubing-annulaire, et servent lors de la mise en place de l'équipement à faciliter l'utilisation d'outils de mesures et d'entretien tels que :

- Anchor seal:

Un filetage élastique rend le tubing solidaire du packer. L'étanchéité est assurée par des garnitures d'étanchéité.

- Mill-Out Extension:

Utilisé pour fraiser le mécanisme d'ancrage d'un packer permanant avant de le remonter avec un Milingtool (outil spécial).

- Sabot du tubing :

C'est l'élément situé en bout de la complétion, usiné de façon à faciliter l'entrée au fond du puits des outils de Wire Line à l'intérieur des tubings.

- Flow coupling:

Ces manchons renforcés sont des éléments importants à prendre en compte pour la durée de vie d'une complétion. Son épaisseur est plus importante que celle des tubings correspondants, ils sont conçus pour empêcher toute érosion créée par la turbulence des flux.

Il est recommandé d'installer les flow coupling au-dessus et en dessous des sièges ou tout autre raccord ayant une restriction de diamètre intérieur.

Blast joint:

Sont des sections de tubing renforcé (avec une épaisseur importante). Le diamètre intérieur est égal à celui du tubing, alors que le diamètre extérieur est équivalent à celui des raccords entre les tubings.

Pour répondre à des besoins plus spécifiques, d'autres équipements peuvent être utilisés tels que les joints de sécurité, les joints télescopique et les joints de déconnexion.

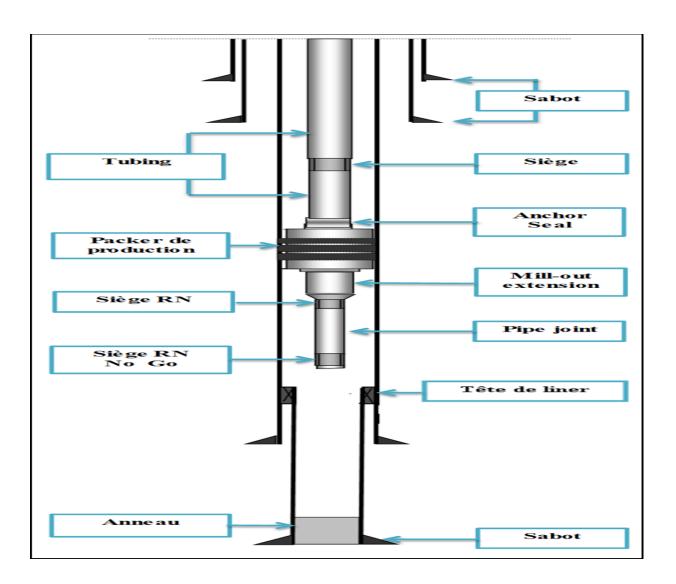


Figure II.1 : Complétion d'un puits de gaz

II.3.2. Équipements de surface :

II.3.2.1. La tête de puits :

Les équipements installés en surface pendant le forage sont appelés tête de puits. Elle se compose de :

- Un casing Head:

Repose sur la colonne de surface et soutient le casing technique. Elle est utilisée pour Supporter la colonne de production à partir de la surface.

- Un casing spool:

Soutient la colonne de production et assure l'étanchéité entre les deux colonnes.

- Un tubing Head:

Attaché à la tête supérieure du casing, soutient la colonne de tubing et assure l'étanchéité de l'espace annulaire tubing-casing.

- Une olive de suspension :

Se trouve dans la tête de tubing. Elle rend étanche l'espace entre le tubing et le tubing Head grâce à une garniture élastomère ou à l'aide d'une garniture métallique lorsque cela est nécessaire.

Le tubing Head est conçu avec deux sorties sur les côtés ayant un diamètre de 2". Une sortie est équipée avec une vanne et l'autre sortie étant équipée avec un manomètre qui indique la pression dans l'espace annulaire (entre le tubing et le casing de production).

II.3.2.2. L'arbre de Noël:

Se trouve au-dessus de la bride de tubing Head. Il assure le passage et le contrôle de gaz et permet l'accès au puits pour les outillages et les interventions.

La configuration d'un arbre de Noël pour les puits de gaz de HASSI R'MEL est comme suite :

Une vanne maîtresse inférieure :

Une vanne manuelle utilisée comme barrière de sécurité de surface. Elle doit être opérée seulement en cas d'urgence ou pour fermer le puits pour une longue période.

- Une vanne maîtresse supérieure :

Située au-dessus de la vanne maitresse inférieure. Elle est utilisée comme une vanne de sécurité qui sert à fermer le puits en cas de besoin.

- Une croix:

Représente quatre passages ; deux verticaux étant connectés verticalement à la vanne maîtresse et à la vanne de curage. Sur le côté production, une vanne automatique est connectée et une vanne latérale est connectée sur la quatrième sortie.

- Une vanne latérale :

Généralement manuelle, assemblée horizontalement sur la tête de production.

- Une vanne de curage :

Une vanne manuelle se trouve en haut de l'arbre de noël et permet l'accès vertical à l'intérieur de puits pour les différentes opérations (Wire line et toute autre interventions).

- Un chapeau de tête :

Placé sur le haut pour fermer la tête de production sur sa partie supérieure. Ce chapeau est muni d'une connexion rapide, compatible avec des équipements de Wire line ou autres.

- Une vanne de sécurité automatique :

Une vanne à passage direct permet de fermer le puits manuellement ou automatiquement en cas d'urgence. [5]



Figure II.2 : Tête de puits

II .4. Installation de surface des puits :

L'installation de surface joue un rôle très important dans l'acheminement de l'effluent à partir du tubing de production jusqu'au centre de traitement en toute sécurité, tout en assurant les normes de sécurités ainsi que la possibilité d'intervenir à tout moment, dans le puits ou en surface.

L'installation de surface d'un puits de gaz comporte principalement :

- Une descente 6" (en inox) :

Se situe entre la tête de puits et la porte duse. Sa longueur varie selon la hauteur de la Tête du puits.

Une porte duse 6 »:

Vient juste après la tête du puits afin de réajuster le débit et la pression de la tête.

Un raccordement des manchettes 6" ou 8»:

Généralement, on trouve 10 ou 11 manchettes dont la première manchette peut être

Ordinaire ou en inox pour éviter la corrosion.

- Une vanne de descente 6"ou 8 »:

Utilisée pour la fermeture et l'ouverture totale de puits (par exemple pour changer un Équipement de surface).

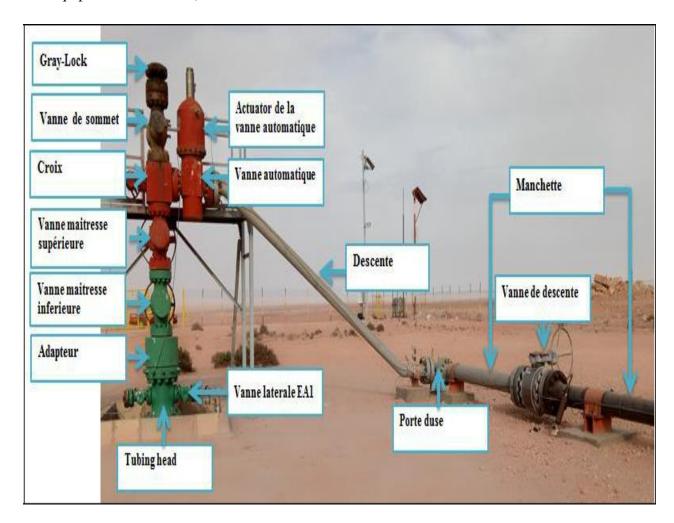


Figure II.3: Installation de surface d'un puits producteur de gaz

- Une vanne de GDR 6" ou 8":

Utilisée pour l'ouverture ou la fermeture totale de la ligne de production.

- Une vanne de torche 4":

Utilisée pour fermer et isoler totalement la ligne de torche.

- Une porte duse de torche 4":

Installée sur la ligne de torche pour contrôler et ajuster le débit de gaz torché.

- Une soupape de sécurité :

Utilité pour protéger les conduites contre les surpressions. Ce dispositif permet d'évacuer Le gaz vers l'extérieur lorsque la pression atteint la valeur limite pour laquelle elle a été tarée.

- Une conduite de torche :

Conçue pour torcher le gaz et protéger l'environnement des émissions importantes D'hydrocarbures. Cette conduite supporte les plus grandes contraintes thermiques et résiste Aux déformations et les fissures.

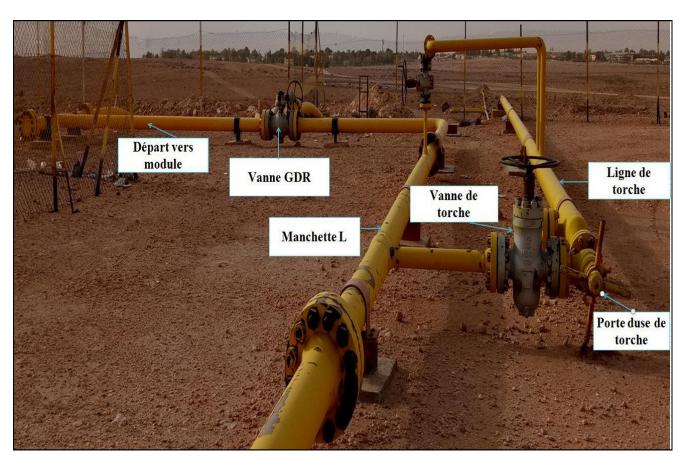


Figure II.4: Ligne de torche d'un puits producteur

L'installation de surface est équipée par des instruments de mesure tel que :

• Un porte orifice situé entre la 4^{ème} et la 5^{ème} manchette qui permet de crier une différence de pression utilisée pour calculer le débit de gaz.

• Des transmetteurs installés sur l'installation de surface qui permettent d'indiquer les pression instantanées (PL-PT-PD) , la température et la position de la vanne automatique (ouverte, intermédiaire ou fermée) sur le système SCADA .

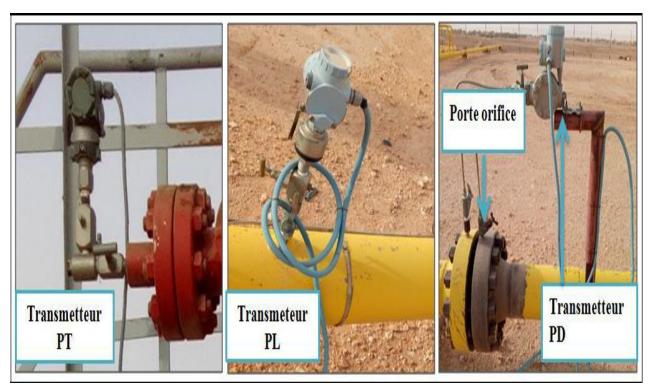


Figure II.5: Les différents transmetteurs installés sur un puits

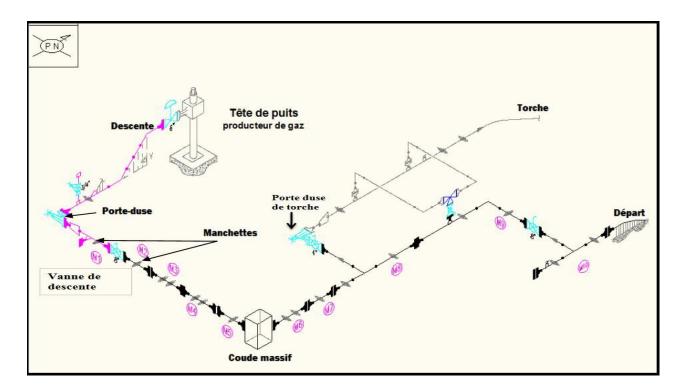


Figure II.6 : L'installation de surface d'un puits jusqu'au départ vers manifold

II .5. Installation de sécurité des puits :

Pour assurer la sécurité des différents types d'installations, la mise en place des systèmes de sécurité est indispensable afin d'éviter tout incident et écarter tous les dangers.

Pendant la production, les risques peuvent venir du fond ou de la surface du puits. Les situations d'urgence pourraient être un feu, des variations anormales de pression, un mauvais fonctionnement des équipements ou des autres situations...etc.

Le puits donc, doivent être un milieu très sécurisé, ce qui exige de :

- Equipé les puits avec des moyens d'activation de barrières de sécurité.
- Installer sur les conduites de production et d'injection, des dispositifs de sécurité et d'isolation adéquate.
- Définir les zones dangereuses autour d'un puits.
- Prévoir des dispositifs de détection de feux.
- Minimiser les impacts d'un feu.

Pour répondre à toutes les exigences ci-dessus, les puits de gaz sont équipés par plusieurs barrières et dispositifs de sécurité, au fond et en surface.

Dans cette partie on présente les différents types d'installations de sécurité :

II.5.1. Sécurité de fond :

Une vanne de fond ou Storm choke, est posée dans le tubing des puits producteurs de gazet sert à éviter toute éruption due à un éventuel endommagement de la tête de puits.

Cette vanne est posée et récupérée par unité de Wire line. Elle doit être contrôlée et tarée chaque six mois (suite à la chute de pression du gisement).

La Storm choke se compose de :

- Une duse incorporée provoque une perte de charge, en débit, qui tend à fermer la vanne.
- Un ressort tend à maintenir la vanne ouverte.

En cas d'une grande augmentation du débit, la perte de charge supplémentaire créée induit une force de fermeture supérieure à la force due au ressort, la vanne se ferme. Le choix de la valeur du débit (donc de la perte de charge ou de la vitesse d'écoulement), au-delà de laquelle la vanne se ferme est obtenu par le réglage de la compression du ressort.

La vanne ne se ferme que si la différence de pression créée est suffisante ; elle n'accepte pas des discontinuités de débit trop marquées ni des redémarrages trop rapides des puits après arrêt de production.

Pour les puits producteurs de gaz du champ de HASSI R'MEL, on trouve généralement deux types de Storm choke :

- Types JOX:

L'égalisation de ce type est automatiquement sans aucune intervention.

- **Type F:**

Ce type doit être égalisé en faisant tourner un prong pour permettre l'égalisation par le bas. Lorsque la pression est égalisée, le ressort ouvre automatiquement la vanne.

Pour les puits injecteurs de gaz un flapper (clapet anti retour) est posé dans le tubing pour éviter le retour du gaz injecté vers la surface.

II.5.2. Sécurité de surface :

La tête de production se compose d'un empilage des vannes qui répondent aux impératifs de sécurité. Ces vannes peuvent être utilisées comme des barrières de sécurité.

Mais il est toujours nécessaire d'utiliser un système de sécurité qui assure la fermeture automatique de puits en cas d'urgence. Ce système assure la fermeture d'une vanne située en tête de puits.

La vanne automatique installée sur la tête de puits est équipée par un actionneur pneumatique ou hydraulique. Elle contient un ressort qui assure l'ouverture de cette vanne.

Il doit y avoir une pression qui agit sur le ressort pour ouvrir la vanne. La coupure ou la perte de cette pression provoque la fermeture de la vanne.

Cette vanne est équipée par un positionneur alimenté par un gaz d'instrument utilisé pour asservir la position de la vanne au signal de commande.

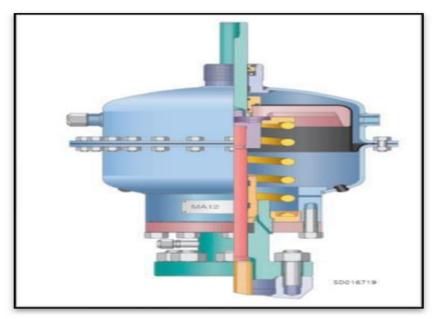


Figure II.7: Vanne automatique

II.5.2.1. Composants de système de sécurité :

- **Une électrovanne :** une vanne Commandée Électriquement permet d'agir sur le débit d'un fluide Dans un circuit par un signal électrique. Cette vanne Est importante pour la fermeture d'urgence à partir de la salle de contrôle.



Figure II.8 : Électrovanne

- Un pilote HP/BP:

Installé sur la ligne de production et taré à des points de haute et basse pression. Il permet de détecter toute les variations de pression pour déclencher le puits dans les cas suivants :

- Haute pression : gonflement de la ligne (dû à un bouchage par exemple).
- Basse pression : chute de pression de la ligne (dû à un percement de la ligne).

- Un bouchon fusible:

C'est un bouchon de plomb susceptible de se fondre sous l'action de chaleur. Il permet de fermer la vanne automatique en cas d'incendie.

II.5.2.2. Circuit de contrôle :

Le système précédent est commandé par un circuit de contrôle se compose d'une vanne à trois voies et un relais pneumatique, le circuit connecte aussi deux détendeurs et deux manomètres.

- La vanne à trois voies : installée pour contrôler la vanne de sécurité automatique, permet d'effectuer un arrêt complet du système (télécommandé ou manuel) quand la pression d'alimentation est réduite.
- Le relais pneumatique : assure la transformation et/ou découplage des signaux dépression pneumatiques.
- Les détendeurs : des régulateurs de pression destinés à abaisser la pression d'un gaz àune valeur stabilisée. Cette pression de détente est maintenue constante pour un intervalle de débits donnés même si la pression amont est variable.

Ce système est équipé par :

- Un détendeur HP : installé sur la ligne de production.
- Un détendeur BP : placé entre le relais pneumatique et la vanne à trois voies.

NB:

- Des robinets sont installés pour isoler le système de sécurité (EV, pilote) en cas de besoin.
- Un purgeur rapide est installé au niveau de la vanne automatique permet d'évacuer la pression d'alimentation de cette dernière et assure leur fermeture.

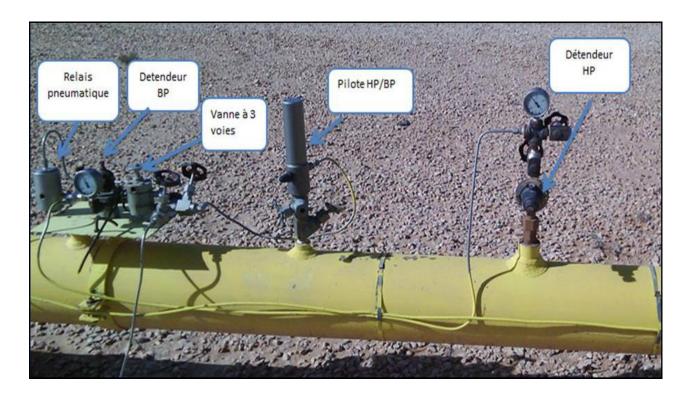


Figure II.9 : Système de sécurité de surface pour un puits de gaz

II.5.2.3. Alimentation de système :

En aval du premier détendeur et jusqu'à la vanne automatique passant par le relais pneumatique, la pression est entre 14 et 35 bars.

En aval du deuxième détendeur (BP) et jusqu'à le relais pneumatique, le pilote, le fusible et l'électrovanne passant par de la vanne à trois voie, la pression entre 5 et 10 bars.

Cette pression de 5 à 10 bars permet d'ouvrir le passage entre le premier détendeur et la vanne automatique (permet d'actionner le piston à l'intérieur du relais pneumatique).

- Ouverture de circuit : en actionnant la vanne à trois voies vers le haut manuellement, le gaz d'alimentation ouvre le relais pneumatique pour le passage de gaz vers la vanne automatique.
- **Fermeture de circuit** : en actionnant la vanne à trois voies vers le bas pour purger legaz, le passage de gaz est obturé au niveau du relais pneumatique provoquant la rupture d'alimentation de la vanne automatique.

Toute rupture de la pression d'alimentation ou tout incendie pouvant faire fondre un élément du circuit de contrôle et purge la pression du circuit de contrôle vers l'atmosphère provoquant la fermeture automatique de la vanne par l'intermédiaire d'un ressort.

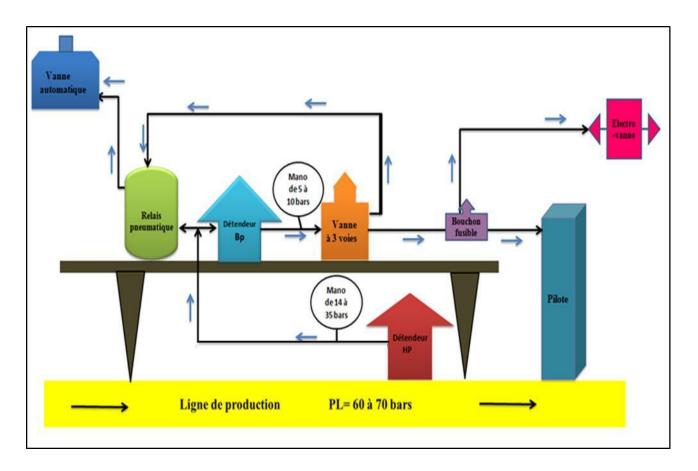


Figure II.10 : Alimentation de système de sécurité

II.5.2.4. Les causes de fermeture de la vanne automatique :

- Fermeture à distance (télé fermeture).
- Coupure de courant alimentant l'E.V ou coupure.
- Fuite de gaz instrument provoquant le givrage et le déclenchement des puits producteurs et injecteurs (c'est le cas le plus fréquents en période hivernal).
- Composants fonctionnels défectueux : Détendeur H.P, Vanne a 3 voies, Relais pneumatiques.
- Pilote : basse pression.
- Variation de la pression d'écoulement.
- Purgeur rapide fuyard.
- Soupape de sécurité de la vanne automatique fuyarde.
- Joint "O" Ring de la vanne automatique fuyard. [6]

II.6. Réseau de collecte :

Un réseau de collecte est défini comme étant l'ensemble formé par des conduites munies par des vannes et des accessoires au moyen duquel le gaz passe de puits au centre de traitement. Le réseau de collecte se compose de :

II.6.1. Des pipes :

Sont des conduites permettant d'acheminer la production des puits vers un manifold ou une jonction. Ces conduites sont généralement enterrées dans le sol.

II.6.2. Un manifold:

Un équipement constitué d'un jeu de vannes de sectionnement et de regroupement, il contient plusieurs entrées (arrivées des puits) et une seule sortie (vers module).

Il sert à regrouper et acheminer par un collecteur de diamètre supérieur la production de plusieurs puits jusqu'au module de traitement.

L'arrivée de chaque puits est équipée par des vannes manuelles d'isolement et d'un clapet anti-retour qui maintient la pression constante et évite le retour de gaz.

Les manifolds sont équipés par des lignes de torche permettant de dépressuriser les conduites en cas de besoin (percement d'une conduite, fuite au niveau de manifold etc.).

II.6.3. Une jonction:

Cet équipement joue le même rôle d'un manifold. Contrairement aux manifolds, les jonctions ne contiennent pas des lignes de torche.



Figure II.11 : Arrivées des collecteurs

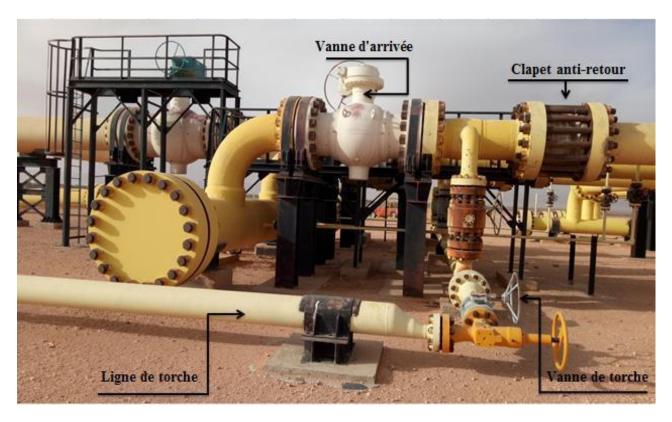


Figure II.12 : Différentes vannes de manifold

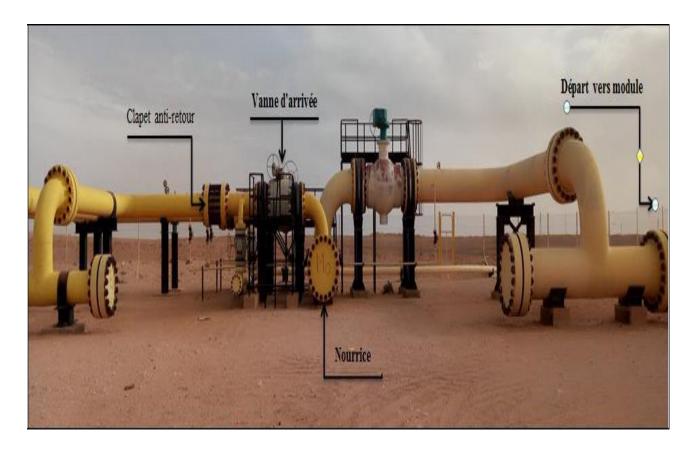


Figure II.13 : Départ vers module

II.7. Problème des puits de gaz :

II.7.1. Problème de salinité :

Le problème de salinité dans les puits producteurs de gaz provoque une réduction importante de débit et parfois la fermeture totale de puits.

La salinité est beaucoup plus répandue dans les puits de secteur sud (module 2) à cause de réservoir noyé par l'eau.

Des produits de test sont injectés à l'entrée du module 2 (dés émulsifiants) pour palier au problème de la salinité. Mais ce problème reste jusqu'à ce moment sans solution à part la réduction de débit pour diminuer la salinité.

II.7.2. Problème de corrosion :

L'utilisation de l'acier dans les installations des puits et les pipes de gaz nécessite une bonne maitrise des risques de corrosion pour choisir les bonnes méthodes de prévention.

Les systèmes de prévention contre la corrosion utilisés dans la région sont :

• L'injection d'inhibiteur de corrosion :

Une opération très importante contribue à la protection des pipes et des équipements contre les attaques de la corrosion. Cette injection a déjà donné des résultats probants.

Cette injection est garantie par des pompes doseuse installées sur les puits producteurs Le type d'inhibiteur de corrosion se diffère d'un secteur vers un autre selon le PH et le teneur en fer :

- o **Secteur centre :** le produit utilisé est le CHIMEC.
- o **Secteur sud :** le produit utilisé est le CHOMPION.
- o **Secteur nord :** les produits utilisés sont le CHOMPION et le BEKER.

• La protection cathodique :

Utilisée pour objet d'abaisser le potentiel de la surface du métal en contact avec le milieu électrolytiqueextérieur (les pipes).

Son principe est d'amener la surface totale de la structure à protéger, à être cathode par rapport à un électrolyte. Une anode servira de pièce de consommation, les anodes utilisées sont à la base de zinc ou de magnésium.

• L'enrobage des pipes :

Les conduites sont enrobées par des bandes de plastique isolantes permettant de protéger Les conduites enterrées.

• Le revêtement des pipes :

Consiste á mettre plusieurs couches d'un enduit anti rouille sur les pipes pour les protéger.

• L'installation des joints isolants :

Installés au départ de puits et manifold pour contrôler et isoler le courant électrique afin de minimiser la corrosion.

II.8. Système SCADA:

Le contrôle des différents paramètres se fait à l'aide d'un système de contrôle SCADA. Ce système permet de faire, en temps réel, la supervision, le contrôle et l'acquisition de données.

Ceci permet de recevoir les différents paramètres des puits, les différentes pressions (PT, PL, PD) qui sont transmises par des transmetteurs de pression après leur transformation en signal électrique. Ainsi l'état des puits (fermés, ouverts ou intermédiaires) est indiqué à l'aide d'un positionneur se trouvant au niveau de la vanne automatique.

II.8.1. Présentation de système :

Le système SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) est installé au niveau des unités de production et de réinjection de gaz de HASSI R'MEL. Il permet :

- D'assurer la sécurité des installations.
- Le contrôle et la supervision des puits, en temps réel, et leur télé fermeture en cas d'urgence.
- La communication entre les MTU (Master Terminal Unit) en salle de contrôle et les RTU (Remote Terminal Unit) aux puits est assurée comme suit :
- Par radio pour les sites MPP0, MPP1 et CTG HR Sud.
- Par câble pour les sites MPP3, SC Sud et SC Nord.
- Par radioet câble pour les sites MPP2 et MPP4.

Les RTU communiquant par radio sont alimentées par des systèmes photovoltaïques. Celles communiquant par câble sont alimentées par des câbles d'énergie, qui sont enfouis dans les tranchées des pipes de gaz correspondants.

II.8.2 Archive:

Cette option permet de visualiser les données archivées sous forme de texte ou de graphe (courbe /barographe). [11]

II.9. Calcul de débit de gaz :

Le système SCADA permet d'indiquer le débit instantané de chaque puits. Ce débit est calculé à partir de la formule suivante :

II.9.1. Formule de débit pour les puits producteurs :

$$Q=K.FTF.\sqrt{\frac{PLDP}{d}}$$
(II.1)

Q : débit de gaz produit en m^3 /min

FTF: fonction de la température / FTF=
$$\sqrt{\frac{519}{(t.1.8)+492}}$$
 (II.2)

PL: pression de ligne en bar

PD: pression différentielle en bar

d : densité de gaz produit (d=0.793)

T : température du gaz en C° (pour T moyenne = $60C^{\circ}$ FTF=0.93)

K : constante de calcul

Tableau II.1 : la valeur de K pour chaque diamètre de conduite

| Ø conduite " | 6" | 8" | 10" | 12" |
|--------------|--------|--------|---------|---------|
| K | 159.96 | 276.42 | 377.108 | 545.545 |

II.9.2. Formule de débit pour les puits injecteurs :

$$Q=K.\sqrt{\frac{519.pl.dp}{[(t.1,8)+492)].\rho}}$$
(II.3)

Q : débit de gaz injecté m^3 /min

PL: pression de ligne bar

Dp: pression différentielle en bar

d : densité de gaz injecté (d = 0.650)

T: température du gaz injecté en °C

K : constante de calcul

Tableau II.2 : présente les valeurs de K pour une conduite de diamètre 6"

| Ø orifice " | 3"5/8 | 3"3/4 | 3"1/4 | 3"1/2 |
|-------------|--------|--------|-------|--------|
| K | 115.57 | 126.14 | 88.56 | 97.785 |

II.10. Description générale de Boosting:

II.10.1. Définition de mot boosting :

Boosting vient d'un mot anglais (booster) qui signifie amplifier en langue française. Alors Boosting est associé comme amplificateur (amplification).

II.10.2. Le rôle de station boosting :

Depuis le début d'exploitation du gisement gazier de HassiR'mel jusqu'à ce jour, on enregistre de plus en plus une baisse de pression graduellement. Alors que cette pression ne doit pas chuter au-dessous de 100 bars, parce que le traitement du gaz se base sur plusieurs détentes, et pour la récupération de maximum de liquides (GPL et Condensât) il faut réaliser de grandes détentes.

Donc le gaz naturel brut pour qu'il soit traitable au niveau des modules, il qu'il y ait une pression supérieure à 100 bars à l'entrée du manifold du module. Pour cela, on prévu trois stations de compression du gaz brut qui seront implanter entre les puits producteurs et le manifold d'entrée des modules pour augmenter la pression du gaz à traiter.

II.10.3. Les différentes stations Boosting :

- Station Boosting centrale, qui augmente la pression qui provient de 92 puits producteurs pour les modules MPP0, MPP1 et MPP4.
- Station Boosting Nord, qui augmente la pression qui provient de 38 puits producteurs pour le module MPP3.
- Station Boosting Sud, qui augmente la pression qui provient de 40 puits producteurs pour le module MPP2.

Ces stations sont conçues de façon à comprimer le gaz brut jusqu'à une pression *au*-dessus de 100 bars pour maintenir l'exploitation durable dans les Cinq modules.

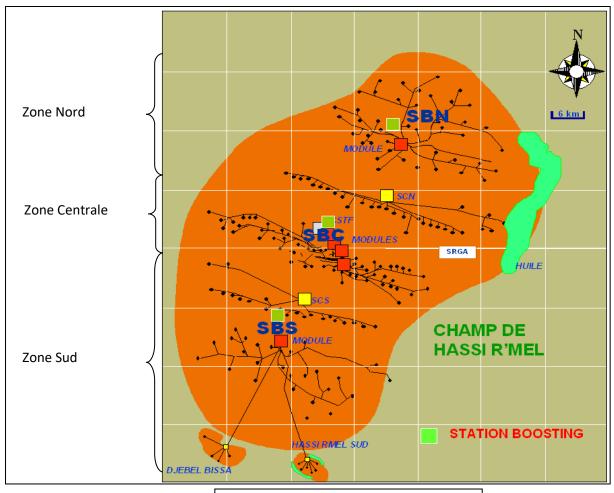


Fig. II.14: Différents stations boosting

II.10.4. Différentes sections du boosting :

- **Section manifold :** elle s'occupe de faire la collecte des gisements des puits (l'unité boosting est ressourcée par 92puits).
- Section utilité : regroupe les besoins de la station tel que :
- Aire de service (vanne, vérin...).
- Aire d'entretien (nettoyage).
- Azote (gaz inerte).
- Huile (alimente le turbo compresseur).
- Eau (nettoyage).
- Buffer gaz (compresseur à piston double effets) : il contribue au sèchement du gaz à l'aide d'un gaz pure (GPL).
- Section turbo compresseur : c'est un ensemble de dispositif qui fait augmenter la pression, composé de quatre parties essentielles

• Section réseau torche : c'est une section qui collecte toutes les sorties de sécurité dans un ballon qui à son tour séparera le condensat et l'eau du gaz. Le condensat est renvoyé aux modules, l'eau sera traitée avant d'être relâché dans la nature, les huiles et le condensat soutirés dans le traitement des eaux sont envoyés dans les bourbons pour être brûlé et le gaz sera orienté dans les torches afin d'être brulé.

• Section Supervision :

Tous les systèmes de contrôle disponibles à SHDP HRM sont numériques. Parmi ces systèmes, on trouve :

- **DCS**: pour le contrôle des procédés.
- Mark6 et Mark5 : pour la commande et contrôle des turbines

II.11.Traitement de gaz :

Le traitement du gaz naturel consiste à séparer les constituants présents à la sortie du puits tel que l'eau, le gaz acide, et les hydrocarbures lourds pour amener le gaz à des spécifications de transport ou de la spécification commerciale.

La répartition de ces traitements entre les lieux de production et de livraison résulte des considérations économiques. Il est généralement préférable de ne réaliser sur le site de production que les traitements qui rendent le gaz transportable.

Les principaux traitements qui sont effectués sont :

- Une première étape permet de réaliser la séparation de fractions liquides éventuellement contenues dans l'effluent du puits : fractions liquides d'hydrocarbures (gaz associer ou à condensât d'eau libre), et l'étape de traitement qui suit dépend du mode de transport adopté
- Le gaz naturel ainsi que ses différentes fractions peuvent être transportées sous forme :
 - Gaz naturel comprimé (transport par gazoduc).
 - Gaz du pétrole liquéfier (GPL).
 - Gaz naturel liquéfier (GNL).
 - Produits chimiques divers (méthanol, ammoniac, urée ...etc.).

Certains composants du gaz naturel doivent être extrait soit pour des raisons imposées par les étapes ultérieures de traitement ou de transport, soit pour se conformer à des spécifications commerciales ou réglementaires.

Il peut être ainsi nécessaire d'éliminer au moins partiellement :

- L'hydrogène sulfuré H_2S : toxique et corrosif.
- Le dioxyde de carbone CO_2 : corrosif et de valeur thermique nulle.
- Le mercure : corrosif dans certain cas.
- L'eau conduisant à la formation d'hydrates.
- Les hydrocarbures qui se condensant dans les réseaux de transport.
- L'azote : de valeur thermique nulle.

Les spécifications à respecter pour le gaz traité sont liées aux conditions de transport par gazoduc, ces spécifications de transport visent à éviter la formation d'une phase liquide (hydrocarbure ou eau), le blocage de la conduite par des hydrates et une corrosion trop importante. On impose dans ce cas une valeur maximale aux points de rosée (eau et hydrocarbures).

La valeur du point de rosée hydrocarbures dépend des conditions de transport et peut être par exemple fixée à 0°C pour éviter tout risque de formation de phase liquide par condensation rétrogradée.

Dans le cas d'un gaz commercial, les spécifications sont plus sévères et comprennent également une fourchette dans lequel doit se situer le pouvoir calorifique.

Des spécifications typiques pour un gaz commercial sont présentées sur le tableau suivant :

Tableau II.3: les spécifications typiques pour un gaz commercial

| PCS | 39100 à 39500 (KJ/m³) |
|---------------------------------------|-------------------------|
| Point de Rosée HC | Inférieur à −6°C. |
| Teneur en eau | Inférieur à 150ppm Vol. |
| Teneur en C ⁺ ₅ | Inférieur à 0,5% mol. |

Compte tenu la différence entre les spécifications de transport et les spécifications commerciales un traitement complémentaire peut être requis avant que le gaz ne soit envoyé dans le réseau de distribution.

Le traitement réalisé pour obtenir les spécifications de transport peut être accompagné d'un fractionnement dans le but d'obtenir une fraction liquide comprenant les GPL (propane et butane) et éventuellement l'éthane.

Lorsqu'il apparaît avantageux de valoriser cette fraction liquide séparément, dans certains cas particuliers une séparation d'azote peut être nécessaire et une récupération d'hélium est envisageable, si le gaz naturel en contient. [7].

II.11.1. Les procédés de traitement de gaz :

Les procèdes de traitement de gaz sont multiples et le choix de type de traitement se basse sur les critères suivants :

- La Quantité de l'effluent brut.
- Taux de récupération d'hydrocarbures liquides visé.
- Spécification des produits finis.
- Coût global des investissements.

La région de HassiR'mel a vue développer deux types de procédés de traitement de gaz. Le procédé PRITCHARD qu'est utilisé au niveau du Modules (0) et (I) et le procédé HUDSON utilisé dans les Modules (II), (III), (IV).

II.11.1.1. Procède PRICHARD:

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par Détente avec utilisation d'une boucle de propane comme système réfrigèrent, pour atteindre en fin du cycle des températures voisines de -23°C.

II.11.1.2. Procédé HUDSON:

Il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série de détentes complétées d'une détente à travers une machine appelée **Turbo-Expander**, qui permet d'atteindre un niveau de température de **-40**°C.

Le procédé Hudson est plus performant, il permet une meilleure récupération des hydrocarbures liquides.

Tous Les procédés de traitement de gaz basent sur quatre étapes essentielles :

- Elimination de l'eau :

L'eau libre contenue dans la charge est éliminée par décantation au niveau du premier ballon de séparation et c'après un refroidissement à travers des aéroréfrigérants L'eau de saturation des hydrocarbures est éliminée par absorption au glycol.

Le glycol hydraté ayant absorbé l'eau contenue dans les hydrocarbures est régénère par distillations dans des unités appropriées puis recyclé de nouveau dans le circuit. Le glycol évite également la formation des hydrates dans les sections à basses températures

- Extraction des hydrocarbures liquides :

Elle se fait par un abaissement progressif de la température du gaz brut, suivant les procédés cités, obtenant ainsi un gaz très sec répondant aux spécifications commerciales.

- La stabilisation et le fractionnement :

Cette section de la chaîne permet le traitement des hydrocarbures liquides extraits de l'effluent, en deux phases et par distillation.

• La stabilisation :

Elle permet d'éliminer tous les gaz légers tel que le méthane et l'éthane entraînés par les hydrocarbures liquides lors des différentes séparations dans les ballons.

• Le fractionnement :

Il consiste à séparer les hydrocarbures liquides stabilisés en condensât et GPL.

-Recompression des gaz moyenne pression :

Les gaz des séparateurs à moyenne pression ont les mêmes qualités que le gaz sec produit, pour cela ils sont récupérés puis recomprimés avant d'être mélangés au gaz sec. Leur récupération permet d'éviter le torchage du gaz.

II.11.2. Techniques de réinjections de gaz :

II.11.2.1. Objectifde la réinjection :

La récupération des hydrocarbures liquides. Elle est limitée par suite de la condensation au niveau des réservoirs et permet de :

- Réduire cette condensation par le maintien de pression.
- Maximiser l'extraction des hydrocarbures liquides en balayant les gaz humides.

 Produire un potentiel optimal en condensât et GPL sans avoir recours au torchage des gaz excédentaires, d'où une meilleure flexibilité d'exploitation des unités de traitement de gaz.

II.11.2.2. Principe de réinjections :

Pour pouvoir réinjecter le gaz sec dans le gisement, il faut le porter à une pression suffisante qui puisse vaincre la pression naturelle de gisement. Ceci revient à fournir une certaine anergie au gaz à réinjecter en le comprimant à **350 bars**. Ce transfert d'énergie est réalisé par des compresseurs centrifuges tournants à une vitesse de **10000 trs/mn**, et entraînés par des turbines à gaz d'une puissance unitaire de **33500 CV**.

Cette compression est réalisée en deux étapes :

- Compression du gaz sec à **150 bars**, par des compresseurs à basses pressions avec refroidissement à travers des aéroréfrigérants et séparation dans des ballons pour éventuelle récupération des liquides.
- Compression du gaz à **350 bars** par des compresseurs de hautes pressions avec refroidissement final à travers des aéroréfrigérants avant son acheminement vers les puits injecteurs. **[8]**

Chapitre III:

« Estimation des réserves »

III -1- Introduction:

La méthode des courbes de déclin (DCA) permet de prédire le rendement futur du réservoir en faisant correspondre la tendance observée de la baisse de la production par une ou plusieurs méthodes mathématiques usuelles en fonction du temps (hyperbolique, harmonique, exponentielle). En cas de succès, une telle analyse de la performance permet d'estimer les réserves et les performances futures du réservoir.

Les courbes de déclin suivantes sont couramment utilisées dans le DCA:

- Taux de production en fonction du temps.
- Taux de production par rapport à la production cumulative de pétrole.
- Rapport gaz-pétrole vs production cumulative.

III -2-Méthode de déclin :

L'objectif de l'analyse des courbes de déclin est l'évaluation rapide des prévisions, des débits et la récupération finale d'un gisement, et cela en utilisant l'historique de production.

Le déclin est très utilisé durant la vie d'un gisement, c'est un outil de prévision et de diagnostic, il est utilisé pour un gisement, pour un puits ou un groupe des puits.

III-2-1-Hypothèses:

L'analyse des courbes de déclin est basée sur les hypothèses suivantes :

- Mode d'exploitation inchangé,
- La disponibilité d'un historique de production suffisant.

III-2-2-Théorie de déclin:

Parmi les courbes de déclins les plus connues on peut citer :

- ☐ Déclin exponentiel.
- ☐ Déclin hyperbolique.
- ☐ Déclin harmonique.

III -3-Débit de la production en fonction du temps :

Caractérisé par l'équation d'Arps suivante :

$$qt = \frac{qi}{(1+b*Di*t)1/b}$$
 (III.1)

qi : débit initial d'huile

qt : Débit instantané à t

Di : Débit de déclin initial

b: l'exposant de Arps

Pour le coefficient D (débit de déclin) est défini comme suit :

$$Di = -\frac{d(\log(q))}{dt} = -\frac{dq}{adt}$$
 (III.2)

Trois cas peuvent être rencontrés, suivant la valeur de b :

a) b=0 (Exponential):

$$qt = qi * e^{-Di*t} (III.3)$$

b) (0<b<1) (Hyperbolique):

$$qt = \frac{qi}{(1+b*Di*t)1/b}$$
 (III.4)

c) b=1 (Harmonique):

$$qt = \frac{qi}{(1+Dit)} \tag{III.5}$$

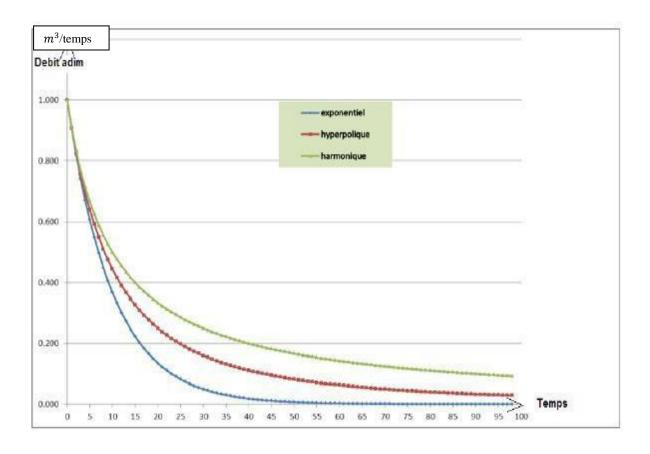


Figure III -1: Les courbes des trois tendances pour un débit et Di donnés.

Remarque: temps: (jours,mois,ans)

III -4-Production cumulée en fonction du temps :

La production cumulée entre deux points est définie comme suit :

$$Np = \int_{t1}^{t2} q(t)d(t) = \int_{t1}^{t2} \frac{qi}{(1+b*Di*t)1/b}$$
 (III.6)

a) b=0 (Exponential):

$$Np=qi/Di (1-e^{-Di*t})$$
 (III.7)

Ou en termes et q(t):

$$Np = 1/Di (qi-q(t))$$
 (III.8)

b) (0<b<1) (Hyperbolique):

$$Np = \frac{qi}{1 - bDi} * [1 - (1 + b*Dit)*e^{1 - 1/b}]$$
 (III.9)

Ou en termes et q(t):

$$Np = \frac{qi}{1 - bDi} * \left[1 - \frac{q(t)}{qi} * e^{\frac{1}{b}} \right]$$
 (III.10)

c) b=1 (Harmonique):

$$Np = \frac{qi}{Di} * log (1+Di)$$
 (III.11)

Ou en termes et q(t):

$$Np = \frac{qi}{Di} * \log \left(\frac{qi}{q(t)}\right) = -\frac{qi}{Di} * \log \left(\frac{qi}{q(t)}\right)$$
 (III.12)

III -5 -Application de la méthode de déclin :

La méthode des courbes de déclin est la technique la plus fréquente pour l'estimation de réserves et pour la prévision de débit de production, si les données de la production sont disponibles et suffisantes. L'analyse la plus populaire est basée sur l'historique de taux de production de gaz en fonction du temps.

La base de données disponible au niveau de la SONATRACH permettant de suivre l'historique de la production de chacun des puits siège de l'étudie entre les années 2000 et 2019.

Comme première étape nous avons tracé les courbes représentant la variation de la production en fonction de temps, cela est illustrée dans la figure. On remarque que la courbe est une allure décroissante, cela est dû au déclin de production et à la perte de pression des puits au cours du temps.[9]

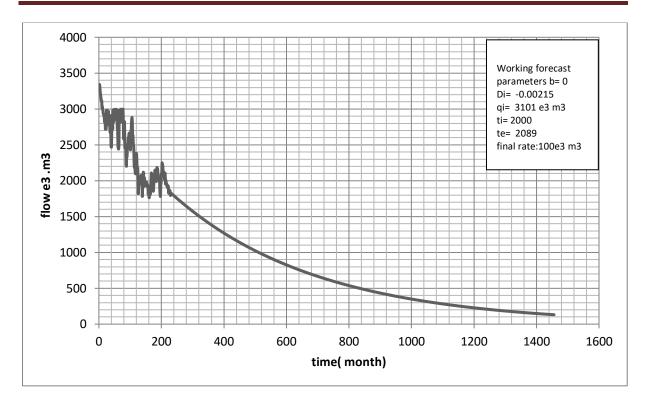


Figure III -2: courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR11

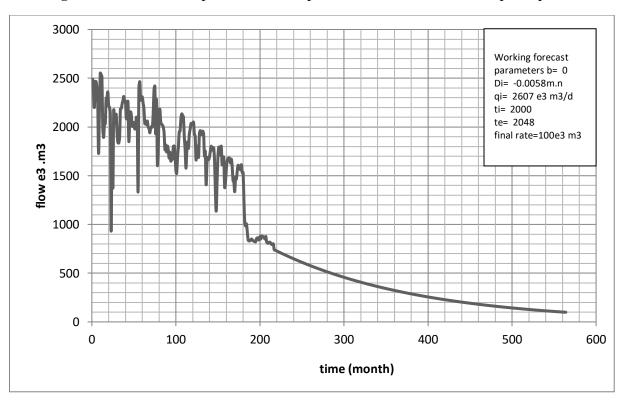


Figure III -3 : courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR61

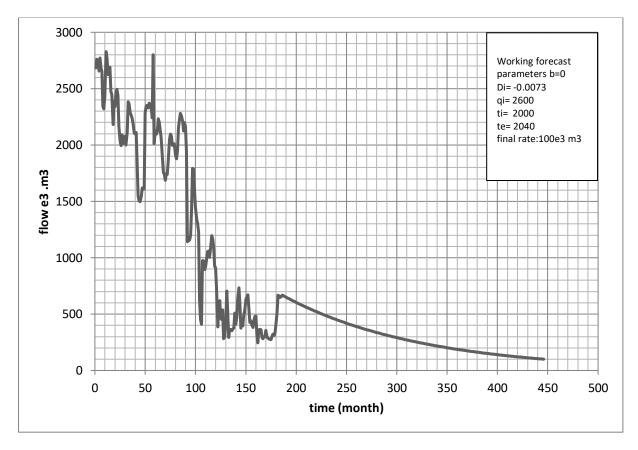


Figure III -4 : courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR70

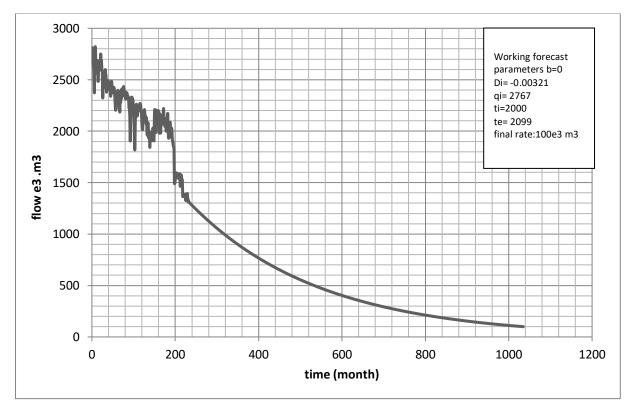


Figure III -5 : courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR106

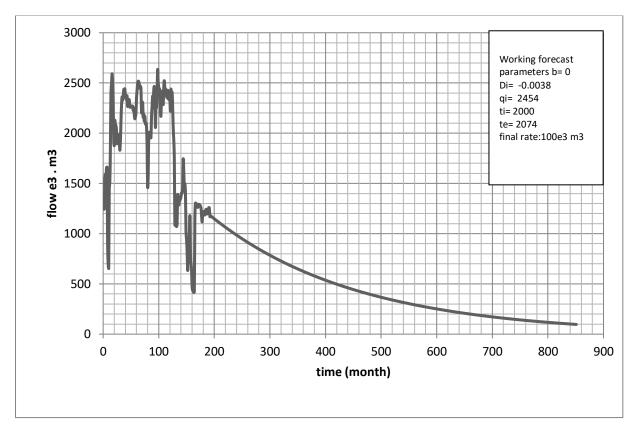


Figure III-6: courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR107

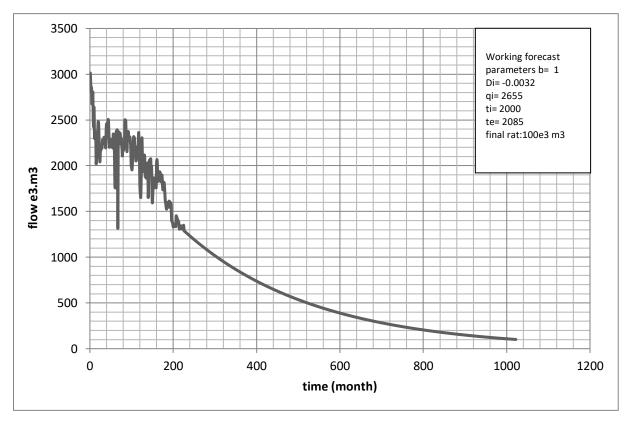


Figure III-7: courbe représentatif de la production en fonction de temps du puitsHR158

Initial gas Initial gas Final gas End Date puits **Exposent** decline rate rate rate Di .m3/d.m3/dAnnées HR11 0 0.002153101 2089 100 HR61 0 0.00581 2607 100 2048 HR70 0.00732 0 2600 100 2040 HR106 0 0.00321 2767 100 2099 HR107 0 0.00326 2047 100 2074 HR158 1 0.00324 2655 100 2085

Tableau III-1: Les résultats donnés par le fore caste pour chaque puits

III.6. Interprétation :

- Dans le nord :

D'après le courbe qui représente le puit « HR 106 » qui se caractérisé par une faible salinité indique que la production se poursuivra pendant une période de 80 années.

D'après le courbe qui représente le puit « HR107 » qui se caractérisé par une salinité élevée indique que la production se poursuivra pendant une période de 55 années.

- Dans le centre :

D'après le courbe qui représente le puit « HR 11 » qui se caractérisé par une faible salinité indique que la production se poursuivra pendant une période de 70 années.

D'après le courbe qui représente le puit « HR61 » qui se caractérisé par une salinité élevée indique que la production se poursuivra pendant une période de 29 années.

- Dans le sud :

D'après le courbe qui représente le puit « HR158 » qui se caractérisé par une faible salinité indique que la production se poursuivra pendant une période de 66 années

D'après le courbe qui représente le puit « HR 70 » qui se caractérisé par une salinité élevée indique que la production se poursuivra pendant une période de 21 années.

III.7. Conclusion:

- D'après notre étude sur les zones nord, centre, et sud de la région de Hassi R'mel nous concluons que la zone sud la plus saline.
- Le problème de salinités est le plus gros problème dans la région de Hassi R'mel.
- Pour le moment, il n'ya pas de solution au problème de la salinité dans les puits de gaz, sauf « le plug » ou la réduction du débit du puitCe qui conduit à une diminution de production.

III.8. Le Plug:

Est un outil utilisé pour isoler la zone qui cause l'augmentation de la salinité lors de la production de gaz si la perméabilité verticale entre les trois réservoirs est faible.

Dans la région de Hassi-R'mel, le plug a été utilisé dans quelques puits, y compris le puits HR 11, L'historique de salinité de ce puits est indiqué dans le tableau suivant :

Tableau III.2 : historique de salinité de puit HR107

| Journée | Salinité | Débit Gaz (1000 M3) |
|------------|----------|---------------------|
| 20/03/2019 | 20,60 | 1195 |
| 19/02/2019 | 18,47 | 1237 |
| 20/01/2019 | 15,40 | 1278 |
| 19/12/2018 | 4,75 | 1250 |
| 10/12/2018 | 3,80 | 1240 |
| 10/07/2018 | 0,29 | 1249 |
| 16/12/2016 | 1,76 | 1306 |
| 10/12/2016 | 1,52 | 1131 |
| 03/12/2016 | 1,17 | 960 |
| 06/12/2015 | 0,59 | 445 |
| 05/11/2015 | 251,55 | 218 |
| 03/11/2015 | 304,20 | 859 |

III.9. interprétation de tableau :

Le tableau représente la salinité et le débit du puits en fonction de temps avant et après la mise en place du plug

Nous avions remarqué qu'avant l'installation du plug, la salinité était élevée, mais après sa mise en place, le 12/2015, nous avons obtenir une diminution de la salinité et une augmentation du débit.

Donc Nous concluons que le plug a réussi dans ce cas, car il a entraîné une augmentation de la production et une réduction de la salinité pendant plusieurs années.

Conclusion Général

Conclusion Générale:

Le développement du gisement de Hassi R'mel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves approuvées par ce gisement (supérieur à 2000 milliard de mètre cube) ont constitué un atout important pour lancer une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays.

La région de Hassi R'mel pour remplir sa fonction contient Cinq unités de traitement de gaz (Module : MPP0, MPP1, MPP2, MPP3, MPP4) .

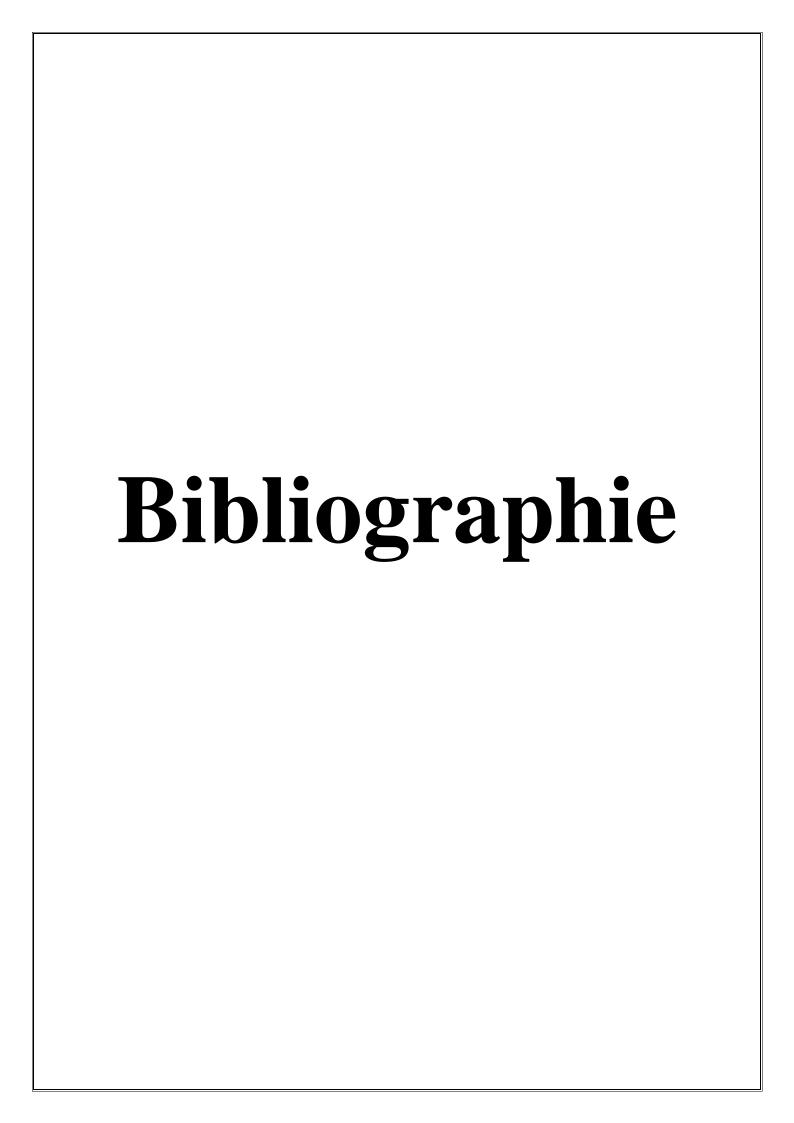
L'objectif principal de notre étude est d'estimer la production de gaz dans quelques puits par l'étude des différentes étapes, problèmes et traitement de production de gaz.

l'étude nous a permis de conclure que Le problème de la corrosion et de la salinité est l'un des problèmes les plus importants dans la production et le traitement du gaz naturel.

La corrosion entraîne la destruction de la chaîne de production. Nous utilisons donc des inhibiteurs de corrosion pour la réduire.

La salinité peut entraîner des problèmes de buchage et des dommages aux niveau des équipements, Pour éviter tout ces problèmes il faut réduire le débit du gaz et Dans les cas possibles nous utilisons le processus de plug.

après l'analyse des courbes de déclin des puits étudié, nous avons constaté que le problème de la salinité dans la région méridionale est plus important que dans d'autres régions, Plus la salinité est faible, plus le puits est bien construit, plus sa durée de vie est longue.



- [1]: Gaz naturel, production, traitement et transport; Publication de IFP; Edition Technique.
- [2]: A.SKOBLO, I.TREGOUBOV, N. EGOROV; « Méthode et appareils de l'industrie du Pétrole » ; Edition Technique-Paris ; 1986.
- [3]: A. ROJEY, B. DURAND, C. JAFFRET, S. JULLIAN, M. VALAIS; « Le gaz naturel: Production, traitement, transport »; Editions Technique-Paris; 1994.
- [4]: « Contexte et aspects fondamentaux du forage et de l'exploitation des puits d'hydrocarbure » rapport d'étude 2015 (InerisDRS-15-149641-02735A)
- [5]: ENSPM Formation Industrie IFP Training (2006) (l'équipement de tête de puits)
- [6]: S.DHIB « Sécurité des machines Contribution à la mise en place d'une démarche d'intégration du concept SST dès l'élaboration du cahier des charges Cas de projet Boosting III » ;Mémoire de Fin de Formation/Induction d'Ingénieur ; 2017
- [7]: Gaz naturel, production, traitement et transport. Publication d'IFP. Edition Technique.
- [8]: Revue trimestriel de Sonatrach. Revue n°15.Decembre 2002.
- [9]: A.TARIK (2010)., "Analysis of Decline and Type Curves" [Reservoir Engineering; Fourth Edition; p: 1235-1263] Elsevier, USA.
- [10]: L.CHEBLI, Y.ABBASSI, Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme Master en génie chimique, Thème «CALCUL DES PARAMÈTRES DE FONCTIONNEMENT DU DÉPROPANISEUR (UNITÉ (38); TRAITEMENT DE GPL) "MODULE III À HASSI R'MEL"»; UNIVERSITE MOHAMED KHIDER BISKRA; 2012
- [11]: BENARRACHE. I. M , OULED MANSOUR .B ; « Rapport de stage de centre de formation » ; Hassi R'mel ; Juillet 2010.

