

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Université M'Hamed Bougara-Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

**Département Gisements Miniers et Pétroliers**

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

## **Master**

**Domaine** : Sciences et Technologies

**Filière** : Hydrocarbures

**Spécialité/Option** : Génie pétrolier/Production des Hydrocarbures

### **THÈME**

**APPLICATION DE LA TECHNOLOGIE D'AUTOBOOST AU CHAMP  
DE HASSI MESSAOUD**  
**Puits : RDC14**

Encadré par : M. SAIFI R

Travail élaboré par : **RAHIM Radhwane**  
**Abdihakim Abdirizack Jamaa**

Devant le Jury :

|                   |                 |     |          |
|-------------------|-----------------|-----|----------|
| Président de jury | M. ZERAIBI N.   | Pr  | UMBB-FHC |
| Examineur         | M. BENYOUNES K. | Pr  | UMBB-FHC |
| Examineur         | M. Garreche M   | Dr  | UMBB-FHC |
| Encadreur         | M. SAIFI R      | MCB | UMBB-FHC |

**Boumerdes : 2019/2020**

## *Dédicaces*

*J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :*

*A ma très chère mère qui représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence,  
la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager  
et de prier pour moi,*

*Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes  
études.*

*A mon très cher père pour ses encouragements, son soutien, Surtout pour son Amour  
et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études Dans l'espoir  
que celui-ci puisse apporter un peu plus de joie à leurs vies.*

*A tous mes frères, et toute ma famille*

*A tous mes amis de la direction d'Engineering et Production*

*A tous mes amis chacun à son nom.*

*A Tous ceux que j'aime et je respecte.*

## Remerciements

*Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué au succès de mon stage et qui m'ont aidée lors de la rédaction de ce mémoire.*

*Je tiens à remercier mon consultant M.Dr.R.Saifi pour ses conseils, orientations. Je le remercie vivement pour ses remarques et pour le temps qu'il m'a accordé le long de cette période malgré ses occupations.*

*Je remercie également toute l'équipe pédagogique de la faculté des hydrocarbures et les intervenants professionnels responsables de ma formation, pour avoir assuré la partie théorique de celle-ci.*

*Je tiens à témoigner toute ma reconnaissance aux personnes suivantes, pour leur aide dans la réalisation de ce mémoire :*

*J'adresse aussi mes sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de l'INHC qui ont contribué à ma formation en particulier :*

*\* M.Pr.BENYOUNESS.*

*\*M.Pr.Zeraibi.*

*\* M.Dr.R.Saifi*

*\* M.Dr.GARECHE.*

*\* M.Dr.Nait Ammar.*

*J'adresse également mes plus chaleureux remerciements au personnel du « division production IRARA » en particulier :*

*\*M.ing.FIKIRINI Mohamed qui m'a beaucoup appris sur les défis à relever dans le monde des hydrocarbures. Il a partagé ses connaissances et expériences dans ce milieu,*

*Ing.HOUACHE Hassane et Fabien Ing RAHAL Mohamed, pour m'avoir accordé des entretiens et avoir répondu à mes questions sur la culture du monde de production , ainsi que leur expérience personnelle. Ils ont été d'un grand soutien dans l'élaboration de ce mémoire.*

*Mes parents, pour leur soutien constant et leurs encouragements.*

## *Résumé*

En face au déclin de la pression du gisement de Hassi Messaoud, plusieurs approches et systèmes en matière d'activation de puits ont été adoptés pour maintenir le plateau de production.

La solution d'AutoBoost comme système «Artificial Lift», qui est l'objet de cette présente étude, pourrait assurer une production de pétrole fiable, efficace et améliorée, en mesure de relever certains défis actuels.

Dans cette étude, on a discuté les aspects théoriques liés à l'AutoBoost, présenté les équipements de fond et de surface de cette technologie, et puis on a pris un puits comme cas d'étude pour bien illustrer les avantages qu'on pourrait apporter cette technique.

Pour démontrer l'applicabilité de la technique on a pris le puits RDC14 , qui n'est plus éruptifs( puits actuellement fermé ) . A la recherche d'un fonctionnement plus rentable de puits avec l'AutoBoost, on le a simulé grâce au software PIPESIM.

On présente l'analyse de performance de chaque puits pour déterminer le débit optimum de fonctionnement du puits et les calculs de la performance de l'AutoBoost par le software PIPESIM afin de déterminer la pression et le débit d'injection optimum.

Les résultats préliminaires montrent qu'on peut remettre ce puits en service avec la complétion AutoBoost

**Mots Clés : AutoBoost, débit d'injection , prèssion injection ,Simulé , PIPESIM,**

## Sommaire

|   |    |
|---|----|
| <b>Liste des figures</b> .....                                  | 1  |
| <b>Liste des tableaux</b> .....                                 | 3  |
| <b>Liste des abréviations</b> .....                             | 4  |
| <b>liste des annexes</b> .....                                  | 4  |
| Introduction générale.....                                      | 1  |
| Chapitre 1 : Le champ de Hassi Messaoud .....                   | 2  |
| 1.1 Introduction .....  | 2  |
| 1.2 Historique de recherche .....                               | 2  |
| 1.3 Aperçu géologique/Réservoir .....                           | 2  |
| 1.4 Zonage du champ et numérotations des puits.....             | 4  |
| 1.5 Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud..... | 6  |
| 1.6 Etude du réservoir du champ Hassi Messaoud.....             | 9  |
| 1.6.1. Notion de drain et subdivisions du réservoir .....       | 9  |
| 1.7 Caractéristiques de réservoir .....                         | 11 |
| 1.8 Développement & exploitation .....                          | 12 |
| 1.9. Complétion & Mode de production .....                      | 16 |
| 1.9.1. Pour les puits éruptifs non salés .....                  | 17 |
| 1.9.2. Pour les puits éruptifs salés.....                       | 17 |
| 1.9.3. Pour les puits non éruptifs non salés .....              | 17 |
| 1.9.4. Pour les puits non éruptifs salé .....                   | 17 |
| Chapitre 2: Techniques d'Activation des Puits .....             | 18 |
| 2.1. Introduction .....   | 18 |
| 2.2. Gas lift.....  | 19 |
| Principe.....   | 19 |
| 2.2.1. Applications du gaz-lift .....                           | 20 |
| 2.2.2. L'équipement du gaz-lift.....                            | 21 |
| 2.3. Les Complétions gaz-lift.....                              | 24 |
| 2.4.1. Tubing concentrique .....                                | 25 |
| 2.4.2. Gaz-lift avec production dans le casing .....            | 27 |
| 2.5. Types de gaz-lift.....                                     | 29 |

|   |  |    |
|---|--|----|
| 2.5.1.                                    | Gaz- lift continu.....   | 29 |
| 2.5.2.                                    | Gaz-lift intermittent .....                                      | 30 |
| 2.5.3.                                    | Les avantage et les inconvenient du gas lift .....               | 30 |
| 2.6.                                      | Le pompage.....  | 31 |
| 2.6.1.                                    | Principe et types de pompage.....                                | 31 |
| 2.6.2.                                    | Le pompage aux tiges "Beam pump or sucker rod pump" .....        | 32 |
| 2.7.                                      | Pompe centrifuge immergée "Electric Submersible Pumps ESP" ..... | 32 |
| 2.7.1.                                    | Elément constitutifs de la pompe.....                            | 33 |
| 2.8.                                      | La pompe à moineau "Progressing Cavity Pump PCP's".....          | 34 |
| 2.9.                                      | Les pompes hydraulique "Hydraulic pumps" .....                   | 35 |
| 2.10.                                     | La pompe à piston .....  | 35 |
| 2.11.                                     | Pompe à jet "jet pump" .....                                     | 36 |
| 2.12.                                     | Choix d'une méthode d'activation.....                            | 36 |
| 2.12.1.                                   | Critères économiques.....  | 36 |
| 2.12.2.                                   | Critères techniques .....  | 37 |
| 2.12.3.                                   | L'environnement général .....                                    | 37 |
| 2.12.4.                                   | L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat .....    | 38 |
| 2.12.5.                                   | L'architecture du puits .....                                    | 38 |
| 2.12.6.                                   | Les caractéristiques de l'effluent à produire.....               | 38 |
| 2.13.                                     | Prise de décision.....   | 38 |
| Chapitre 3: La Technique d'autoBoost..... |  | 39 |
| 3.1.                                      | Introduction .....   | 39 |
| 3.2.                                      | La théorie d'AutoBoost.....                                      | 39 |
| 3.3.                                      | Les Principaux paramètres d'AutoBoost.....                       | 40 |
| 3.3.1.                                    | Pression en tête du puits (Well head pressure).....              | 40 |
| 3.3.2.                                    | Pression du gaz injecté .....                                    | 40 |
| 3.3.3.                                    | Profondeur de l'injection du gaz.....                            | 40 |
| 3.3.4.                                    | IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect) .....    | 40 |
| 3.4.                                      | Les avantages de la technologie d'AutoBoost.....                 | 40 |
| 3.4.1.                                    | Spécifications du package AutoBoost.....                         | 41 |
| 3.5.                                      | Critères de sélection des puits.....                             | 41 |

|                 |  |    |
|-----------------|--|----|
| 3.5.1.          | Utilisation d'AutoBoost dans le champ Hassi Messaoud .....   | 42 |
| 3.5.2.          | Les puits candidats .....                                    | 42 |
| 3.6.            | Proposition de complétion AutoBoost .....                    | 42 |
| 3.7.            | Les types de Complétions à Hassi Messaoud.....               | 43 |
| 3.7.1.          | Complétion Concentrique .....                                | 43 |
| 3.7.2.          | Complétion Télescopique .....                                | 43 |
| 3.7.3.          | Complétion chemisage.....                                    | 44 |
| 3.7.4.          | Complétion Tubing punché.....                                | 45 |
| Chapitre 4 :    | Optimisation d'AutoBoost .....                               | 47 |
| 4.1.            | Introduction .....   | 47 |
| 4.2.            | Procédure d'optimisation .....                               | 48 |
| 4.2.1.          | Courbe IPR (INFLOW) .....                                    | 48 |
| 4.3.            | Aperçu sur le logiciel PIPESIM .....                         | 51 |
| 4.3.1.          | Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM .....  | 51 |
| 4.3.2.          | Exemple de calcul.....                                       | 52 |
| 4.4.            | L'historique du puits RDC14.....                             | 53 |
| 4.4.1.          | L'historique de production d'huile et de gaz.....            | 53 |
|                 | Les dernières opérations et mesures du puits RDC14 .....     | 54 |
| 4.5.            | Performance du puits RDC14 .....                             | 55 |
| 4.5.1.          | Calage du dernier Well Test (BU de 26/07/2019) .....         | 55 |
| 4.5.2.          | La Performance d'AutoBoost du Puits RDC14 .....              | 56 |
| 4.5.3.          | Comparaison avant et après l'optimisation .....              | 57 |
| 4.5.4.          | Résultats et discussion.....                                 | 57 |
| 4.6.            | Les paramètres influençant l'AutoBoost .....                 | 58 |
| 4.6.1.          | Influence du diamètre du concentrique.....                   | 58 |
| 4.6.2.          | L'influence Water Cut (WC) sur la production AutoBoost ..... | 60 |
| 4.6.3.          | Influence de Gradient de la pression de gisement.....        | 61 |
| Conclusion      | .....  | 63 |
| Recommandations | .....  | 63 |
| Bibliographie   | .....  | 64 |
| Annexes         | .....  | 65 |

## Liste des figures

|  |    |
|--|----|
| Figure 1-1: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud-----                         | 4  |
| Figure 1-2: Carte de zonage du champ de Hassi Messaoud-----                              | 5  |
| Figure 1-3: Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne ----- | 6  |
| Figure 1-4: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud -----                       | 7  |
| Figure 1-5: Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud -----                 | 8  |
| Figure 1-6: Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud -----                 | 10 |
| Figure 1-7: Coupe stratigraphique & phases de forage (Programme léger) -----             | 14 |
| Figure 1-8 .Coup stratigraphique & phases de forage (Programme lourd)-----               | 16 |
| Figure 2-1 : Exemple de diminution de pression de réservoir-----                         | 19 |
| Figure 2-2: Exemple d' augmentation de water cut $W_c$ -----                             | 19 |
| Figure 2-3: gradient de fluide produit et allégé -----                                   | 20 |
| Figure 2- 4 : L'équipement de surface-----   | 20 |
| Figure 2-5 : mandrin de Gaz-Lift-----  | 23 |
| Figure 2-6: Vanne COV-----   | 24 |
| Figure 2-7 : Vanne TOV -----   | 24 |
| Figure 2-8 : Complétion Gaz-lift direct et inverse -----                                 | 25 |
| Figure 2-9 : Complétion Gaz-lift inverse (Tubing concentrique -----                      | 26 |
| Figure 2-10: Gaz-lift double -----   | 27 |
| Figure 2-11: Gaz-lift inverse (Gas-lift parallèle) -----                                 | 28 |
| Figure 2-12: schéma de différents types de pompes-----                                   | 31 |
| Figure 2-13: Système de pompage aux tiges-----   | 32 |
| Figure 2-14:FigureElément constitutifs pompe ESP-----                                    | 33 |
| Figure 2-15: pompe à moineau "Progressing Cavity Pump PCP's"-----                        | 34 |
| Figure 2-16: Pompe à piston simple effet-----  | 36 |
| Figure 2-17: Pompe à piston à double effets -----  | 36 |
| Figure 2-18 : Schéma de fonctionnement de système de jet pump -----                      | 37 |
| Figure 3-1 : illustration de la théorie de AutoBoost -----                               | 39 |
| Figure 3-2 : Complétion Télescopique-----  | 44 |
| Figure 3-3 :Complétion chemisage-----  | 45 |
| Figure 3-4 : Complétion Tubing punché-----   | 46 |
| Figure 4-1 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz-----               | 47 |

|  |    |
|--|----|
| Figure 4-2 : Courbe de GAUSSE -----  | 48 |
| Figure 4-3 : Courbe de l'IPR (INFLOW)-----   | 49 |
| Figure 4-4 : Courbe de l'Inflow et l'Outflow -----   | 50 |
| Figure 4-5 : Courbe de différentiel de débit de gaz injecter -----                           | 50 |
| Figure 4-6 : Courbe de Performance du Gaz lift -----   | 51 |
| Figure 4-7 : diagramme d'eau récupérée -----   | 53 |
| Figure 4-8 : diagramme des débits d'huile , de gaz et le GOR -----                           | 54 |
| Figure 4-9 : L'Analyse Nodale du puits RDC14-----  | 56 |
| Figure 4-10 : La courbe de performance d'AutoBoost RDC14-----                                | 57 |
| Figure 4-11 : L'influence des diamètres de CCE sur la Production AutoBoost-----              | 58 |
| Figure 4-12 : L'évolution de Water cut sur la Production AutoBoost-----                      | 60 |
| Figure 4-13 : L'influence de Water Cut sur la production AutoBoost du puits RDC14-----       | 61 |
| Figure 4-14 : L'évolution du Gradient de pression de gisement sur la production AutoBoost--- | 61 |
| Figure 4-15 : L'influence du gradient de Pression de gisement sur la production RDC14-----   | 62 |

## **Liste des tableaux**

|   |    |
|---|----|
| Tableau 3.1 :spécifications d'AutoBoost -----                                   | 41 |
| Tableau 3.2: les puits candidats au AutoBoost -----                             | 42 |
| Tableau.4.1 : Dernier test de Puits RDC14 -----                                 | 54 |
| Tableau.4.2 Dernier Jaugeages de Puits RDC14 -----                              | 55 |
| Tableau 4.3 :Comparaison avant et après l'optimisation Puits RDC14 -----        | 57 |
| Tableau 4.4. Partie de l'historique des opérations effectuées sur le puits----- | 59 |
| Tableau 4.5 – CCE utiliser au niveau du puits RDC14 -----                       | 60 |

## Liste des abréviations

| Symbole | Signification                           | Unité  |
|---------|---|--------|
| B0      | Facteur volumétrique du fond.           | m3/m3  |
| D       | Densité de fluide.                      | -      |
| F       | Coefficient de friction                 | -      |
| G       | Accélération de la gravité.             | s/m2   |
| GOR     | Rapport débit de gaz sur débit d'huile. | m3/m3  |
| H       | Epaisseur de réservoir.                 | M      |
| IP      | Indice de productivité.                 | -      |
| Pb      | Pression de bulle.                      | Psi    |
| P'wf    | pression de fond dynamique idéal.       | Psi    |
| Pr      | Pression de réservoir.                  | kg/cm2 |
| Qo      | Débit d'huile.                          | m3/h   |
| Rw      | Rayon du puits.                         | M      |
| S       | Skin.                                   | -      |
| $\mu_0$ | Viscosité d'huile.                      | Cp     |
| WC      | Water Cut.                              | %      |
| $\rho$  | La masse volumique.                     | kg/m3  |
| MD      | Measured depth                          | m      |
| TD      | True depth                              | m      |
| Cov     | Casing operated vanne                   | -      |
| Tov     | Tubing operated vanne                   | -      |
| FM      | Flow meter                              | -      |

## Liste des annexes

Annexe A----- 65

# Introduction générale

Dans le cadre de ses objectifs de croissance, la Direction DEP, déploie sans cesse des moyens pour maintenir les potentiels des puits producteurs et injecteurs afin d'améliorer le taux de récupération du gisement de pétrole du champ Hassi Messaoud, qui représente l'un des champs les plus complexes au monde où la déplétion ne semble pas être le seul problème dans ce champ.

Ce besoin de développement avait conduit à lancer une recherche de partenariat, et multiplier les espaces de communication et d'échange, offrant aux spécialistes les opportunités de débats et de réflexion aux développements technologiques et aux solutions techniques à trouver face aux problématiques renouvelées, générées par les besoins de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures. Les compagnies pétrolières proposent des solutions innovantes et flexibles pour optimiser la production des gisements de pétrole en déclin.

Les producteurs de pétrole sont en permanence contraints d'améliorer l'efficacité de leurs méthodes de production pour faire face au développement de la demande mondiale. Les réserves naturelles sont plus difficiles d'accès, et il est de plus en plus compliqué de produire de manière responsable et respectueuse de l'environnement, tout en se conformant aux normes de sécurité les plus exigeantes.

Plusieurs approches et systèmes en matière d'activation de puits ont été adoptés par la direction EP pour faire face au déclin de pression de gisement. Du côté de l'activation artificielle par injection du Gas-Lift, considéré le moyen d'activation le plus répandu vu la disponibilité du gaz en quantités suffisantes dans la région de HMD,

Les solutions de la AutoBoost comme système «Artificial Lift», qui est l'objet de cette présente étude, pourrait assurer une production de pétrole fiable, efficace et améliorée, en mesure de relever certains défis actuels. Ce travail accompagne en fait un projet pilote de l'entreprise en collaboration avec EXPRO .

Cette étude s'articule autour des objectifs qui sont : une description de la nouvelle technologie AutoBoost , ses éléments constitutifs, son principe de fonctionnement, les conditions d'utilisation, les calculs qui permettent le choix de la profondeur et la pression d'injection du gaz et enfin une modélisation d'un exemple sur la base du logiciel « PIPESIM » avec des conclusions et recommandations.

# Chapitre 1 : Le champ de Hassi Messaoud

## 2.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur quelques 2200 km<sup>2</sup> avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km<sup>2</sup>. La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétro physiques. Celles qui sont le plus directement liées à la productivité des puits, porosité, et perméabilité sont encore aujourd'hui difficilement prévisibles et ce, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années. Les propriétés pétro physiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre.

## 2.2. Historique de recherche

Le 16 janvier 1956 la SN.REPAL a amorcé le premier forage MD1 implanté à la suite d'une campagne de sismique réfraction, non loin du puits chamelier de Hassi-Messaoud.

Le 15 juin de cette même année, ce forage a mis en évidence dans les grés du Cambrien à la profondeur 3338 m une importante accumulation d'huile.

En mai 1957, le forage OM1 foré dans la concession Nord du champ de Hassi-Messaoud à 7 Km au NNW de MD1 par la compagnie française des pétroles CFP (A) confirmait la présence d'un grand gisement d'huile dans les grés Cambrien.

## 2.3. Aperçu géologique/Réservoir

### Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 650 KM au SE d'ALGER et à 350 KM de la frontière Algéro-tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

### **Situation géographique :**

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km<sup>2</sup> de superficie.

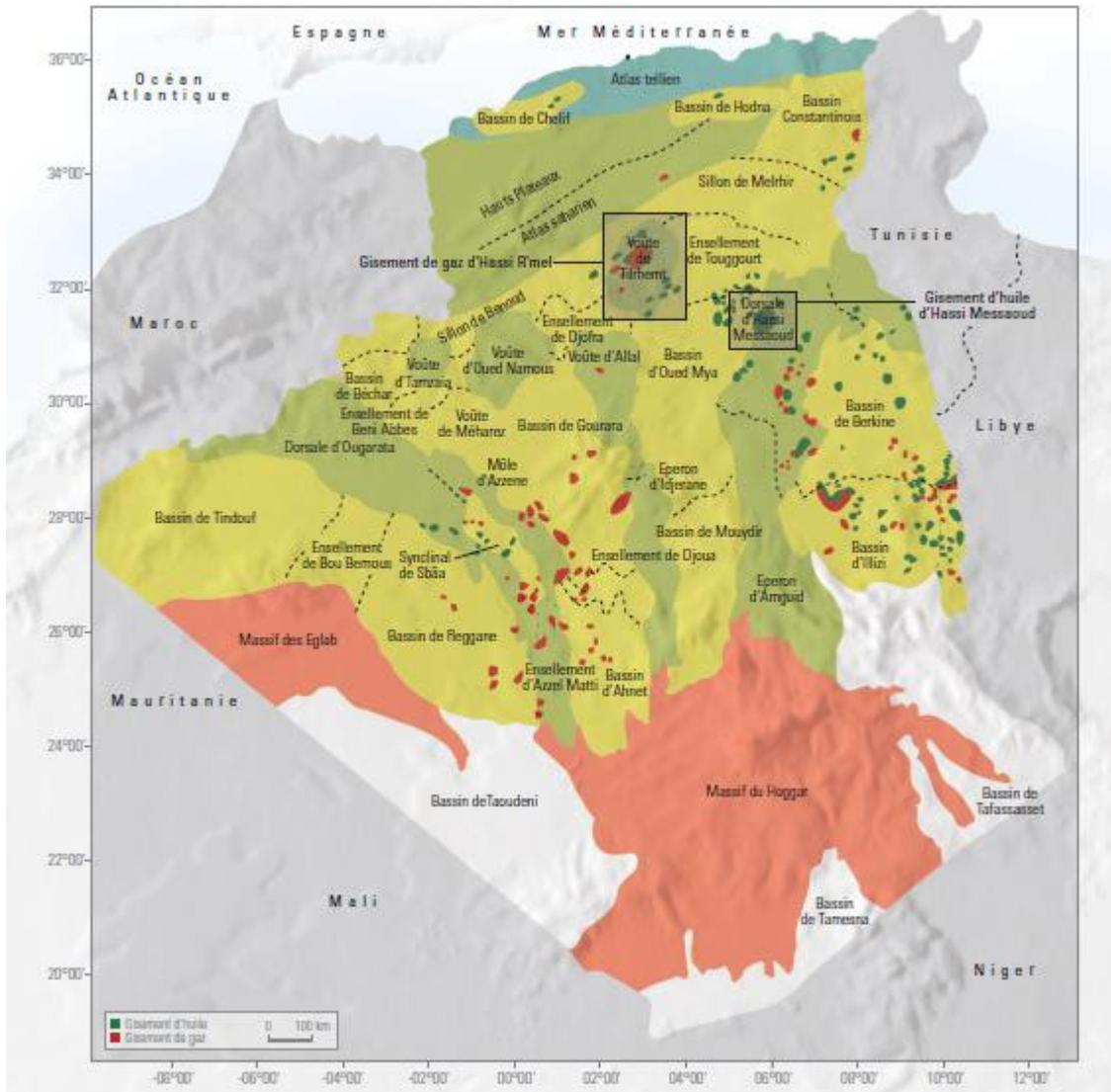
Il est limité :

- Au NW par les gisements de Ouargla ( Gellala, Ben Kahla et Houd Berkaoui )
- Au SW par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au SE par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- A l'West par la dépression d'Oude M' ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammaa-Touggourt.

A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.

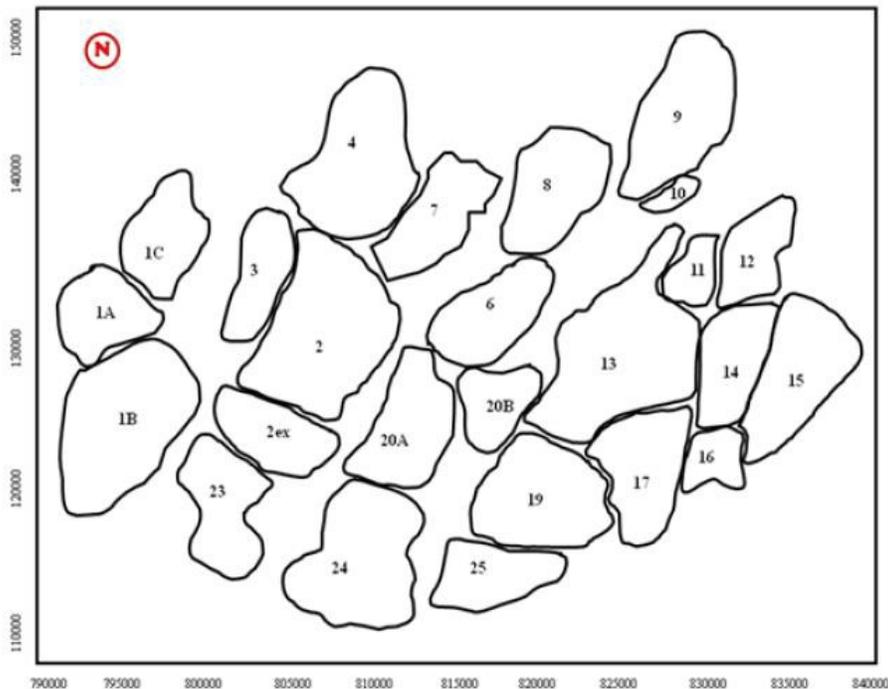


Source: Well Evaluation Conference Algérie 2007

Figure 1-1: Situation géologique du champ de Hassi Messaoud

## 2.4. Zonage du champ et numérotations des puits :

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones (Fig1.2).



Source: Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002.

**Figure 1-2: Carte de zonage du champ de Hassi Messaoud.**

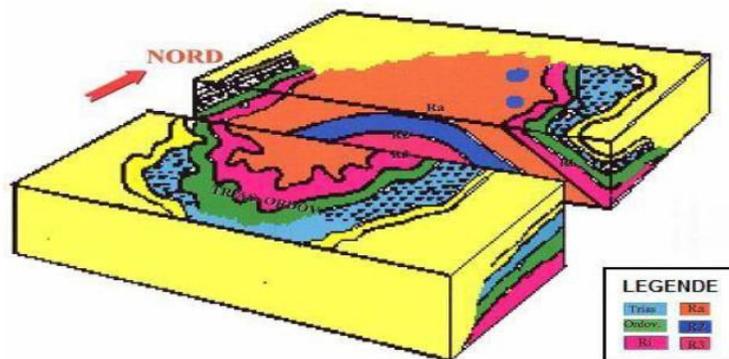
Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation et nomination.

- **Champ Nord** : Comporte une nomination géographique (Om... côté ouest ou bien On... coté est) plus la lettre du carré où se trouve le puits (chaque carré fait 100 Km<sup>2</sup>) : Pour les Om(..) : (f, g, h, l, k, j, i, m, n, o, p). Et pour les On(.) : (e, i, m) Complétée par une numérotation chronologique (Abscisse, et ordonnée). Le champ Nord gère deux champs périphériques : Garet Ben Chentir (**OL**) et Rhourde Chegga (**RDC**).
- **Champ Sud** : Sa numérotation est principalement chronologique, Md... .Le champ Sud gère trois champs périphériques : Hassi Dzabat (**HDZ**), Hassi Guettar (**HGA**) et Hassi Tarfa (**HTF**). NB : La région de Hassi Messaoud gère aussi les champs périphériques de : Bir Berkine (**BBK**), El Bourma (**ELB + HTB**), Masdar (**MDR**), Zenouss (**ZE**) et Kaskassa (**KSK**).

## 2.5. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi

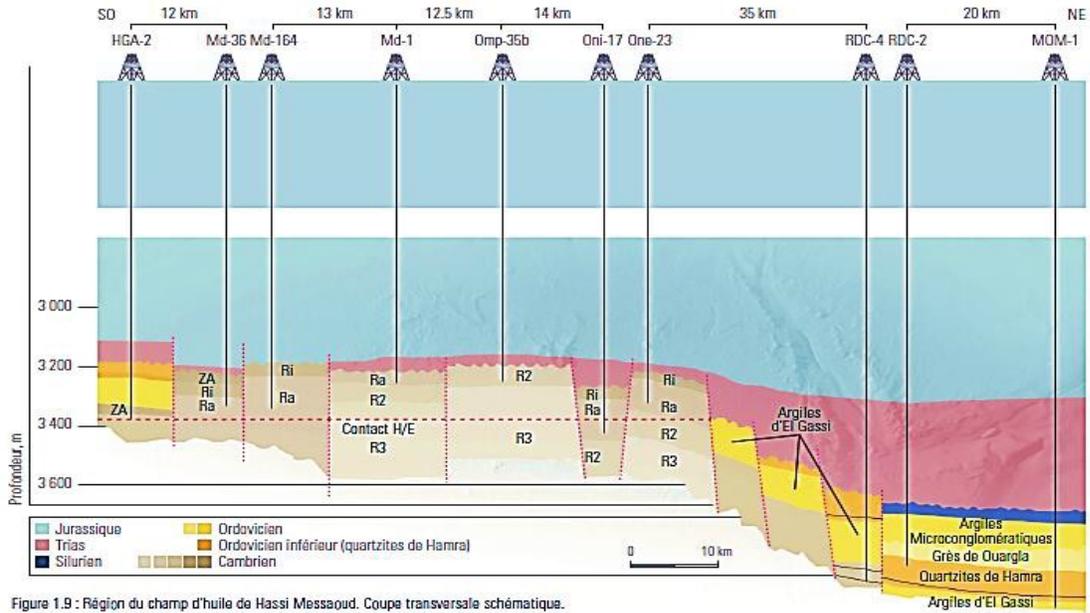
### Messaoud

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud reposant sur un socle en granite. Elle est marquée par l'absence du silurien, dévonien, carbonifère et Permien ; elle est de ce fait incomplète. La discordance hercynienne est manifestement plus accentuée au centre de la structure (Figure 1.3), où les dépôts argilo gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie, la série stratigraphique devient plus complète (figure 1.4).



Source: Sonatrach / Division Production – Rapport interne 1998.

**Figure 1-3: Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne.**



Source: Well Evaluation Conference Algérie 2007

**Figure 1-4: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud**

La stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud se presente comme suit (Figure 1.5) :

| ERE                                       | SYST       | ETAGES                                    |                        | LITHOLOGIE  | EPAISSEUR MOYENNE | DESCRIPTION   |   |
|---|------------|---|------------------------|---|-------------------|---|---|
| CENO-ZOIQUE                               | NEOGENE    | MIO-PLIOCENE<br><i>discordance alpine</i> |                        |   | 240/239           | Sable, calcaire, marne sableuse                                 |   |
|   |            | EOCENE                                    |                        |   | 120/122           | Sable, calcaire à silex   |   |
| MESOZOIQUE                                | CRETACE    | SENONIEN                                  | CARBONATE ANHYDRITIQUE |   | 107               | Calcaire, dolomie, anhydrite                                    |   |
|   |            |   | SALIFERE               |   | 209/219           | Anhydrite, marne, dolomie                                       |   |
|   |            |   | TURONIEN               |   | 140/149           | Sel massif et traces d'anhydrite                                |   |
|   |            |   | CENOMANIEN             |   | 90/112            | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux                 |   |
|   |            |   | ALBINE                 |   | 145/147           | Anhydrite, marne, dolomie                                       |   |
|   |            |   | APTIEN                 |   | 350/362           | Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse               |   |
|   |            |   | BARREMIEN              |   | 24/25             | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire              |   |
|   |            |   | NEOCOMIEN              |   | 276/280           | Argile, grès, dolomie   |   |
|   |            |   |                        | NEOCOMIEN   |                   | 180/182   | Argile, marne, dolomie, grès                                  |
|   | JURASSIQUE | MALM                                      |                        |   |                   | 225/226   | Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite           |
|   |            |   | DOGGER                 | ARGILEUX  |                   | 105/107   | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès |
|   |            |   |                        | LAGUNAIRE   |                   | 210/211   | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise                     |
|   |            | LIAS                                      | LD 1                   |   | 65/66             | Dolomie, anhydrite, argile                                      |   |
|   |            |   | LS 1                   |   | 90                | Alternance sel, anhydrite et argile                             |   |
|   |            |   | LD 2                   |   | 55                | Anhydrite de dolomie cristalline                                |   |
|   |            |   | LS 2                   |   | 58/60             | Alternance sel et argile  |   |
|   |            |   | LD 3                   |   | 30/31             | Alternance de dolomie et de marne                               |   |
|   |            | TRIAS                                     | SALIFERE               | TS 1  |                   | 46  | Alternance de sel, d'anhydrite et de dolomie                  |
|   |            |   |                        | TS 2  |                   | 189   | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère   |
|   | TS 3       |   |                        |   | 202               | sel massif et traces d'argile                                   |   |
| ARGILEUX                                  |            |   | 113                    | Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite |                   |   |   |
| GRESEUX                                   |            |   | 0 à 35/35              | Grès, argile  |                   |   |   |
| ERUPTIF<br><i>discordance hercynienne</i> |            |   | 0 à 92                 | Andésites altérées  |                   |   |   |
| PALEOZOIQUE                               | ORDOVICIEN | QUARTZITES D'EL HAMRA                     |                        |   | 75                | Quartzites fines avec traces de tigillites                      |   |
|   |            | GRES D'EL ATCHANE                         |                        |   | 25                | Grès fins à ciment argileux, bitumineux                         |   |
|   |            | ARGILES D'EL GASSI                        |                        |   | 50                | Argiles shisteuses, verte ou noires glauconieuses à graptolites |   |
|   |            | ZONE DES ALTERNANCES                      |                        |   | 20/18             | Alternance de grès et argile. Présence de tigillites            |   |
|   | CAMBRIEN   | Ri (Isométriques)                         |                        |   | 42/50             | Grès isométrique, fins, silteux                                 |   |
|   |            | Ra (Anisométriques)                       |                        |   | 120/125           | Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts     |   |
|   |            | R 2                                       |                        |   | 100               | Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique             |   |
|   |            | R 3                                       |                        |   | 300/370           | Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse                |   |
| INFRA-CAMBRIEN                            |            |   |                        |   | 45                | Grès argileux rouges  |   |
| SOCLE                                     |            |   |                        |   |                   | Granite porphyroïde rose  |   |

Source: Sonatrach / Division Exploration – Rapport interne 2005.

Figure 1-5: Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud

## 2.6. Etude du réservoir du champ Hassi Messaoud

### 1.6.1. Notion de drain et subdivisions du réservoir

La notion de drains a pris naissance à raison d'une correspondance sédimentologie et diagraphique et à la qualité du réservoir.

Le terme de drains, qualifiants des zones ou unités faiblement cimentées à caractéristiques relativement constantes sur l'étendue du champ, coïncident bien avec les trois zones préférentielles du réservoir.

Rappelons que les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes (Figure 1.6).

**Niveau R3** : généralement aquifère, sans aucun intérêt pétrolier.

**Niveau R2** : ne présentant que rarement des qualités réservoirs, dans sa partie supérieure (19% des réserves). Il ne produit pas directement dans les puits forés dans son toit, mais il alimente le réservoir Ra par un important un flux vertical d'huile. Il se divise en deux sous niveaux ; le R2-ab et le R2-inf.

**Niveau Ra** : réservoir principal de Hassi Messaoud où tous les puits produisent, il possède des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production. (68% des réserves), ce niveau se divise en trois zones de sédimentologie :

- **Zone I** : grossière inférieure subdivisée de bas en haut : Drain D1. Drain ID (Inter Drain). Drain D2.
- **Zone II** : Fine intermédiaire (D3).
- **Zone III** : Grossière supérieure (D4).

**Niveau Ri (D5)** : Grès fin isométrique, zone habituellement très compacte (13% des réserves), une épaisseur moyenne non érodée de 45m, un dépôt sur le Ra après une période d'érosion qui a pu éliminer environ 30% d'argile, une bonne continuité des couches a des faibles perméabilités.

| Ere         | Age               | Etage                | Litho faciès    | Tendance ciments | Ep. Moy (m)                          | Description  |  |
|-------------|-------------------|----------------------|-----------------|------------------|--------------------------------------|--|--|
| Paléozoïque | Cambro-ordovicien | Zone des alternances |                 | + Siliceux       | 18                                   | Alternance grès et argile : Nombreuses passées d'argile indurée alternant avec des bancs quartzites fins   |  |
|             |                   | Ri Sup               |                 | Siliceux         | 42                                   | Grès Isométriques, Silts : Grès quartzites fins moyens à ciment argileux et siliceux et à nombreuses Tigilites. Nombreuses intercalations silteuses dans la partie moyenne |  |
|             |                   | Ri moyen             |                 | Argileux         |                                      |  |  |
|             |                   | Ri inf               |                 | + Siliceux       |                                      |  |  |
|             | Cambrien          | R An isométrique     | Ra sup (D4)     |                  | Siliceux                             | 40   | Grès Anisométriques, Silts : Grès à grès quartzites moyen à grossiers  |
|             |                   |                      | Ra moyen (D3)   |                  | Argileux                             | 22   | Anisométriques à ciment argileux et siliceux. Localement quartzites francs   |
|             |                   |                      | Ra inf (D2)     |                  | Siliceux                             | 25   | Des passées de 1 à 20 cm de siltstones argileux y sont irrégulièrement intercalées   |
|             |                   |                      | Ra inf (ID)     |                  | Argileux<br>+ Siliceux<br>+ Argileux | 29   | Stratification souvent oblique à entrecroisée.   |
|             |                   |                      | Ra inf (D1)     |                  | Argileux<br>Siliceux                 | 28   | Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigilites.  |
|             |                   |                      | Zone de Passage |                  | + Argileux                           | 8  | Grès grossiers à passée argileux.  |
|             |                   | R2                   | R2 ab           |                  | Zone de passage<br>Argileux sup      | 100  | Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux assez abondant (illite) et admettant des passages de silts en minces intercalations. Le R2 présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure.<br><br>Les stratifications sont souvent obliques. |
|             |                   |                      | Repère C        |                  | Siliceux sup<br>Argileux inf         |  |  |
|             |                   |                      | R2 inf          |                  | Siliceux inf<br>Zone de passage      |  |  |
|             |                   |                      |                 |                  |                                      |  |  |
|             |                   |                      | R3              |                  |                                      | 370  | Grès grossiers à micro-conglomériques, ciment argileux sans intérêt pétrolier  |
|             |                   |                      |                 |                  |                                      | 45   | Grès argileux rouge  |
|             |                   |                      | Socle           |                  |                                      |  | Granite porphyroïde  |

Source:  
Source:

Sonatrach / Division Exploration – Rapport interne 2005.

Figure 1-6: Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud

## 2.7. Caractéristiques de réservoir

Le réservoir est situé sous la discordance hercynienne, il est protégé par une importante couverture argilo-salifère du trias.

L'eau de gisement est salée saturée en sels divers dissous (360-370 g/l) et a une masse volumique de  $1,21 \text{ g/cm}^3$ ; Sa viscosité est de 0,45 cp. Le contact huile/eau se trouvait à l'origine à 3380 m ( $S_w = 100\%$ ) il a envahi partiellement une bonne partie du R2. L'aquifère n'est pas actif.

Les grès de Hassi Messaoud sont constitués essentiellement de grès anisométriques, seule la zone Ra d'une centaine de mètres présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques, elle est la plus productive du Réservoir Cambrien situé environ de 3300m à 3500m de profondeur.

Les caractéristiques de la roche réservoir varient largement selon leur classement, leur degré de quartzification et leur teneur en argile, on peut citer :

- L'hétérogénéité est très importante sur un plan vertical.
- La porosité est faible de 5 à 10 %,
- La perméabilité est très faible de moyenne 0.1 –200 mdarcy,
- L'huile est légère, elle présente une densité moyenne en surface de 0,8 (45 °API) permettant ainsi d'augmenter le taux de récupération par réinsertion de gaz,
- La viscosité est d'environ 0.2 cp a la pression de saturation,
- Le facteur volumétrique de fond  $B_o$  est de 1.7 m<sup>3</sup>/stdm<sup>3</sup>.
- La compressibilité totale moyenne sur l'huile (huile + eau + roche) est:  $3,63 \cdot 10^{-4} (\text{kg/cm}^2)^{-1}$
- La saturation initiale en huile est de 80% à 90% maximum,
- La saturation critique en gaz est de l'ordre de 08%,
- La pression de Gisement est variable de 90 à 470 kg/cm<sup>2</sup>,
- La pression de bulle est de 140 à 200 kg/cm<sup>2</sup>,
- La température est de l'ordre de 118° C,
- Les puits présentent des G.O.R d'une moyenne de 220 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> (sauf pour les puits en percée où le G.O.R peut dépasser 1000 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> et plus),
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum mais peut également être nulle.
- Cote de référence est de 3200 m,
- Le contact Huile/Eau initiale est à plus ou moins 3380m

## 2.8. Développement & exploitation

Le champ de Hassi Messaoud pose plusieurs problèmes d'exploitation qui sont généralement aggravés par les conditions thermodynamiques sévères du réservoir.

Le premier problème est dû à la présence d'eau salée saturée dans la formation dans les conditions de fond. Ces dépôts entraînent des bouchages et diminuent fortement la productivité des puits. La présence d'eau salée dans la formation provoque des dépôts de cristaux de sel dans le tubing dès que des quantités d'eau même très faibles sont produites avec l'huile. C'est le résultat d'un changement des conditions thermodynamiques. Pour inhiber ces dépôts de sel, une injection d'eau douce en continu ou par bouchons est préconisée.

L'eau injectée n'étant toujours pas compatible avec l'eau de gisement, il se produit de nouveaux dépôts dans le tubing (sulfate de baryum). Ces dépôts sont très difficiles à éliminer malgré l'injection d'un inhibiteur de dépôts.

Un autre problème est qu'à fur et à mesure de l'épuisement de l'énergie de gisement, un concentrique est installé dans les puits (plus de la moitié des puits producteurs sont équipés de concentrique ou de chemisage) afin d'injecter le gaz pour les besoins de production, ainsi que l'injection d'eau douce traitée pour les problèmes de dépôts de sels qui viennent de la formation provoquent le bouchage et la corrosion des installations.

Les percées de gaz et d'eau dans les puits producteurs en zone d'injection posent des problèmes de production. Cette dernière réduit d'une façon importante l'index de productivité, particulièrement sur les puits en percée d'eau. Ces puits nécessitent à court terme le gaz lift pour les maintenir en production d'où des investissements supplémentaires.

Les percées de gaz sont moins dramatiques mais demandent une exploitation des puits à des pressions en tête élevées et occasionnent des pertes de charges supplémentaires dans le réseau de collecte.

En plus des dépôts minéraux il existe d'autres types de dépôts mais cette fois organiques telles que les asphaltènes qui se déposent dans le tubing, perforations et la formation en elle-même provoquant une diminution ou un arrêt de la production.

- Il y a aussi les Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 ; Au niveau de la formation du LD2, il y'a risque de venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression d'environ 549 bar. Le casing 7" peut sous l'effet de corrosion chimique et de la pression exercée sur lui céder et laisser le passage à l'eau chlorurée qui va envahir l'intérieur du casing, c'est principalement pour cette raison qu'on n'utilise pas l'injection de gaz à travers l'espace annulaire 7" x 4"1/2.

Les puits du champ de Hassi Messaoud font l'objet de deux types de programmes de forage, le premier est un programme léger conventionnel, et le deuxième a été développé spécialement pour trouver une solution au problème du LD2 :

- Programme léger (03 casings) : Simple protection au droit du LD2.

- Programme lourd (04 casings) : Double protection au droit du LD2.

Le programme des colonnes de tubages des programmes de forages s'établit comme suit :

**Programme léger :**

- **Phase 17"1/2** : Forage jusqu'à pénétration du Sénonien Lagunaire de 30 @ 40m.

Tubage 13"3/8.

- **Phase 12"1/4** : Forage jusqu'à pénétration du Dogger lagunaire de 110 m.

Tubage 9"5/8.

- **Phase 8"1/2** : Forage jusqu'à pénétration du Cambrien sur 4 mètres (le plus souvent au Trias G35) lorsque le puits est situé en zones de pertes.

Tubage 7" jusqu'en surface.

- **Phase 6"** : Forage ou carottage jusqu'à la côte TD.

Liner 4" 1/2 ou open hole.

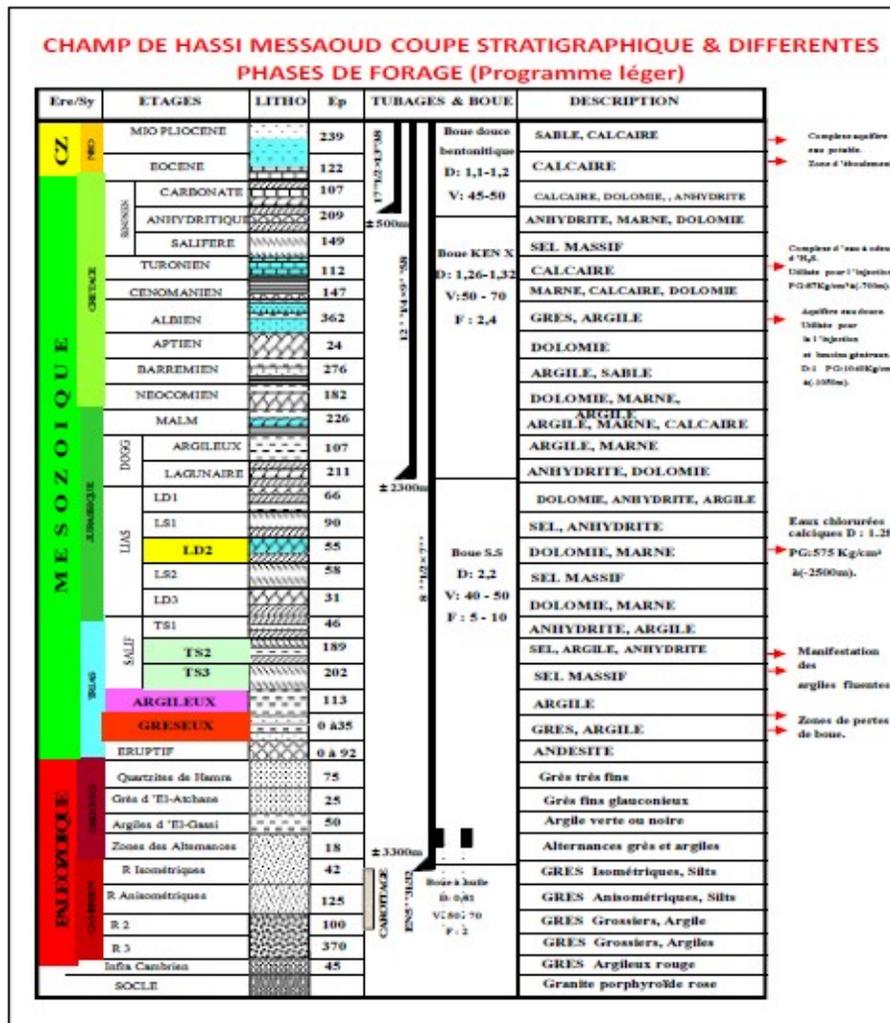


Figure 1-7: Coupe stratigraphique & phases de forage (Programme léger)

Problèmes de forage rencontrés avec le programme léger :

L'une des phases la plus cruciale est la phase 8"1/2 où on est confronté simultanément à trois problèmes à savoir :

- ✓ Les eaux chlorurées calciques du LD2 nécessitent une densité de boue de 2 à 2,20 car la pression est de 575 kg/cm<sup>2</sup> @ 2500 m.
- ✓ Les argiles du TS2 et TS3 sont sous-compactées. Leur fluage provoque une diminution du diamètre du trou.
- ✓ Les formations du Trias argilo-gréseux craquent à ces densités élevées et provoquent des pertes de boue.

**Programme lourd :**

- Phase 26" : Forage jusqu'à pénétration du Sénonien Lagunaire de 30 @ 40m.

Tubage 18"5/8.

- **Phase 16"** : Forage jusqu'à pénétration du Dogger lagunaire de 110 m.

Tubage 13"3/8.

- **Phase 12"1/4** : Forage jusqu'au top du G35.

Tubage 9"5/8.

- **Phase 8"1/2** : Forage jusqu'à pénétration du Cambrien sur 4 mètres.

Tubage 7" jusqu'à la côte +/- 2500 m (colonne perdue).

- **Phase 6"** : Forage ou carottage jusqu'à la côte TD.

Liner 4" 1/2 ou open Hole.

Le programme lourd est une solution de tous les problèmes de la phase 8"1/2 du programme léger qui consiste à isoler les problèmes de venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 et le fluage des argiles plastiques du Trias Salifère (TS2 et TS3) qui nécessitent la même solution (densité élevée) à ceux de pertes partielles et totales de boue dans les formations triasiques, en les couvrant par une colonne intermédiaire (9"5/8). Cette dernière sera posée au niveau du Trias G35.

Le premier forage en programme lourd a été réalisé en 1993 pour le puits MDZ453, et par la suite intensification en 2000.

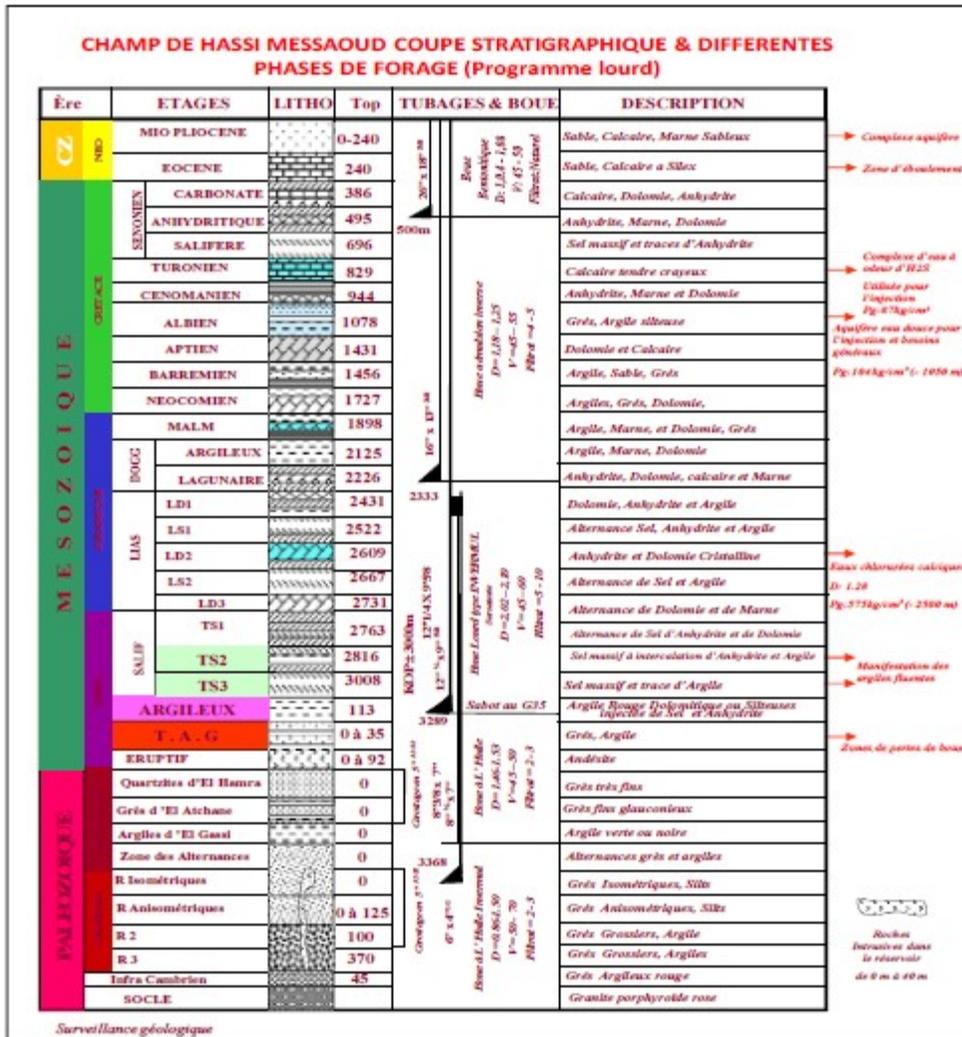


Figure1-8 :Coup stratigraphique & phases de forage (Programme lourd)

## 1.9. Complétion & Mode de production

Plusieurs types de complétion ont été utilisés sur le champ de Hassi Messaoud avec plus ou moins de bons résultats. Des essais d'activation des puits non éruptifs par gaz-lift ou par pompage ont été effectués sur un ensemble de puits avec des différentes configurations de complétions en fonction des problèmes particuliers aux puits et des équipements. Parmi ces problèmes, le plus délicat c'est celui associé aux dépôts de sels et la déplétion de gisement. Les méthodes utilisés pour résoudre ces problèmes à HMD c'est l'injection de gaz et de l'eau à travers un concentrique suivant que le puits est non éruptif et non salé ou éruptif salé. Il y a aussi la méthode d'injection de gaz à travers les SPM, il y aussi la possibilité de l'utilisation des pompes de fond soit pour augmenter le débit de production ou pour l'amorçage dans les puits non éruptifs (il y a quelques puits équipé par des pompe ESP).

Les différentes configurations de complétions appliquées à HMD pour les différents problèmes d'exploitation sont :

**1.9.1. Pour les puits éruptifs non salés :**

- ✓ Tubing 4"1/2 ou 3"1/2 ancré.
- ✓ Tubing 4"1/2 + (1"660, 1"900 comme vitesse String, la Production se fait à travers l'espace annulaire).

**1.9.2. Pour les puits éruptifs salés :**

- ✓ Tubing 4"1/2 + (1"315, 1"660, 1"900 pour le dessalage).
- ✓ Tubing 3"1/2 + 1"315 (pour le dessalage).
- ✓ Tubing 4"1/2 + 2"7/8 (pour le dessalage associé à d'autres problèmes d'exploitation).

**1.9.3. les puits non éruptifs non salés :**

- ✓ Tubing 4"1/2 + (1"315, 1"660, 1"900 pour le GL).
- ✓ Tubing 4"1/2 + (2"3/8, 2"7/8 pour le GL associé à d'autres problèmes d'exploitation).
- ✓ Tubing 3"1/2 avec SPM (seulement 18 puits)
- ✓ Pompe ESP (quelques puits)

**1.9.4. Pour les puits non éruptifs salés :**

- ✓ Tubing 4"1/2 + (1"315, 1"660, 1"900, 2"7/8).
- ✓ Tubing 4"1/2 punché + 1"660.
- ✓ Tubing 4"1/2 + 2"7/8 + 1"315.
- ✓ Tubing 3"1/2 + SPM + 1"660.
- ✓ Pompe ESP (quelques puits)

# Chapitre 2: Techniques d'Activation des Puits

## 2.1. Introduction

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression.

Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle.

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif, et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle. [1]

### 2.8.1. Pourquoi utiliser la production artificielle ?

- Les méthodes de la production artificielle sont utilisées pour booster le débit de production de puits.
- Toutes ces méthodes ont pour objectif la réduction de la pression de fond dynamique  $P_{wf}$  (bottomhole flowing pressures), afin d'augmenter le drawdown (écoulement du réservoir au fond de puits) et par conséquent l'augmentation du débit.
- Ils sont nécessaires lorsque le taux de production d'un puits devient non économique ou n'atteint pas le point désiré.

Pour les puits éruptifs (écoulement naturel), le débit de production est donné par la relation suivant :

$$Q = PI * (P_r - P_{wf})$$

Le déclin de production est le résultat de :

- La diminution de l'index de productivité IP (scaling, skin, damage, émulsions) .
- La diminution de la pression de réservoir  $P_r$ .
- Augmentation de la pression de fond  $P_{wf}$  due à la.
  - Augmentation de water cut (coning, aquifier, influx, water injection) .
  - Augmentation de pression en tête (wellhead pressure).

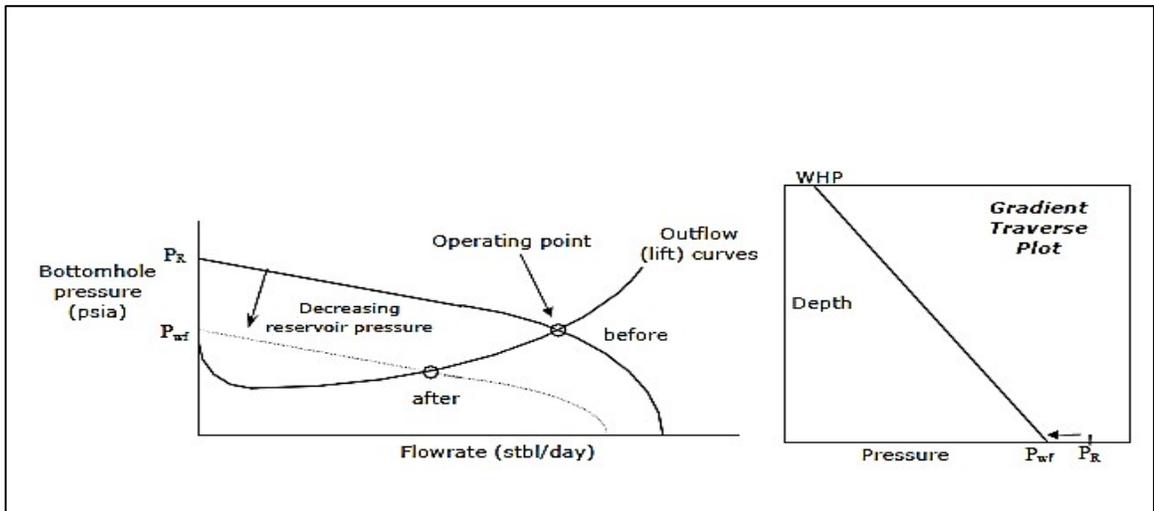


Figure 2-1 : Exemple de diminution de pression de réservoir

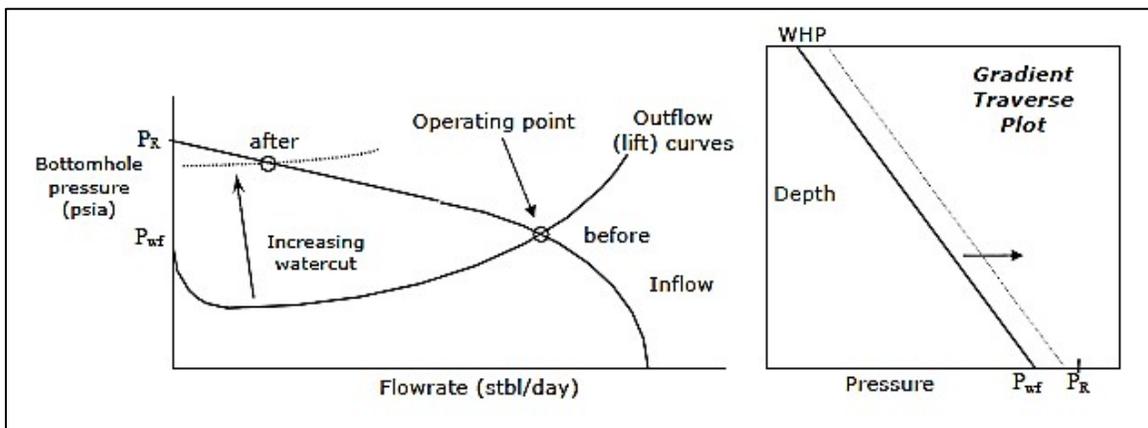


Figure 2-2: Exemple d'augmentation de water cut Wc

## 2.9. Gas lift :

### Principe :

Le gas lift est une technique de production activée permettant la mise en production d'un puits non ou insuffisamment éruptif, par diminution de la contre-pression hydrostatique entre le fond et la surface, diminution réalisée par injection de gaz au base de la colonne de production (tubing). [2]

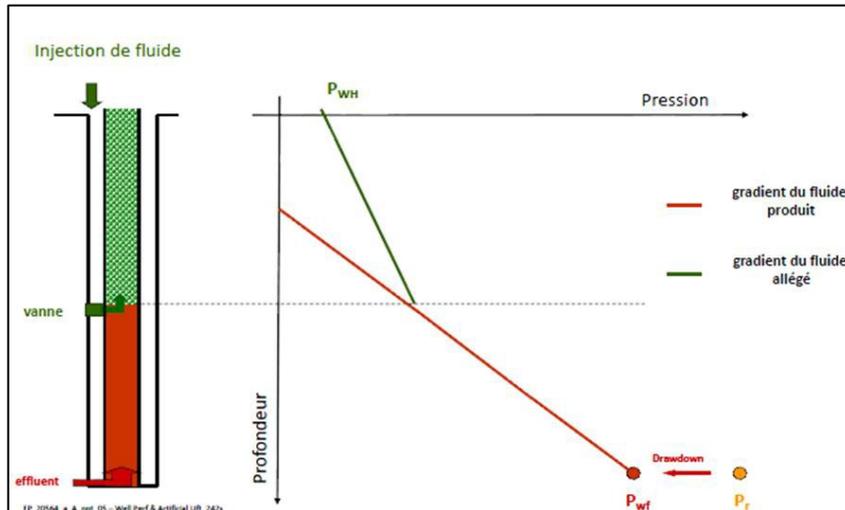


Figure 2-3: gradient de fluide produit et allégé [2]

### 2.9.1. Applications du gaz-lift:

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **Les puits à huile** : L'application principale du gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.
- **Les puits à eau** Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gas-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).
- **Démarrage des puits (kick off)** Dans certains cas, le gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que son éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.
- **Nettoyage de puits injecteur** : Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en gas-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire. [3]

## 2.9.2. L'équipement du gaz-lift : [4]

### 2.9.2.1. L'équipement de surface

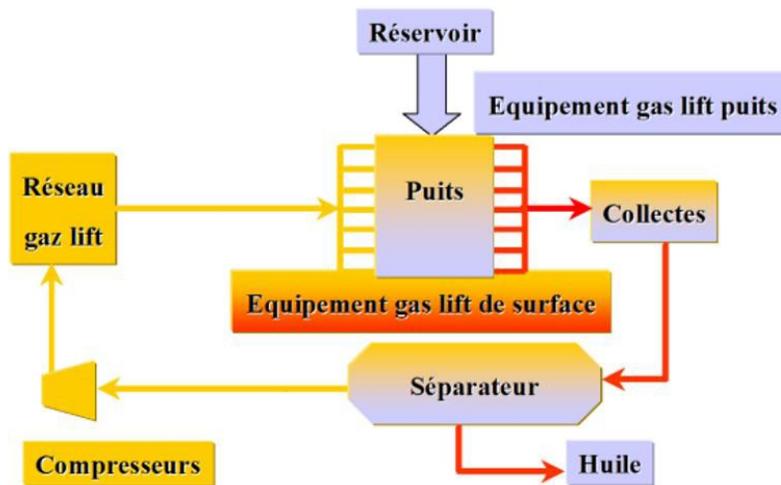


Fig.2-4 : L'équipement de surface

L'équipement de surface est constitué de :

- L'équipement de compression :

La pression de gaz qui arrive souvent de la station de séparation est faible par rapport à la pression d'injection désirée.

Des compresseurs centrifuges (turbines) et/ou compresseurs axiaux augmentent cette pression et envoient le gaz dans le réseau à haute pression pour sa distribution dans les puits avoisinants.

- Equipement de mesure et de contrôle :

L'équipement de mesure est composé de :

- a. Équipement de mesure de pression (des manomètres) ;
- b. Équipement de mesure de température (des thermomètres) ;
- c. Porte Duse manuel de réglage de débit de gaz ;
- d. Équipement de mesure de débit (l'orifice et l'indicateur Barton ou un débitmètre électronique

-Réseau de Collectes :

Il est formé d'un système des pipes (conduites), ce système distribue le gaz pour tous les puits reliés à ce système.

- L'équipement de déshydratation

Les hydrates sont des cristaux de glaces qui résultent de la réaction du gaz et de l'eau sous certaines conditions, ils peuvent boucher les conduites, les vannes et les orifices, la déshydratation du gaz est donc primordiale pour éviter leur formation.

La déshydratation consiste à envoyer des agents ayant une grande affinité pour l'eau et qui vont absorber l'eau contenue dans le gaz.

Ces agents sont généralement le diéthylène glycol (DEG), le triéthylène glycol (TEG) et le Méthanol.

### **2.2.2.2. l'équipement de fond :**

L'équipement de fond d'une installation gas-lift standard est constitué de mandrins et de vannes de gas-lift.

La quantité ou le nombre des mandrins et des vannes utilisés dépend grandement de la pression de l'injection et la profondeur du puits.

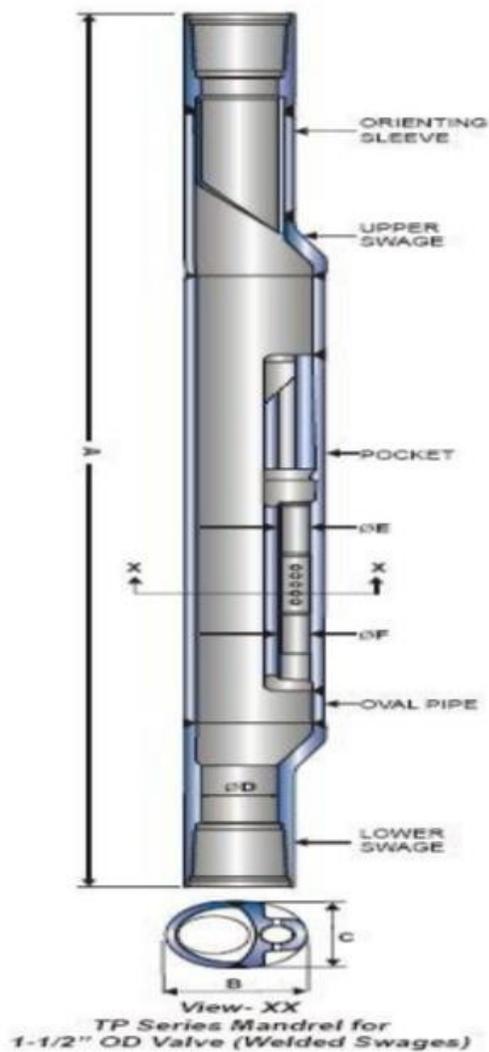
Les mandrins de gaz-lift :

Le mandrin est un tubing avec une architecture placée dans le tubing (constituant une partie de l'ensemble des tubings) à la profondeur désirée. Il qui permet de porter une vanne sans influencer sur le diamètre du tubing.

Il existe plusieurs types de mandrins, parmi ces types on a :

**a) Les mandrins conventionnels (retirables) :** C'est le modèle le plus ancien, ils ont un support externe sur lequel est installée la vanne de gas-lift, Les vannes et les clapets anti-retour sont vissés en surface avant la descente, le positionnement vertical de la vanne est aidé par un petit guide fixé sur le corps.

**b) Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels) :** Elles ont révolutionné le gaz-lift, elles sont conçues avec une poche intérieure qui permet la pose et le repêchage de la vanne à l'aide d'un simple travail au câble (Wire line). Ils se présentent schématiquement comme un tube ovalisé à fenêtre sur laquelle on a rapporté une poche comportant à sa base un siège de vanne usiné et muni de trous de communication avec le casing.



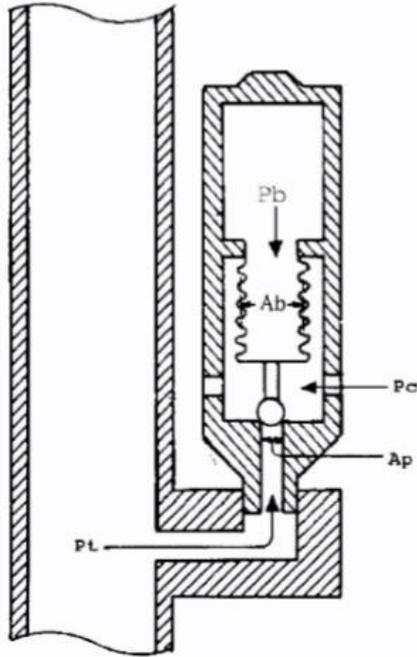
**Fig.2.5 : mandrin de Gaz-Lift**

Ces mandrins sont conçus avec un design qui leur permet de résister aux différentes forces de traction et de compression

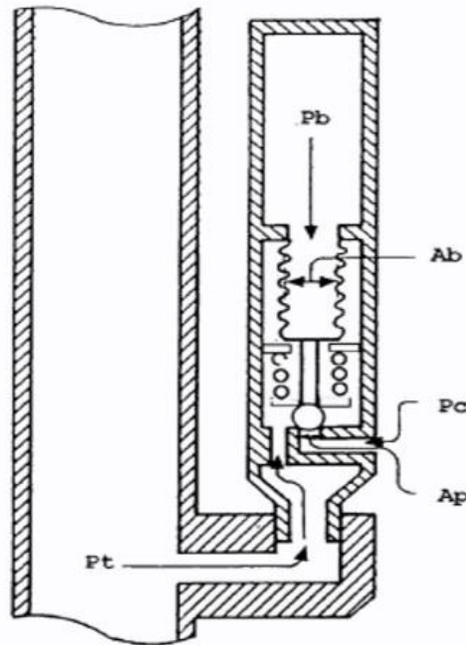
### c) Les vannes de gaz-lift :

Il y a de nombreux types de vannes mais elles se classent en deux familles principales :

- Les vannes pilotées par la pression du casing (casing operated valves - COV) ou pression amont (pressure operated valves) ;
- Les vannes pilotées par la pression du tubing (tubing operated valves - TOV) ou pression aval (fluid operated valves).



**Fig.2.6: Vanne COV**



**Fig.2.7 : Vanne TOV**

Des variantes existent ensuite dans chacune des deux familles telles que : l'équilibrage des pressions, l'ajout d'un ressort de fermeture, etc.

Les vannes opérées par le casing sont faciles à commander car la pression annulaire est bien connue et facile à contrôler. Ce n'est pas le cas des vannes opérées par la pression du tubing car il est difficile d'estimer la pression au droit des vannes et d'agir sur elles. Ceci est la raison principale de la popularité des COV et de son emploi fréquent. De plus, une conception avec des vannes 'tubing' TOV nécessite plus de vannes pour atteindre le point d'injection final.

Il faut se souvenir que le type de vannes utilisées et leurs réglages peuvent être facilement modifiés par une opération au câble. Par contre, la profondeur des mandrins est définie tant que la complétion n'est pas remplacée. Il y a d'autres types de vannes moins usuels tels que :

- les vannes à réponse proportionnelle (proportional response valves).
- les vannes pour écoulement dans le casing (valves for casing flow) .
- les vannes pour gas-lift intermittent.
- les vannes pour gas-lift intermittent.

## **2.10. Les Complétions gaz-lift: [4]**

Le gas-lift est un domaine où souvent les ingénieurs se plaisent à dessiner des profils complexes parfois couronnés de beaux succès mais aussi soldés d'échecs sévères.

La règle est de chercher la simplicité. Profile complexe demande une excellente préparation, un programme opérationnel très détaillé, des calculs précis, des tests en atelier et enfin une supervision sans faille.

## 2.11. Complétions pour Gaz-lift direct :

Le dessin de la figure 2-8 représente une complétion standard pour opérer en gas-lift direct. Le gaz est injecté dans l'annulaire tubing-casing et le réservoir est produit par le tubing. C'est le design le plus fréquent qui se justifie par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. Les vannes sont manoeuvrées au câble pour les tubings d'un diamètre nominal de 2"7/8 plus. Le packer est parfois équipé d'un by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus bas possible dans le puits.

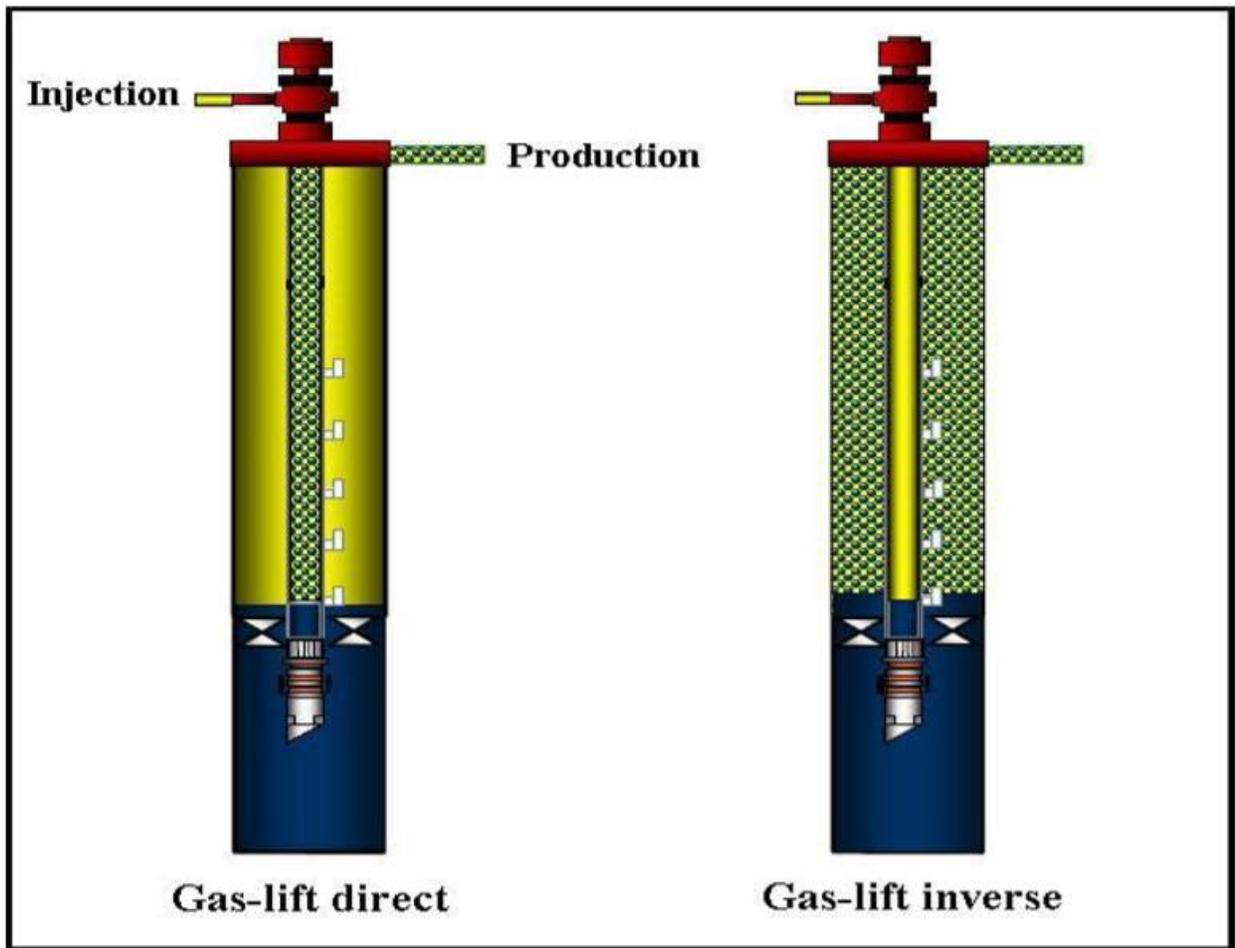


Fig.2.8 : Complétion Gaz-lift direct et inverse

On a les types de complétion suivant :

### 2.11.1. Tubing concentrique :

Dans la complétion Tubing concentrique le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant car il évite un work over lourd. Cette solution se

rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits.

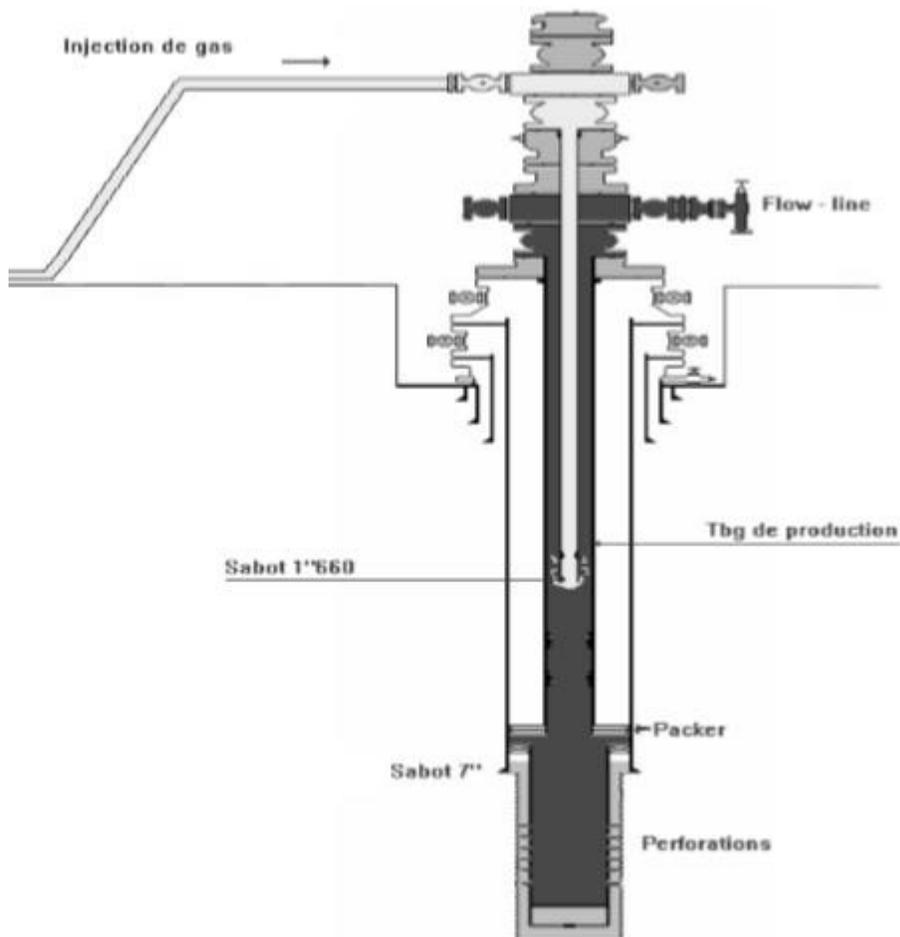
Le « macaroni » est en général descendu avec une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits.

Dans tous ces puits, le réservoir est produit dans le tubing initial et non pas dans le casing.

Dans des puits où les vannes de décharge sont inutiles (single point), il est très économique de dérouler un coil-tubing dans la complétion initiale, de le couper en surface et de le poser dans un adaptateur de la tête de puits.

Des vannes de sécurité de sub-surface existent pour ce genre de complétions mais elles compliquent considérablement la mise en place du tube concentrique.

Le système existe avec des tubes concentriques de gros diamètres descendus au début de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4" ½ pour activer le puits au gaz-lift.



**Fig.2.9 : Complétion Gaz-lift inverse (Tubing concentrique)**

### **2.11.2. Gaz-lift avec production dans le casing**

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing.

Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, telles que des mesures de pression ou de température
- de gros volumes de gaz sont nécessaires.
- le design et les équipements sont spéciaux.
- le puits est mal adapté au gas-lift intermittent.

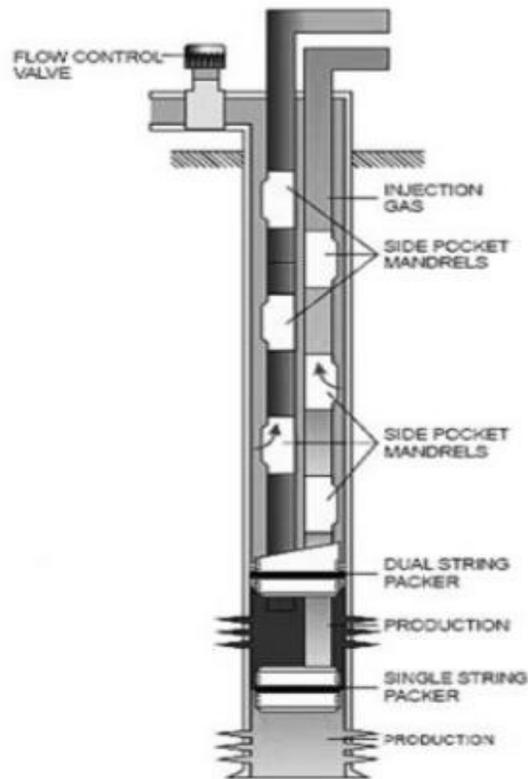
#### **Gaz-lift double :**

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée, Parmi les problèmes de complétion, soulignons :

- la grande complexité des vannes de sécurité de sub-surface annulaire,
- l'encombrement des mandrins à poche. En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher au passage du tubing remonté en premier.

La mise au point des vannes pour ces puits est délicate et il est courant qu'un tubing prive l'autre du gaz qui lui était destiné.

Le gaz-lift double est donc assez rare sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant du « single point » sans vannes de décharge.



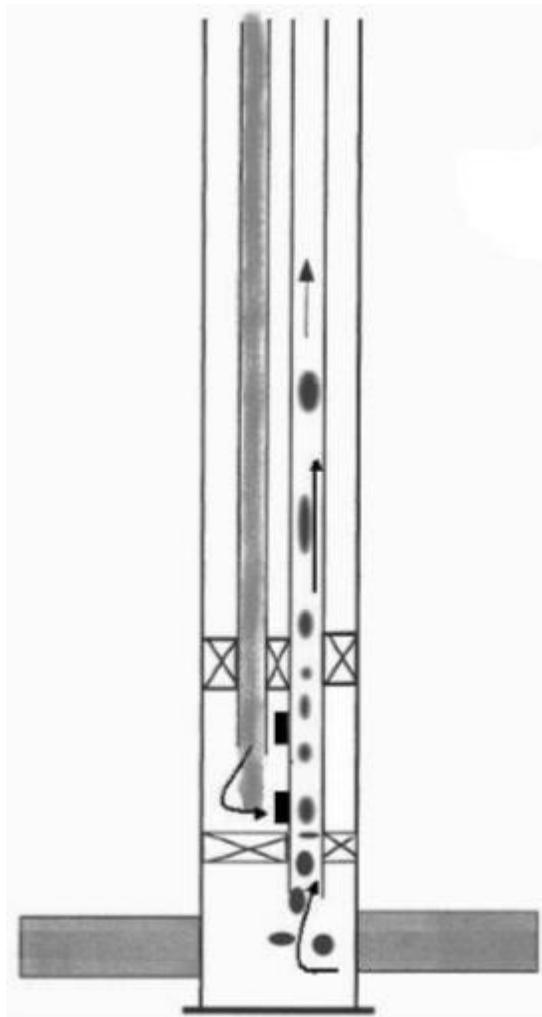
**Fig.2.10: Gaz-lift double**

### **Le gaz-lift parallèle :**

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gas-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second produit le réservoir.

Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible ne doit pas entrer en contact avec le casing, par exemple, si le filetage du casing n'est pas étanche au gaz (gaz tight).

Le gaz-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétion multiple puis reconvertis lorsque l'un des tubings a perdu son usage



**Fig.2.11: Gaz-lift inverse (Gas-lift parallèle)**

## **2.12. Types de gaz-lift : [5]**

Il existe deux variantes dans le mode d'injection du gaz pour le Gas-lift. Il est réalisé soit par injection continue, soit intermittente.

### **2.12.1. Gaz- lift continu :**

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression

différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif.

### **2.12.2. Gaz-lift intermittent :**

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, des forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

### **2.12.3. Les avantages et les inconvénients du gas lift**

#### **Les Avantages :**

- Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- Bien adapté aux puits a un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes Gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.
- Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

#### **Les Inconvénients :**

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- Rendement assez faible dans les puits profonds.
- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection de glycol.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.

## 2.6. Le pompage :[6]

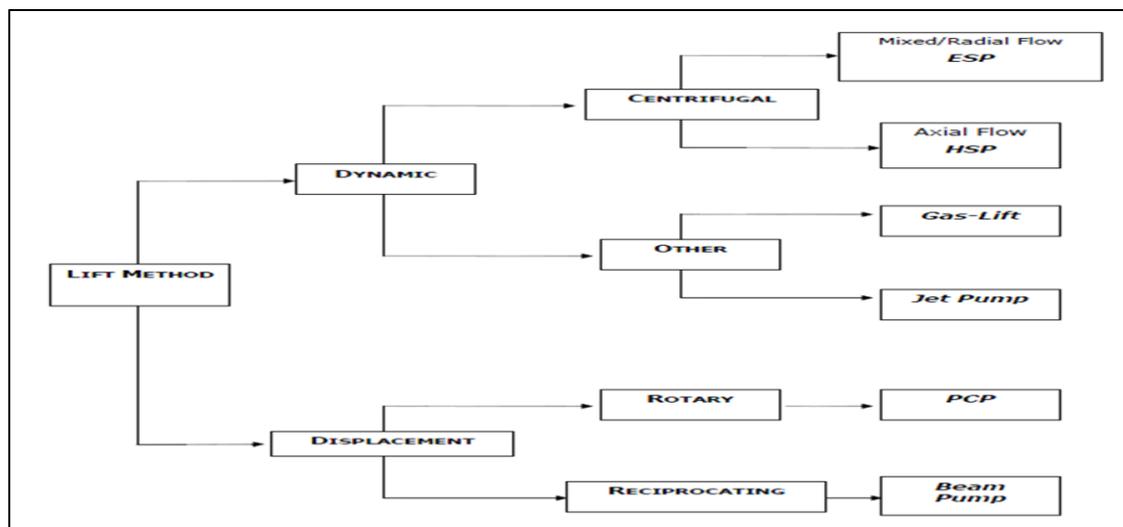
### 2.6.1. principe et types de pompage :

Dans la colonne de production (tubing) généralement mis en place sans packer au fond de puits entre le casing et le tubing. Une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le puits pour relève le brut jusqu'en surface. Cet apport d'énergie permet au fluide de poursuivre son chemin et soulage la couche de tout ou partie des contrepressions en aval de la pompe.

Plusieurs techniques de pompage sont mises en œuvre pour pouvoir répondre aux nombreux problèmes posés tels que: productivité du puits, nature du fluide, complétion, implantation et environnement terrestre ou offshore. Ainsi que critères économiques à respecter.

Les modes de pompage les plus répandus dans le monde sont :

- Le pompage aux tiges : une pompe volumétrique de fond est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va-et-vient.
- Le pompage centrifuge : par pompe centrifuge électrique immergée.
- Le pompage hydraulique: par pompe de fond à piston, accouplée à un moteur hydraulique, par hydro-éjecteur ou par turbopompe centrifuge.



Source: ENSPM formation industrie

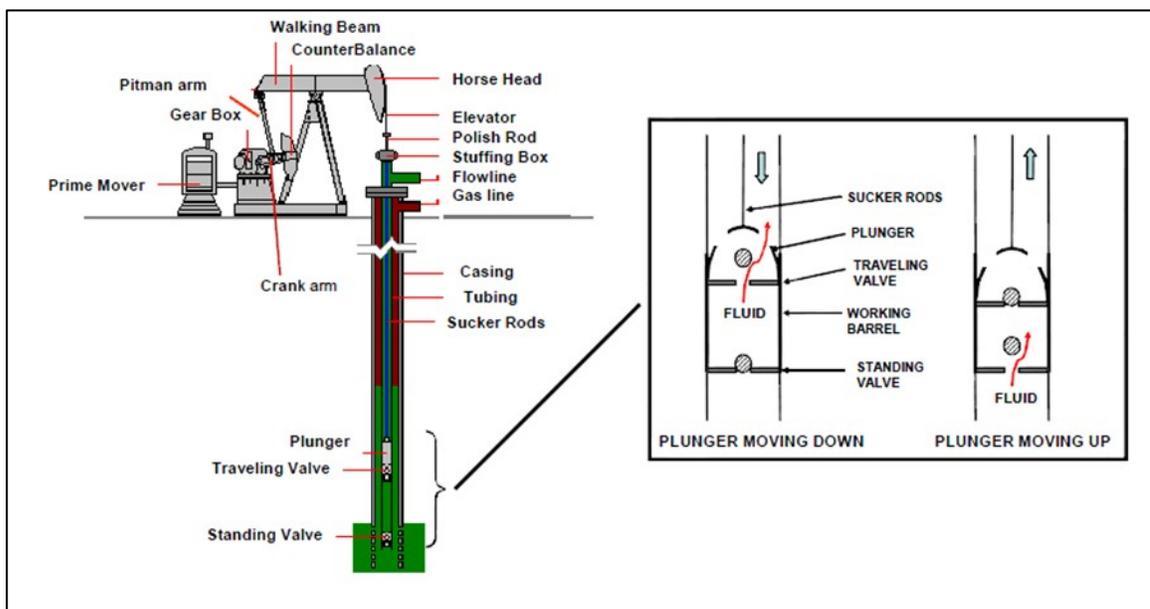
Figure 2-12: schéma de différents types de pompes

## 2.6.2. Le pompage aux tiges "Beam pump or sucker rod pump"

Principe :

Le pompage s'effectue grâce à une pompe volumétrique verticale composée d'un cylindre et d'un piston creux muni d'un clapet et descendue dans le tubing, vissé à l'extrémité d'un train de tiges. L'ensemble est actionné depuis la surface par un moteur qui entraîne une unité à balancier ou un élévateur hydraulique. Figure 2.13

Le cycle de pompage peut s'analyser comme suit : Pendant la course montante du piston, le clapet du piston ou clapet mobile (travelling valve) est fermé, la colonne de liquide correspondant à la course va être évacuée en surface tandis que, soulagée du poids du fluide, la pression de la couche peut alors ouvrir le clapet de pied ou clapet fixe (standing valve) et permettre ainsi le remplissage du corps de pompe (barrel) par l'effluent.



Source: The Robert Gordon University 2009

Figure 2-13: Système de pompage aux tiges

## 2.7. Pompe centrifuge immergée "Electric Submersible Pumps ESP"

Principe :

La pompe centrifuge est descendue à sa cote dans le casing, suspendu à l'extrémité du tubing de production. L'énergie électrique est acheminée au moteur par un câble déroulé et fixé par des colliers au tubing au fur et à mesure de la descente de celui-ci.

En surface, une tête de tubing spéciale munie de joints d'étanchéité permet la sortie du câble à l'extérieur vers une armoire de commande.

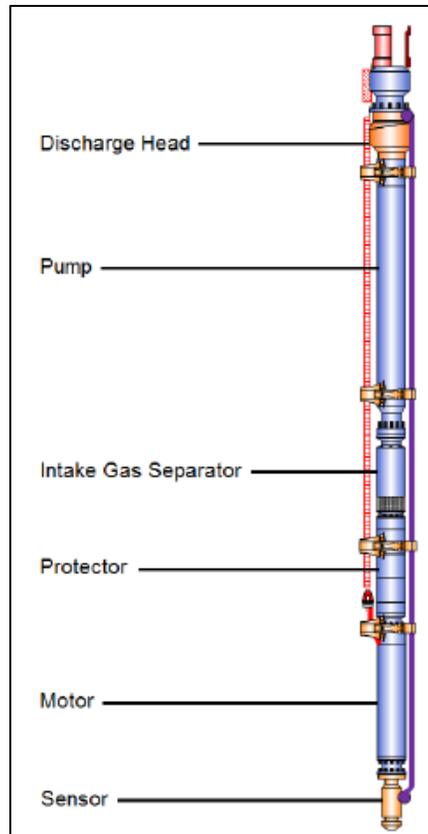
Une duse réglable permet d'ajuster l'écoulement en augmentant ou en diminuant la contrepression sur la pompe.

En cas de défaillance sur l'unité de fond, il convient de remonter l'ensemble tubing-pompe pour réparation.

### 2.7.1. Elément constitutifs de la pompe :

Schématiquement, la pompe en place dans le puits est composée, du bas vers le haut, de trois éléments principaux raccordés et alignés sur le même axe et qui sont :

- Le moteur électrique ;
- Le protecteur ;
- La pompe avec son dispositif d'aspiration.



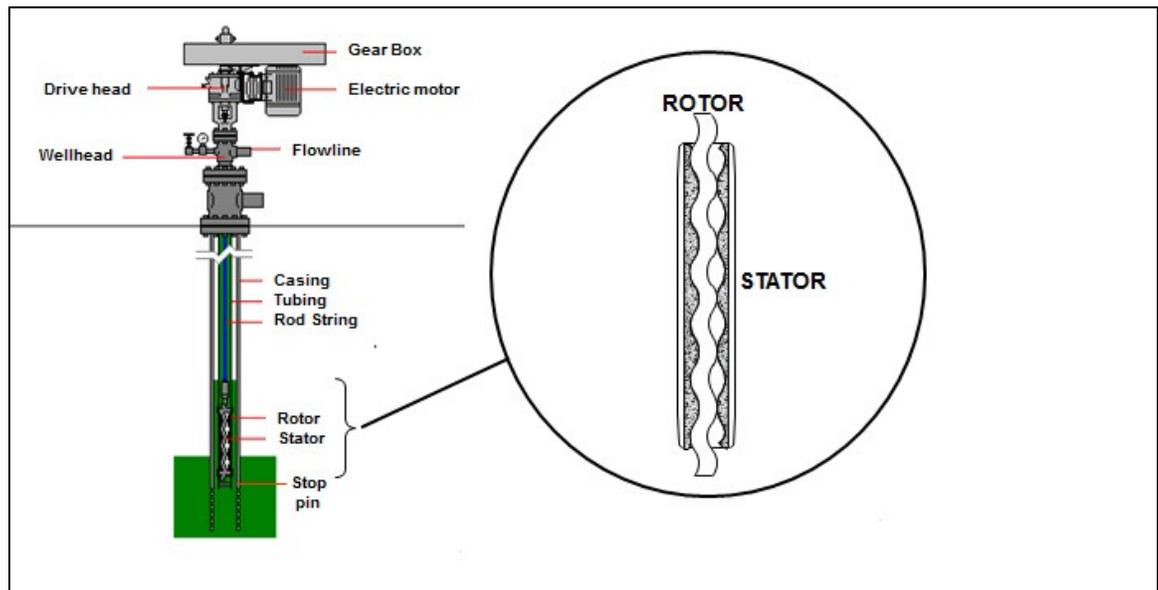
2-14: Figure Elément constitutif pompe ESP.

## 2.8. La pompe à moineau "Progressing Cavity Pump

PCP's" :

principe :

Ce type de pompes volumétriques à cavités progressantes est issu des travaux de l'ingénieur français René Moineau, en 1932.



Source: The Robert Gordon University 2009

**Figure 2-15: pompe à moineau "Progressing Cavity Pump PCP's"**

Son fonctionnement est le suivant:

- Un rotor composé d'une vis hélicoïdale en acier tourner à l'intérieur d'un stator en élastomère moulé et profile en double hélice interne ;
- La rotation va générer des cavités ou alvéoles progressant le long de l'axe, ce qui, dans le cas d'une pompe verticale, va entraîner le fluide de bas en haut avec un débit directement proportionnel à la vitesse de rotation de l'hélice.

Ce système est commercialisé aux Etats-Unis sous le nom de Moyno par Robbins and Meyer et il a été récemment développé en France sous le nom de Rodemip par PCM Vanves (France).

## **2.9. Les pompes hydraulique “Hydraulic pumps” :**

Le pompage hydraulique est une application du principe de Pascal qui nous montre que les liquides ne transmettent intégralement et en tout point, les variations de pression qu'ils reçoivent.

Le pompage hydraulique applique ce principe à l'activation des puits en transmettant, par un fluide moteur (power fluid), une pression générée en surface vers le fond d'un puits pour activer :

- Soit un piston moteur entraînant, par un mouvement alternatif, une pompe volumétrique à piston ;
- Soit un hydro-éjecteur (jet pump) équipé d'une duse débouchant sur un venturi, dans le but d'entraîner avec le fluide moteur, le fluide de la couche productrice ;
- Soit une turbo-pompe dans laquelle une turbine fait tourner une pompe centrifuge.

Le fluide moteur peut être, soit de l'huile du gisement lui-même, soit l'eau de gisement ou tout autre fluide compatible, en particulier une huile plus légère ou un fluide contenant des produits fluxant par exemple.

### **2.10. La pompe à piston :**

principe :

Schématiquement, la pompe hydraulique comporte deux pistons solidaires montées sur le même axe et se déplaçant chacun dans un corps de pompe.

Le piston supérieur sort de piston moteur. Il est activé par le fluide de puissance amené depuis la surface par un tubing d'alimentation. Un distributeur à tiroir permet l'envoi du fluide alternativement dans la chambre inférieure ou supérieure du cylindre moteur. Le piston pompe, solidaire du piston moteur, aspire l'effluent du puits et le refoule jusqu'en surface. La pompe, équipée de 4 clapets, est à double effet.

Il est à noter qu'un canal d'égalisation percé dans l'axe des pistons et débouchant dans une chambre fermée, située sous le corps de pompe inférieur permet à l'ensemble mobile d'être équilibré en pression.

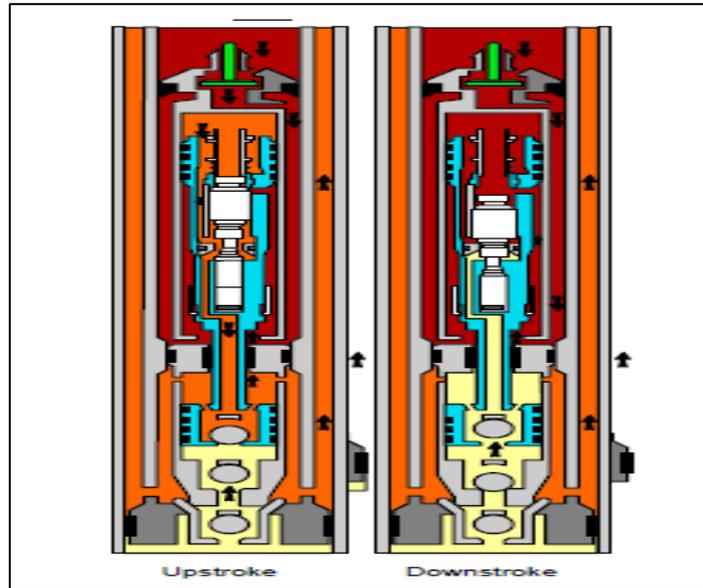
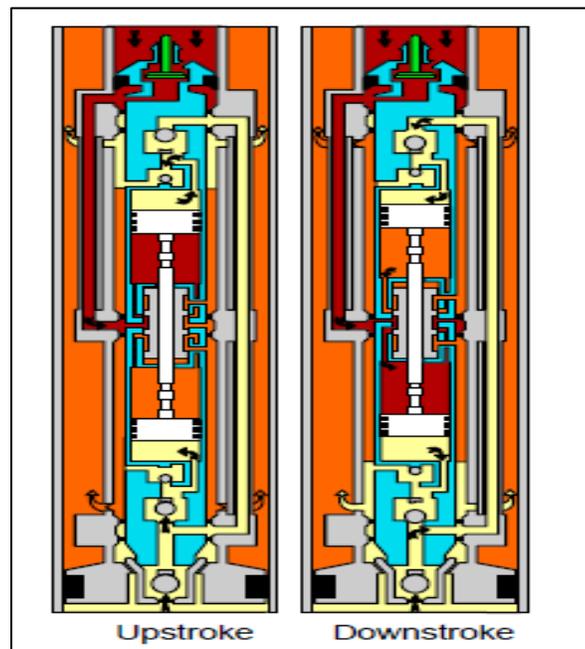


Figure 2-16: Pompe à piston simple effet



2-17: Pompe à piston à double effets.

## 2.11. Pompe à jet "jet pump" :

### principe :

Jet Pump est un dispositif simple. Elle fonctionne sur le principe de tube Venturi où le fluide moteur arrive sous forte pression à la duse (**Nozzle**). L'énergie de pression est alors transformée en énergie cinétique à la sortie de la duse, là où arrive aussi l'effluent à produire. Ce dernier est alors entraîné par la grande vitesse du fluide moteur. Les deux fluides mélangés arrivent alors dans la gorge (**Throat**) puis au diffuseur (**Diffuser**) qui transforme l'énergie cinétique du mélange « fluide moteur-effluent puits » en énergie de pression, ce qui permet la remontée commune de fluides jusqu'en surface. [7]

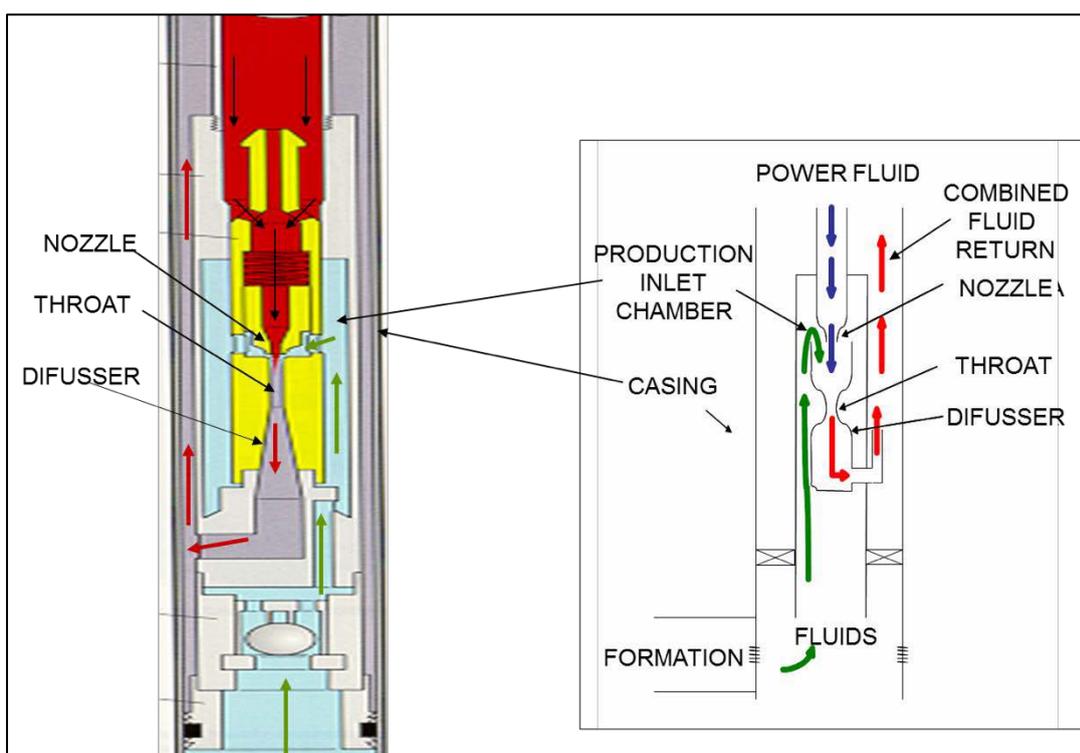


Figure 2-18 : Schéma de fonctionnement de système de jet pump.

## 2.12. Choix d'une méthode d'activation

### 2.12.1. Critères économiques :

Le problème qui se pose est de déterminer quel système d'activation permettra de récupérer l'huile plus rapidement (actualisation), quantité importante (récupération des réserves), et au moindre coût (rentabilité). Mais le coût global de l'activation (coût d'investissement et coût de fonctionnement) n'est pas facile à évaluer. Ainsi, en ce qui concerne l'investissement, s'il est relativement facile de prévoir le coût du matériel spécifique d'activation (pompe, unité de pompage, compresseur pour le gaz

lift, séparateur pour le autoboot ...), il est par contre beaucoup plus difficile d'évaluer la part de surcoût lié au procédé d'activation dans l'investissement initial.

En effet, par exemple, la complétion initiale du puits est conçue, lorsque cela est possible, en tenant compte de l'option d'activation des puits qui sera implantée plus tard.

En ce qui concerne le fonctionnement, si en cours d'exploitation, les frais directs d'exploitation et de maintenance du système d'activation peuvent être assez facilement isolés,

En effet, par exemple, les dépenses de l'énergie propre au procédé, d'activation suppose, au préalable, la connaissance du rendement énergétique du procédé, ce qui est loin d'être facile. De même, le coût de maintenance et de réparation des équipements est généralement basé sur des hypothèses fondées sur des statistiques (établies dans telle ou telle partie du monde ou sur tel ou tel gisement) qui n'est pas forcément représentatif pour le gisement considéré.

De plus, comme pour l'investissement, il n'est pas simple d'imputer les dépenses de traitement de la production valorisable (huile et gaz), ou non valorisable (eau, sable et sédiments). Ces traitements peuvent être influencés par le mode d'activation retenu. Ainsi certains procédés favorisent la formation d'émulsion, le moussage, ou facilitent l'injection de fond du puits d'inhibiteurs de corrosion, d'anti-émulsion,

### **2.12.2. Critères techniques :**

Le choix d'une méthode d'activation des puits demande au préalable d'étudier les différents procédés, et de déterminer lequel est le plus compatible avec les spécifications de production requise (débits, et pression en tête principalement), avec les contraintes dues au gisement et à son environnement.

#### **Le premier critère**

Il tient à la source d'énergie nécessaire au procédé, à sa disponibilité et à son coût d'accès.

#### **Le deuxième critère :**

Il est représenté par le couple des paramètres, hauteur de refoulement de la pompe ou profondeur d'injection du gas lift et débit liquide à produire, dont le produit représente la puissance utile à mettre en œuvre.

#### **Le troisième critère :**

Il tient compte l'ensemble des diverses contraintes d'exploitation qui proviennent notamment des facteurs suivants :

### **2.12.3. L'environnement général :**

L'état du site, les conditions climatiques, l'environnement industriel, ainsi que les normes de sécurité ...etc.

#### **2.12.4. L'infrastructure de surface et l'environnement immédiat :**

Le fait que les puits soient isolés, ou au contraire groupés, influe sur le choix du procédé d'activation ainsi que les équipements complémentaires de surface.

#### **2.12.5. L'architecture du puits :**

En particulier le profil du point, la profondeur du puits, la place disponible au voisinage de puits, le nombre de niveaux à produire séparément.

#### **2.12.6. Les caractéristiques de l'effluent à produire :**

Le pourcentage d'eau, la présence de gaz libre, la viscosité, la présence des constituants corrosifs, le sable.

#### **2.13. Prise de décision :**

En pratique, c'est à partir de tels critères quantitatifs, parfois difficiles à évaluer ou qui peuvent évoluer dans le temps qu'il faut effectuer le choix du procédé d'activation. Ce n'est pas facile et il faut faire attention à ne pas se laisser influencer à tort par son expérience passée, bonne ou mauvaise, de tel procédé : d'un gisement à un autre, de nombreux paramètres peuvent changer et les techniques progressent sans arrêt. Compte tenu des incertitudes (futurs performances du gisement,..), et en particulier si le gisement nécessite une activation dès le départ, un système temporaire peut être sélectionné, attention alors à ce qu'il ne devienne permanent pas permanent sans avoir été réévalué !



- le gaz injecter pour stimuler la production du puits vient du séparateur .
- le reste du gaz est mélangé et exporté avec l'huile et l'eau.

### **3.3. Les Principaux paramètres d'AutoBoost :**

#### **3.3.1. Pression en tête du puits (Well head pressure) :**

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

#### **3.3.2. Pression du gaz injecté :**

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en "single point" ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits (to kick off the well). De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits. Ce sera le cas si le gaz provient d'un champ à gaz sur le déclin ou s'il sort de compresseur de moins en moins performants.

#### **3.3.3. Profondeur de l'injection du gaz :**

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP forts. De même, une part importante de la production possible d'un puits peut être perdue si le gaz est injecté à partir d'une vanne de décharge fuyarde au lieu de la vanne opératrice (operating valve). Certaines complétions sont équipées d'un packer avec by-pass pour permettre au gaz de descendre le plus près possible du réservoir.

#### **3.3.4. IP important et effet de Skin (high PI and Skin effect) :**

La production d'un puits dépend directement du "draw-down" appliqué à la couche et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par gas-lift réduit cette pression comme le font toutes les méthodes d'activation. L'effet est flagrant dans les puits à grands IP où le gas-lift permet des débits spectaculaires que les autres modes d'activation ne peuvent amener. On appelle "effet de skin" l'endommagement des premiers centimètres du réservoir.

L'effet de peau (skin) a pour effet direct de réduire la production du puits et doit être combattu par un des nombreux procédés connus tels que l'acidification, la re-perforation, etc

### **3.4. Les avantages de la technologie d'AutoBoost :**

- la facilité de maintenance
- "Self powered " on utilisant le gas.
- éviter les grands investiments pour lié les puits loin au reseau du gas lift .

- Facilité de mobilisation, d'installation et de démobilisation.
- Bien adapté aux puits a un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- Équipement du puits simple et vannes Gaz-lift récupérables au câble.
- possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir remonté le tubing.
- Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.

### 3.4.1. Spécifications du package AutoBoost :

| Parameter                                | Units                     | AutoBoost Package Specifications         |
|--|---------------------------|--|
| Oil Flow                                 | m <sup>3</sup> /hr (BOPD) | Up to 11 m <sup>3</sup> /hr (1660 BOPD)  |
| Water Flow                               | m <sup>3</sup> /hr (BWPD) | Up to 4.25 m <sup>3</sup> /hr (640 BWPD) |
| Gas Export Flowrate @ 50 Barg without GL | Sm <sup>3</sup> /day      | 35,000                                   |
| Gas Injection Pressure                   | Barg (max)                | 160                                      |
| Suction Pressure                         | Barg                      | 3 to 15                                  |
| Suction Temperature                      | °C                        | 5 to 60                                  |
| Gas molecular weight                     | kg/kmol                   | 18 to 25.5                               |
| Oil Density                              | kg/m <sup>3</sup>         | 800                                      |

Tableau 3.1 :spécifications d'AutoBoost. [9]

### 3.5. Critères de sélection des puits :

La technologie d'AutoBoost exige plusieurs critères pour être appliqué come méthode d'activation de puits , ces critères sont les suivants :

- La pression de tête (wellhead ) idéale de la tête de puits est de 7 à 15 barg .
- La pression minimale requise à la tête de puits est de 4 barg.
- Idéalement, les puits doivent être équipés d'équipement de gas lift , mais si ce n'est pas le cas, ces équipements peuvent être ajoutées facilement à l'aide de "coiled tubing " .
- Le débit de gas doit être supérieur a 4500 m<sup>3</sup>/day .
- Applicable dans le puits ou le casing est en bon état .

### 3.5.2. Utilisation d'AutoBoost dans le champ Hassi Messaoud :

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi Messaoud en gas-lift a été décidée pour les raisons essentielles suivantes :

| Well Candidates for AutoBoost Project Based on Sonatarch Average Well Testing History- March 2020 |               |           |             |                |                        |                        |                  |                                  |                                  |                                  |                                    |               |               |    |
|---|---------------|-----------|-------------|----------------|------------------------|------------------------|------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------------|---------------|---------------|----|
| Well Name   | Well Location | Well Type | Well Status | Choke size, mm | Wellhead Pressure, bar | Flowline Pressure, bar | $\Delta P$ , bar | Oil Flowrate m <sup>3</sup> /hr. | Gas Flowrate m <sup>3</sup> /hr. | Gas Flowrate m <sup>3</sup> /day | Water Flowrate m <sup>3</sup> /hr. | CCE Available | Gas Lift Plan |    |
| RDC6  | Des études    | SIS       | Open        | 9              | 17                     | 10                     | 7                | 2,30                             | 269                              | 6456                             | 0                                  | Yes           | No            |    |
| RDC8  |               |           | Open        | 9,5            | 17                     | 11                     | 6                | 1,90                             | 287                              | 6888                             | 0                                  | No            | No            |    |
| MDZ729  |               |           | Open        | 9              | 24                     | 21                     | 3                | 3,80                             | 581                              | 13944                            | 0                                  | No            | No            |    |
| MD641   |               |           | Open        | 10,5           | 22                     | 17                     | 5                | 2,40                             | 396                              | 9504                             | 0                                  | Yes           | yes           |    |
| MD726   |               |           | EPF-W2A'    | Open           | 9                      | 30                     | 12               | 18                               | 3,00                             | 397                              | 9528                               | 0,3           | No            | No |
| OMJ33   |               |           | OMJ82       | Open           | 9                      | 21                     | 10               | 11                               | 2,90                             | 250                              | 6000                               | 0             | No            | No |
| RDC14   |               |           | EPF-RDC     | Closed         | 9                      | 26                     | 11               | 15                               | 2,40                             | 355                              | 8520                               | 0             | No            | No |

Tableau 3.2: les puits candidats au AutoBoost

### 3.6. Proposition de complétion AutoBoost :

Après cette phase expérimentale, plusieurs études ont été menées en collaboration avec des sociétés spécialisées dans la construction d'équipement de gaz-lift afin de mettre une complétion plus adaptée aux puits de Hassi Messaoud. Cette complétion doit répondre aux exigences suivantes:

- Faire produire les puits à faible pression de gisement ;
- Permettre une injection d'eau de dessalage ;
- Protéger le tubage 7" au droit du LD2;
- Permettre le nettoyage et stimulation du puits ;
- Permettre une exécution aisée des travaux wire line ;
- Faciliter les opérations en cas de work over.

### **3.7. Les types de Complétions à Hassi Messaoud :**

Actuellement dans le champ de Hassi Messaoud on a Cinq types de complétion gas-lift , ces les meme types de complétion qui vont être utilisés dans le cas d'AutoBoost :

#### **3.7.1. Complétion Concentrique :**

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant.

Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général réalisé grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial 4"1/2.

#### **3.7.2. Complétion Téléscopique :**

On utilise cette complétion dans les puits salé on injecte le gaz lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8) et linjection de l'eau à travers le CCE, et la production d'huile a travers l'espace annulaire (2"7/8 et CCE).

Exemple : MD140 – OMK27 – MD57.

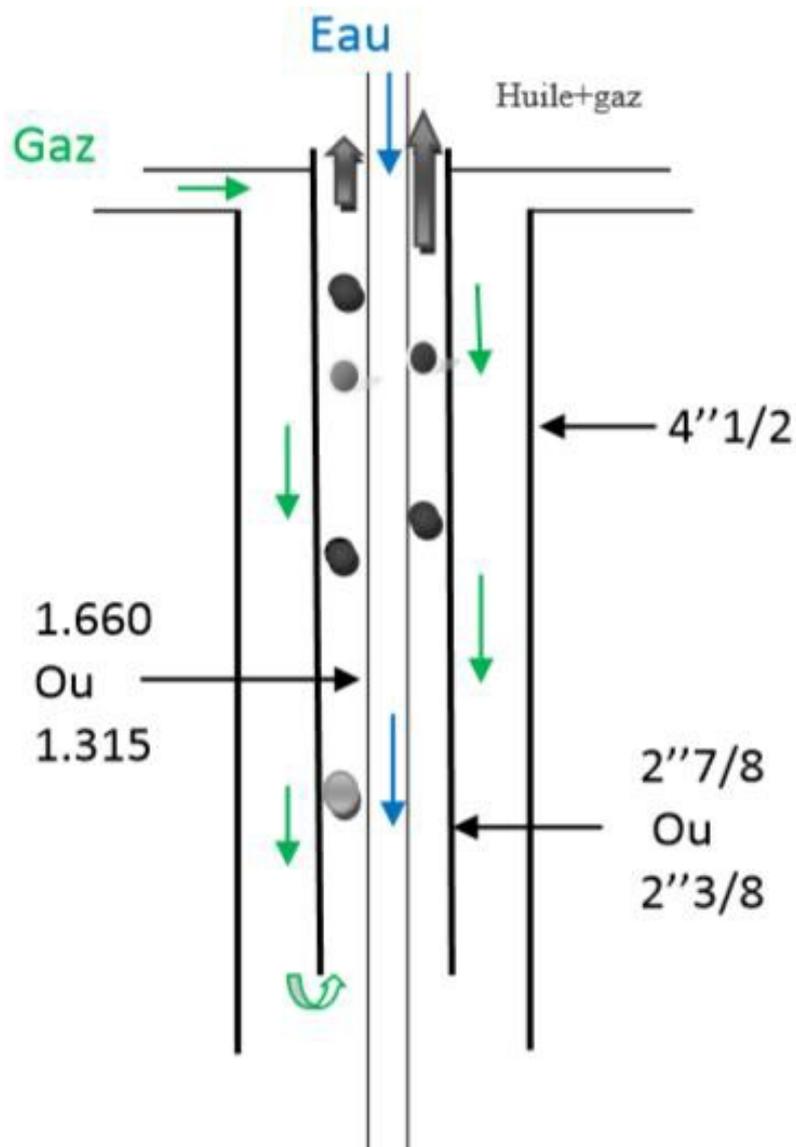


Figure 3.2 : Complétion Téléscopique.

### 3.7.3. Complétion chemisage :

Dans cette complétion on descende un tubing 2"7/8 dans le tubing 4"1/2 et l'injection de gaz-lift à travers l'espace annulaire (4"1/2 et 2"7/8 ) et la production d'huile dans le tubing 2"7/8.

Exemple : MD273 – MD477 – ONM61

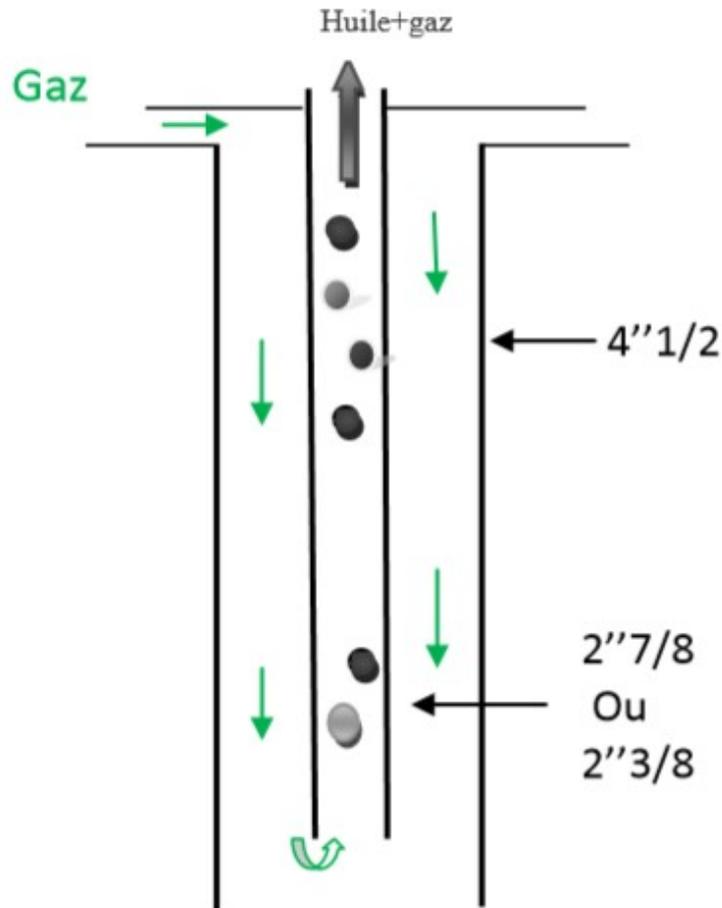


Figure 3-3 : Complétion chemisage.

#### 3.7.4. Complétion Tubing punché :

On utilise cette complétion dans les puits qui n'ont pas de risque au niveau du zone LD2, on Perfore du tubing 4"1/2 et on injecte le Gaz-lift à travers l'espace annulaire (7" et 4"1/2) et donc la production à travers le tubing 4"1/2.

Exemple : MDZ510 – MDZ625 – OMKZ442.

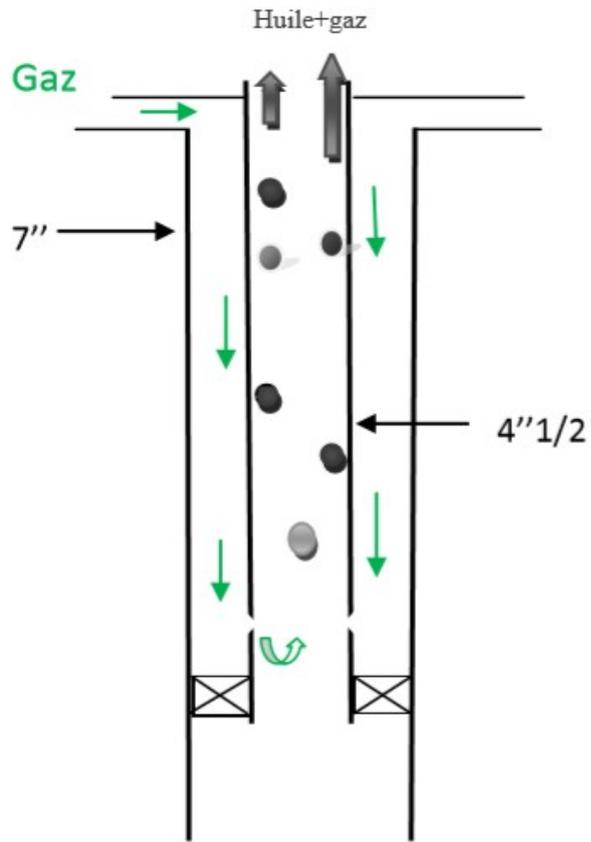


Figure 3-4 : Complétion Tubing punché.

# Chapitre 4 : Optimisation d'AutoBoost

## 4.1. Introduction :

L'objectif de l'injection du gaz est de diminuer la densité des fluides ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnelles dans le tubing. Mais cette injection va augmenter les pertes de charges dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum des pertes de charges total et un débit optimal

Un excès de gaz peut causer une perte de production d'huile car si on injecte un très grand débit de gaz, le gaz va freiner le fluide provenant de la formation à cause des pertes de charges, ce qui se concrétisera par une diminution souvent importante du débit d'huile produite.

La détermination du  $Q_{ginj}$  optimum dépend essentiellement des pertes de charge en écoulement dans la colonne de production qui ont une double origine :

- Pertes de charge par gravité dues au poids de fluide.
- Pertes de charge par friction de l'effluent avec les parois de la colonne et par frottements des fluides les uns aux autres.

A partir de la figure ci-dessous, on constate que les pertes de charge totale passe par un minimum, la perte de charge due au poids de fluide décroît en fonction du débit de gaz alors que la perte de charge par friction augmente.

Le minimum des pertes de charge totale correspondra à un  $Q_{ginj}$  optimum, si on fait augmenter la quantité de gaz injectée, nous aurions une augmentation des pertes de charge totale et une diminution de la production.

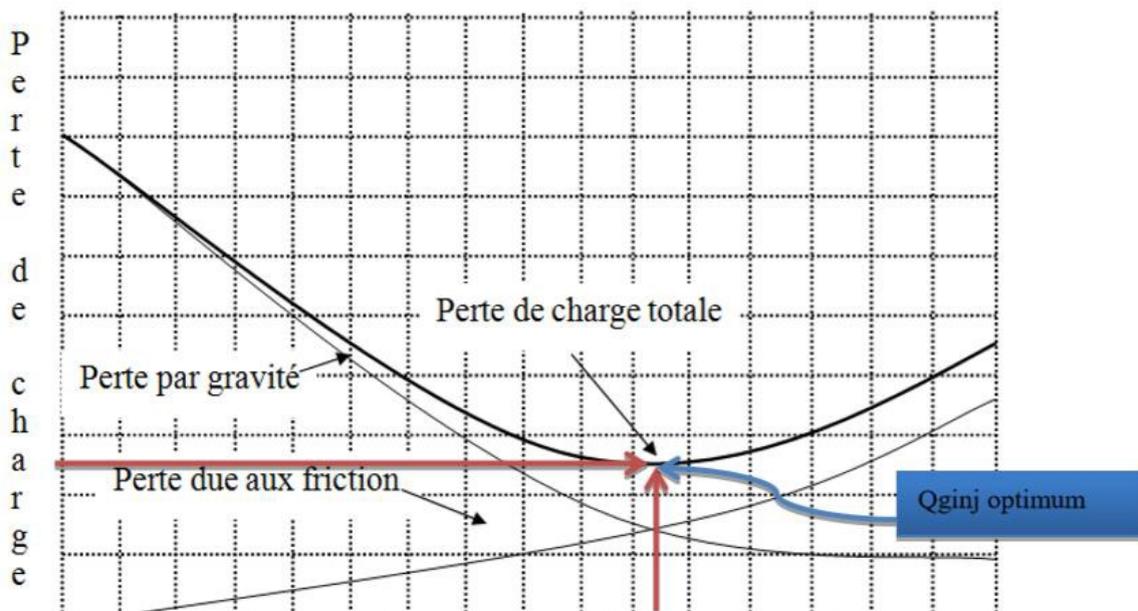


Figure 4-1 Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz.

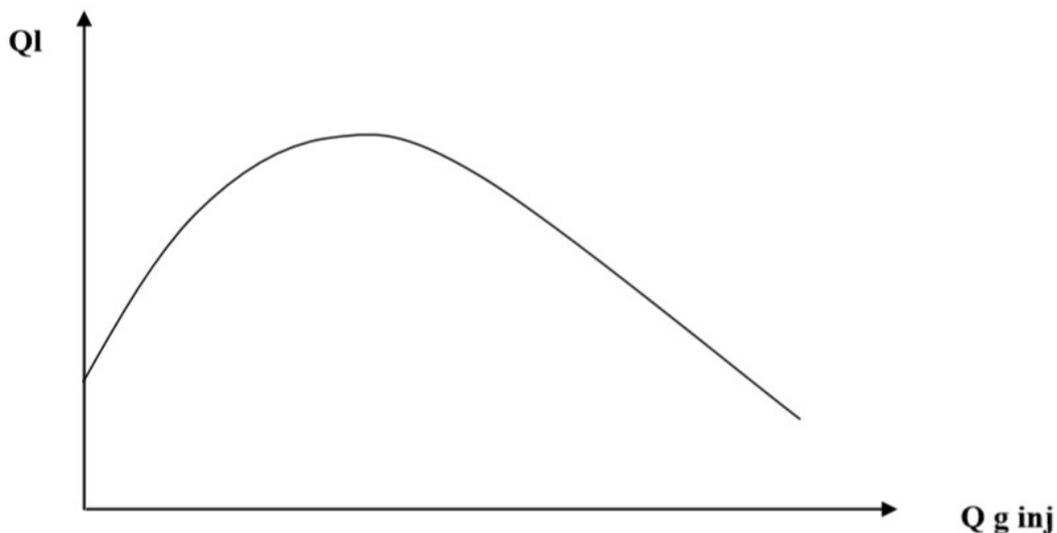
## 4.2. Procédure d'optimisation :

Le débit maximal d'un puits en gaz-lift est en fonction:

- Des caractéristiques du réservoir (IPR) .
- Des caractéristiques de l'installation d'AutoBoost

Dans l'optimisation d'un puits en AutoBoost , on va chercher à évaluer le débit de gaz qu'on doit injecter pour avoir le maximum de production, c'est-à-dire le débit optimal.

Le débit optimal peut être tiré d'un graphe de débit de production en fonction de débit de gaz d'injection, il représente le point optimum au-delà duquel l'augmentation du débit d'injection revient à diminuer la production. Cette courbe est appelée la courbe de GAUSSE.



**Figure 4-2 : Courbe de GAUSSE.**

L'objectif donc est de tracer la courbe de GAUSSE de puits à optimiser, Pour cela on va suivre les étapes suivantes :

### 4.2.1. Courbe IPR (INFLOW) :

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour  $P_b < P_{wf}$  .
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour  $P_r < P_b$  .
- l'équation d'écoulement combiné DARCY et VOGEL pour :  $P_{wf} < P_b < P_r$  .

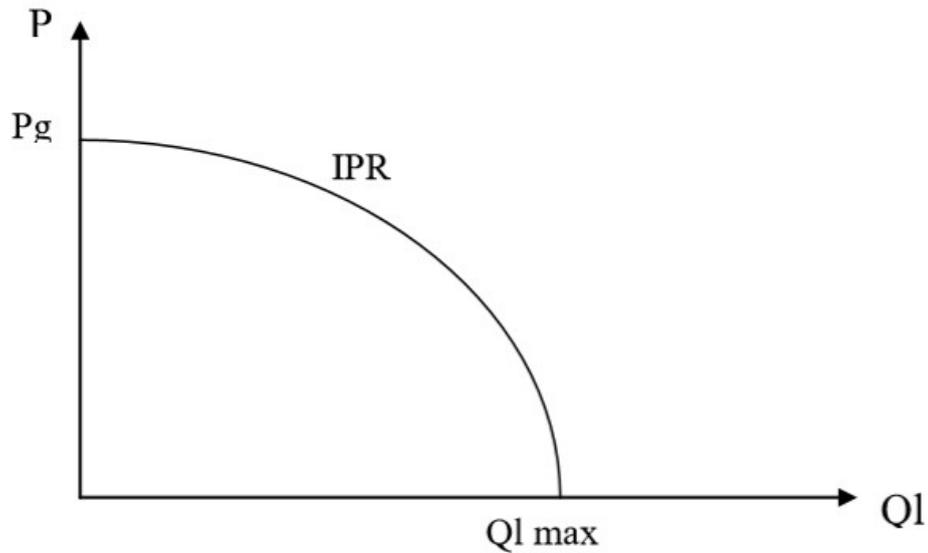


Figure 4-3 : Courbe de l'IPR (INFLOW).

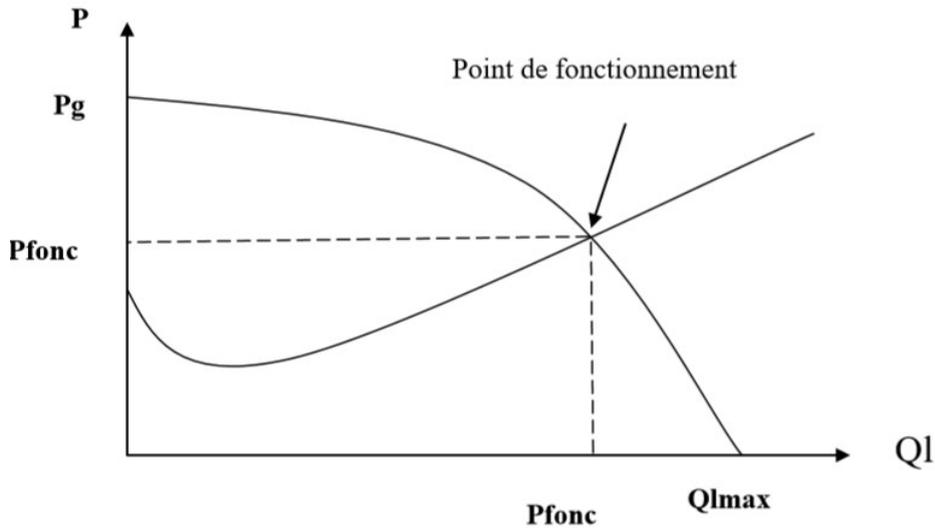
**a) Courbe TPC( OUTFLOW ) :**

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit.

Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PEPESIM on a :

- la corrélation de Poetmann & Carpenter.
- la corrélation de Fanher & Brown.
- la corrélation de Hagedorn & Brown .
- la corrélation de Beggs & Brill.

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats qui sont proches de ceux qui sont mesurés.

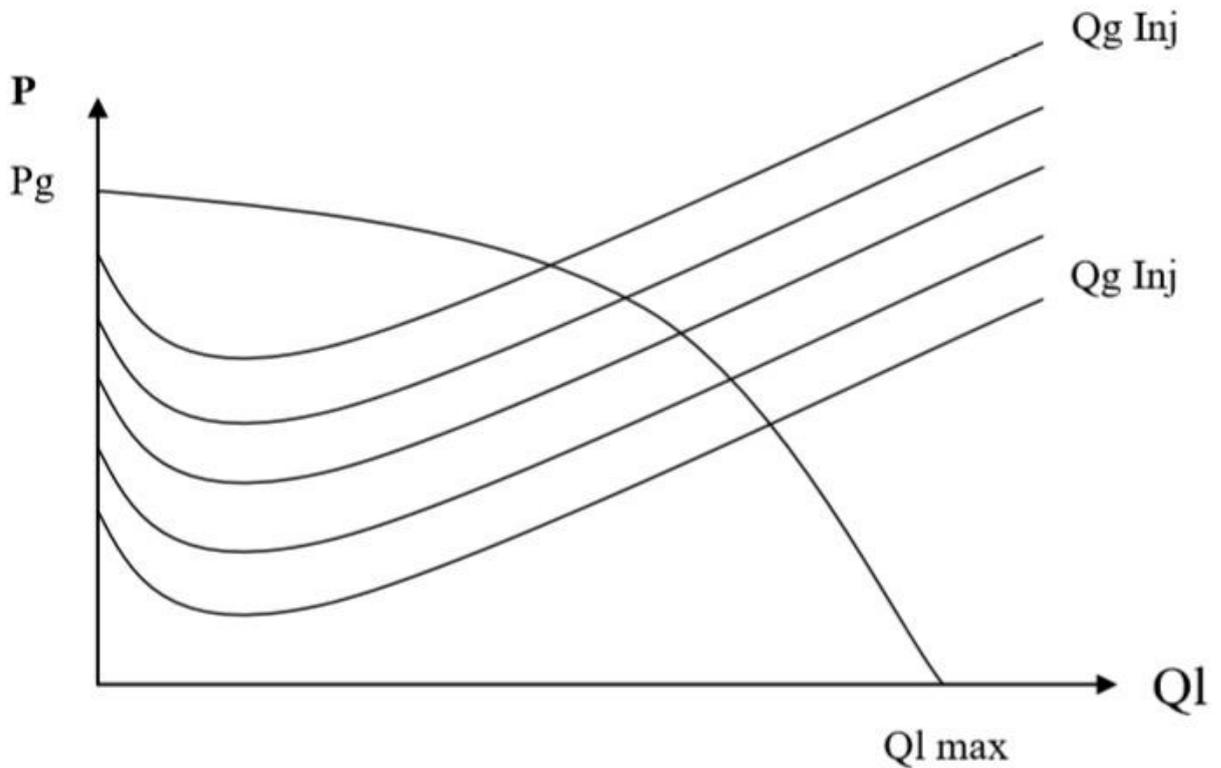


**Figure 4-4 : Courbe de l'Inflow et l'Outflow.**

Le point d'intersection des deux courbes (IPR), (TPC) sur un même graphe donne le point de fonctionnement du puits. A ce point, le débit de formation est égal au débit de production, c'est un débit optimal pour une quantité de gaz injectée optimale.

**b) Construire les autres courbes de (TPC) :**

Choisir d'autres débits d'injection et à chaque fois, tracer la courbe TPC correspondante comme précédemment. On obtient alors le schéma suivant :



**Figure 4-5 : Courbe de différente débit de gaz injecter**

### c) Courbe de Gausse :

Relevons les débits liquide  $Q_L$  correspondants à tous les points de fonctionnement et on les porte sur un graphe  $Q_L = f(Q_{ginj})$ , puis relient ces points pour obtenir la courbe de Gausse.

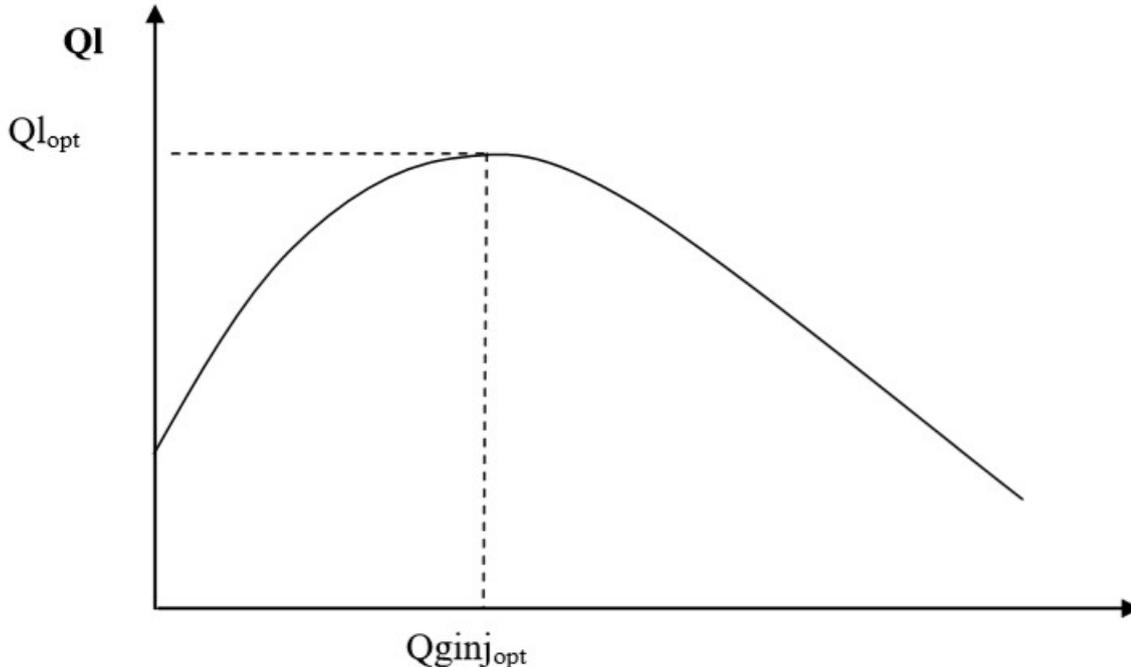


Figure 4-6 : Courbe de Performance du Gaz lift

### 4.3. Aperçu sur le logiciel PIPESIM :

Le logiciel **PIPESIM** est un outil informatique créé par Schlumberger utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- optimiser la production.
- améliorer les performances des puits.

Avec le PIPESIM nous pouvons :

- analyser le système de production
- déterminer les gradients de pression
- optimiser le gaz-lift

Le **PIPESIM** englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

#### 4.3.1. Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM :

A partir de la DATA BANK, on prend les résultats des différents tests et jaugeages faits sur les puits choisis, et les données techniques de ces puits.

Les données nécessaires à partir :

- Du jaugeage : débit d'huile, Water cut, GOR, Pression de tête, diamètre de la duse .
- Du well test (build up) : Pression et température de réservoir, Pression de fond dynamique, pression de tête, index de productivité, débit d'huile, diamètre de la duse .
- De la fiche technique (complétion du puits) :
  - les côtes (tubing, casing, concentrique,...)
  - MD, KOP, VS, TVD, Angle de déviation.
  - Diamètre intérieur et extérieur du tubing.
  - Rugosité
- Des données PVT : Rs (GOR de dissolution), Pression de bulle, densité de l'huile et de gaz.

#### **4.3.2. Exemple de calcul :**

Le puits RDC14 est un producteur d'huile, foré en 09/05/2014 dans le cadre du développement de la zone HZP du champ de HMD.

Le puits a été mis en état " Closed " le 03/08/2019 , Sa PG est (212 kg/cm<sup>2</sup>).

#### 4.4. L'historique du puits RDC14 :

(source data base de sonatrach )

##### L'historique d'eau récupérée :

Depuis le 1<sup>er</sup> jour de production , le puits RDC14 a un taux de récupération d'eau nul ( water cut = 0 % ).

##### 4.4.1. L'historique de production d'huile et de gaz :

L'historique de production du puits, plus le GOR ( Gas oil ratio ) sont représenter dans le diagramme suivant :

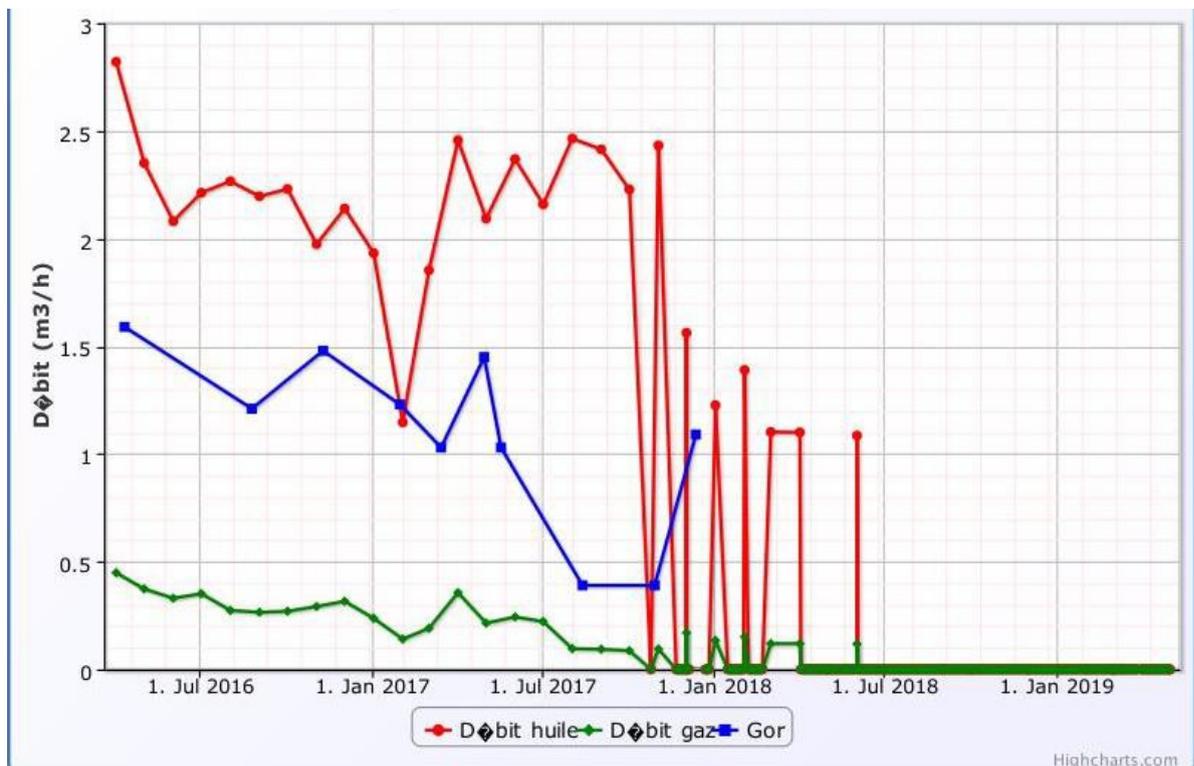


Figure 4-8 : diagramme des debit d'huile , de gas et le GOR.

**Les dernières opérations et mesures du puits RDC14 :**

| Test     | Date       | PG                    | PFD                   | PT                    | Debit |      | IP   | HKP | HKL | HKL<br>(Hw *<br>Kyz) | Skin | Duse | Remarque  |
|----------|------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------|------|------|-----|-----|----------------------|------|------|---|
|          |            | (kg/cm <sup>2</sup> ) | (kg/cm <sup>2</sup> ) | (kg/cm <sup>2</sup> ) | (m/h) |      |      |     |     |                      |      |      |   |
| DST      | 02/05/2014 | 208.25                | 183.57                | 30.5                  | Huile | 3.17 | .148 | --  | -   | 109                  | -2.4 | 9.53 | DST/TCP, reservoir Trias (Gres RDC), test a TD 3793 m, PG@-3570 m, PFD@-3520 m. |
| PFD      | 19/10/2016 | Null                  | 168.3                 | 23.48                 | Huile | 1.98 | --   | --  | -   | -                    | -    | 9    | <a href="#">PFD@-3491.54m</a>   |
| PFS      | 21/04/2018 | 190.84                | --                    | 1.03                  | --    | --   | --   | --  | -   | -                    | -    | -    | La colonne contient de l'huile  |
| PFS      | 28/05/2019 | 193                   | --                    | 1.03                  | --    | --   | --   | --  | -   | -                    | -    | -    | la colonne remplie d'huile, le niveau statique à 805m.                          |
| BUILD UP | 26/07/2019 | 189.64                | 144.9                 | 52                    | Huile | 3.36 | .076 | --  | -   | -                    | -    | 9    | BU N°1: Mesure perturbée ininterprétable, Pg@-3750m, PFD@-3482.2m (Abs).        |

Tableau.4.1 : Dernier test de Puits RDC14.

| Date Mesure | Diam. Duse (mm) | Unité Sépar. | Débit (m <sup>3</sup> /h) |         | GOR | Pression (kg/cm <sup>2</sup> ) |             |               | Temp. Huile (°C) | Débit Eau (l/h) |          |
|-------------|-----------------|--------------|---------------------------|---------|-----|--------------------------------|-------------|---------------|------------------|-----------------|----------|
|             |                 |              | Huile                     | Gaz     |     | Press. Tete                    | Press. Pipe | Press. Separ. |                  | Récupéré e      | Injectée |
| 12/07/2017  | 9               | 600          | 2.37                      | 92.51   | 39  | 21                             | 13.5        | 3.06          | 29               | 0               | 0        |
| 28/09/2017  | 9               | -            | 2.38                      | 91.57   | 39  | 21.8                           | 9.4         | 3.06          | 25               | 0               | 0        |
| 11/11/2017  | 9               | -            | 1.81                      | 197.95  | 109 | 16.1                           | 8.7         | 2.96          | 10               | 0               | 0        |
| 21/07/2019  | 9               | -            | 3.36                      | 1320.67 | 393 | 52                             | 8           | 3.87          | 27               | 0               | 0        |

Tableau.4.2 Dernier Jaugeages de Puits RDC14

#### 4.5. Performance du puits RDC14 :

On a introduit les données de Build Up et de jaugeage du puits RDC14 dans le logiciel pour déterminer le point de fonctionnement de system ( $Q_o, P_{wf}$ ).

Les données PVT essentielles sont :

- Température de gisement T (C°) = 118.
- Densité moyenne d'huile, API = 43.
- Densité de gaz  $d_g = 0.7$
- $R_s$  (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) = 180.7
- $P_b$  (kg/cm<sup>2</sup>) = 213
- GOR (m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) = 100

##### 4.5.1. Calage du dernier Well Test (BU de 26/07/2019) :

Le puits est en état "closed", donc ils ont fait un liftage avec le N<sub>2</sub>(dinitrogen) on utilisant le coiled tubing .

**Pour l'Outflow :**

- $Q_{huile} = 3.36$  m<sup>3</sup>/h,
- $P_{tête} = 52$  kg/cm<sup>2</sup>,
- Température tête = 25°C,
- La corrélation de Hagedorn & Brown pour l'écoulement vertical (friction factor =10 , holdup factor =0.5 ) ,
- Diamètre extérieur du Tubing et Liner : 4''1/2 de 0 à 3620 m
- (ID = 3.62 inches, roughness = 0.0254 mm)
- MD = 3784 m
- Diamètre de la duse = 9 mm

**Pour l'Inflow :**

- $P_g = 213$  kg/cm<sup>2</sup>,
- $P_{fd} = 151$  kg/cm<sup>2</sup>,

- $IP = 0.076 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kg}/\text{cm}^2 = 1.824 \text{ m}^3/\text{j}/\text{kg}/\text{cm}^2$ ,

Le calage est obtenu par la détermination de la valeur GOR , qui donne un point de fonctionnement qui correspondent au Qhuile et Pfd du Well test et donne les résultat suivant:

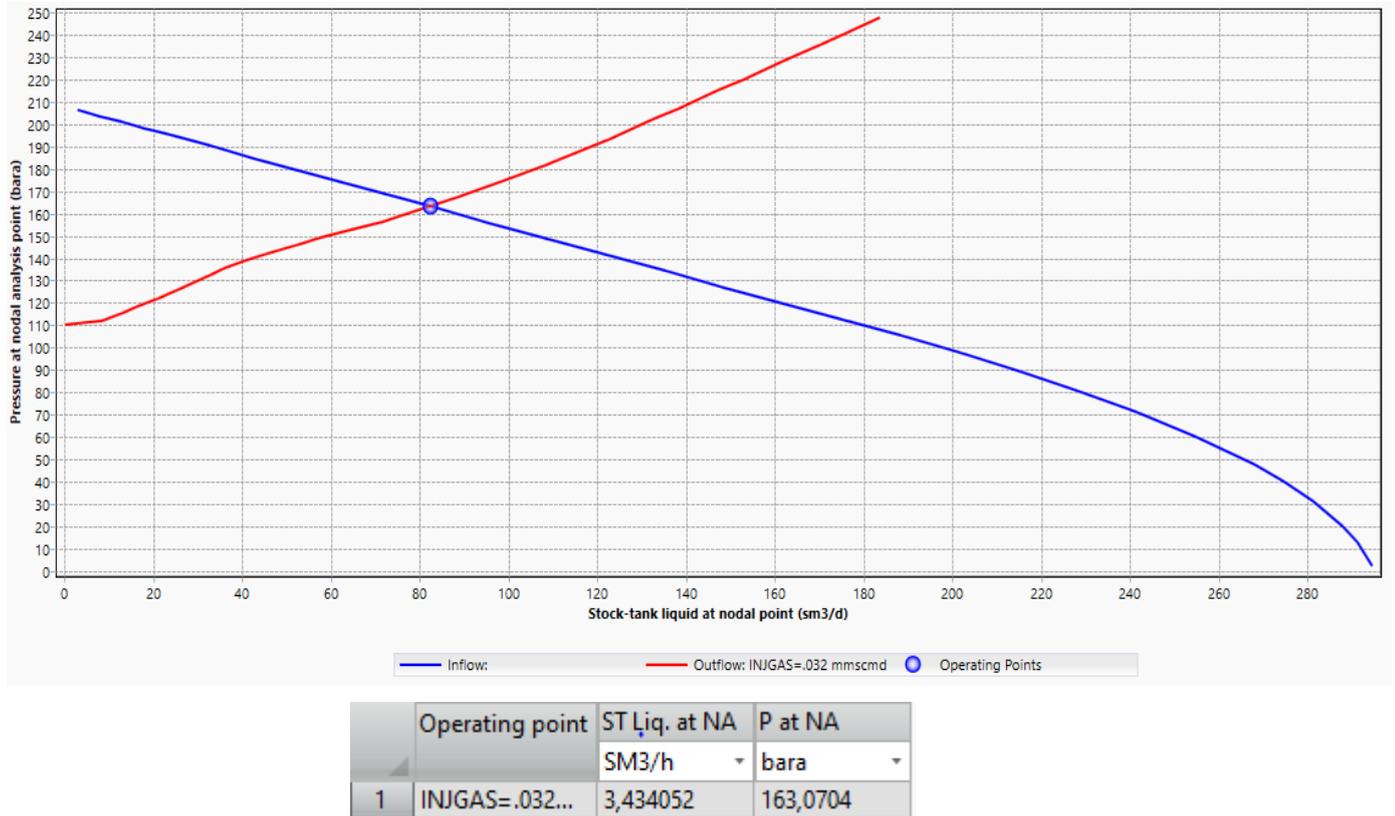


Figure 4-9 : L'Analyse Nodale du puits RDC14.

#### 4.5.2. La Performance d'AutoBoost du Puits RDC14 :

L'objectif de l'injection du gaz et de diminuer la densité des fluides ce qui va diminuer les pertes de charges gravitationnels dans le tubing, mais cette injection va augmenter les pertes de charges dues aux frottements, le but est d'optimiser le débit de gaz injecté pour avoir le minimum de pertes de charges gravitationnelles et en même temps le minimum des pertes de charges dues aux frottements des fluides sur les parois de tubing.

Dans notre étude la complétion est constituée d'un tubing de production 4''1/2 et d'un concentrique CCE 2''7/8 à l'intérieur du tubing (figure 3.2) .

L'écoulement de l'huile se fait par le Tubing\_CCE. A partir des résultats précédant, on peut tracer la courbe de performance du gaz-lift pour le puits RDC14

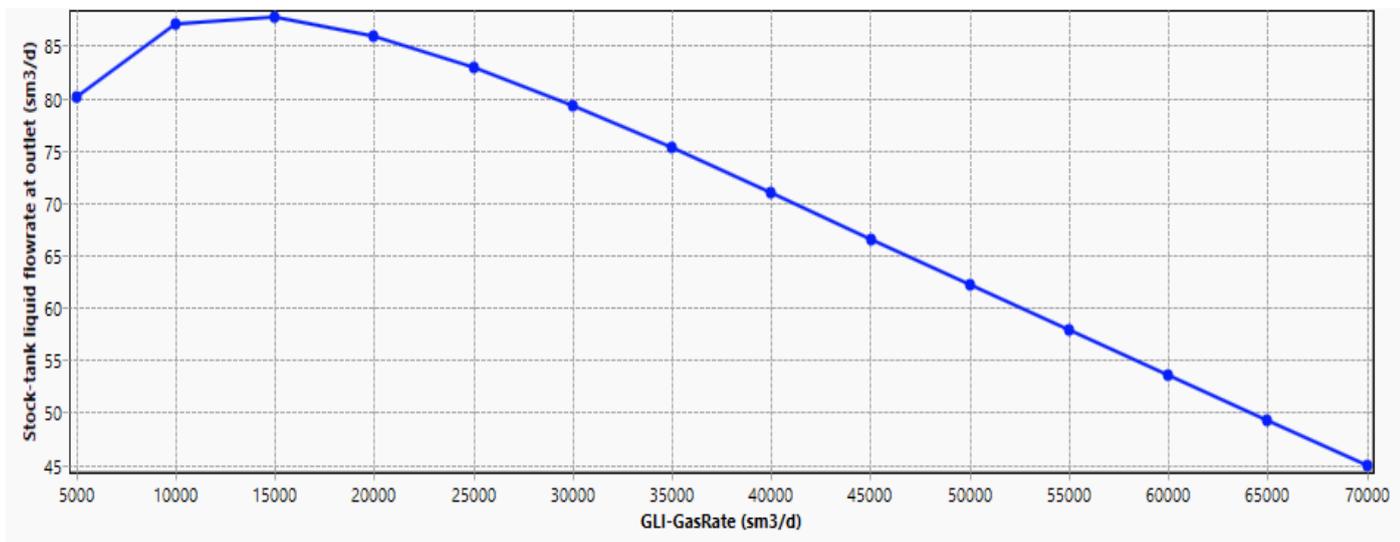


Figure 4-10 : La courbe de performance d'AutoBoost RDC14.

D'après cette courbe, on remarque que le débit d'injection du gaz optimum est de l'ordre de 15000 sm<sup>3</sup>/j, qui est correspond à un débit maximum d'huile de 87.01 sm<sup>3</sup>/d ( 3.62 sm<sup>3</sup>/h) , si on dépasse ce débit d'injection on aura une chute de production

#### 4.5.3. Comparaison avant et après l'optimisation :

Le puits RDC14 après l'optimisation a donné un gain d'huile produit est égale à 87.01sm<sup>3</sup>/d et avec un débit de gaz injecté est égale à 15000 sm<sup>3</sup>/d.

|                              | Avant l'optimisation | Après l'optimisation | Le gain      |
|------------------------------|----------------------|----------------------|--------------|
| <b>Qo (sm<sup>3</sup>/j)</b> | <b>0</b>             | <b>87.01</b>         | <b>87.01</b> |

Tableau 4.3 :Comparaison avant et après l'optimisation Puits RDC14.

#### 4.5.4. Résultats et discussion :

Le puits RDC14 est situé dans une zone confinée et déplétée, la pression actuelle est autour du 190 kg/cm<sup>2</sup>.

Et donc avant de faire l'optimisation sur ce puits il faut faire les étapes suivantes :

- Une Opération de CLEAN OUT pour nettoyage de fond de puits par l'unité de Coiled Tubing.
- Faire l'optimisation d'AutoBoost

Pour quoi faire cette opération avant l'optimisation?

On a en 29/03/2017 le jaugeage, il a donné un débit d'huile  $Q_o=1.99\text{m}^3/\text{h}$  ( IP est diminué)  
Après l'opération de nettoyage de fond, le débit d'huile monte a  $2.38\text{ m}^3/\text{h}$  (IP a augmenté) , et l'IP a l'état actuel est diminué donc il faut le nettoyage de fond pour augmenter l'IP pour donner un bon débit .

#### 4.6. Les paramètres influençant l'AutoBoost :

La production optimale d'un puits équipé autobost est susceptible de s'affecter par certains nombres des paramètres qui vont changer au cours du temps, ce changement provoque des perturbations dans la production est généralement une chute de celle-ci.

Parmi les paramètres les plus sensibles on peut citer :

- Diamètre extérieur de concentrique
- Pression d'injection du gas
- Le water cut
- Pression de gisement

##### 4.6.1. Influence du diamètre du concentrique :

Dans notre cas on va varier le diamètre extérieur du concentrique et enregistrer le débit maximal d'huile qui correspond à chaque diamètre afin d'évaluer l'influence du changement de diamètre sur la production :

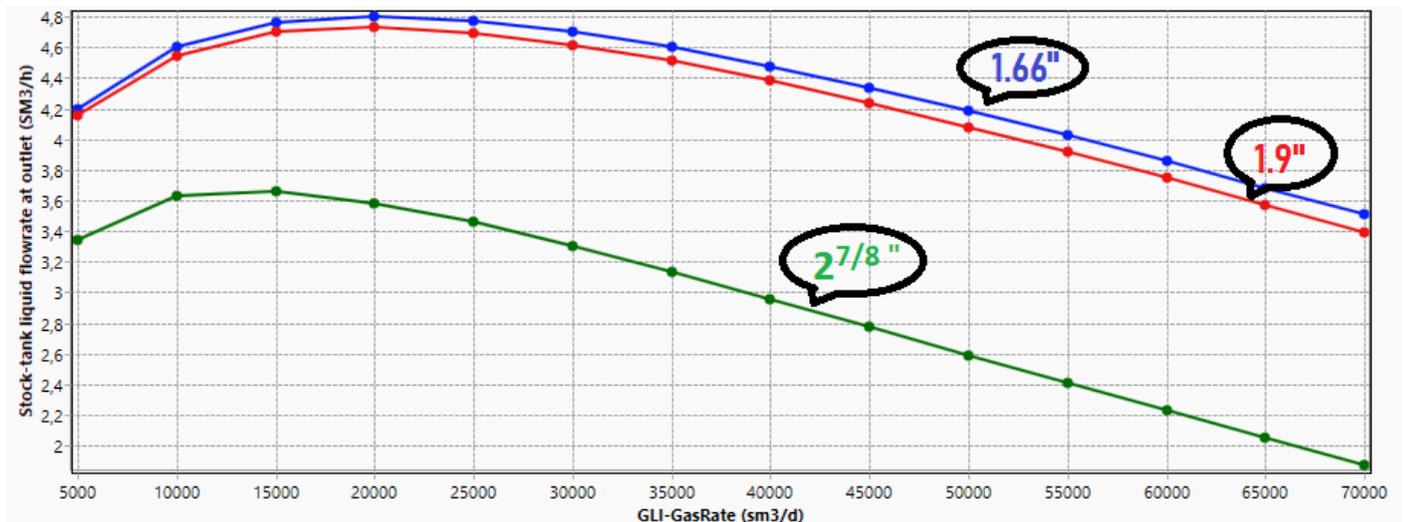


Figure 4-11 : L'influence des diamètres de CCE sur la Production AutoBoost.

D'après cette figure on remarque que la réduction de diamètre du concentrique fait augmenter la production par l'augmentation de la surface de production à partir de l'espace annulaire entre le tubing et le concentrique

Dans notre cas on est obligé d'utiliser un CCE avec un grand diamètre intérieur car le puits nécessite une surveillance et maintenance régulière et des opérations de grattage et de nettoyage périodique .

| Opérations effectuées Sur rdc14 |            |                    |                        |
|---------------------------------|------------|--------------------|------------------------|
| Date Début                      | Date Fin   | Opérations         | Sousopérations         |
| 14/09/2019                      | 14/09/2019 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 21/07/2019                      | 21/07/2019 | OPERATION SPECIALE | Liftage+Jaugeage       |
| 20/07/2019                      | 20/07/2019 | WIRELINE           | Mesure de pression SBU |
| 28/05/2019                      | 28/05/2019 | WIRELINE           | Mesure de pression PFS |
| 21/04/2018                      | 21/04/2018 | WIRELINE           | Mesure de pression PFS |
| 21/03/2018                      | 21/03/2018 | WIRELINE           | Controle               |
| 17/03/2018                      | 17/03/2018 | WIRELINE           | Controle               |
| 02/03/2018                      | 02/03/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 22/02/2018                      | 22/02/2018 | WIRELINE           | Controle               |
| 18/02/2018                      | 18/02/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 11/02/2018                      | 11/02/2018 | WIRELINE           | Controle               |
| 06/02/2018                      | 06/02/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 01/02/2018                      | 01/02/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 27/01/2018                      | 27/01/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 23/01/2018                      | 23/01/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 21/01/2018                      | 21/01/2018 | OPERATION SPECIALE | Clean Out              |
| 16/01/2018                      | 16/01/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 10/01/2018                      | 10/01/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 04/01/2018                      | 04/01/2018 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 31/12/2017                      | 31/12/2017 | OPERATION SPECIALE | Clean out + KO         |
| 26/12/2017                      | 26/12/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 20/12/2017                      | 20/12/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 16/12/2017                      | 16/12/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 08/12/2017                      | 08/12/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 04/12/2017                      | 04/12/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 30/11/2017                      | 30/11/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 26/11/2017                      | 26/11/2017 | OPERATION SPECIALE | CLEAN OUT              |
| 25/11/2017                      | 25/11/2017 | WIRELINE           | Controle               |
| 18/11/2017                      | 18/11/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 05/11/2017                      | 05/11/2017 | OPERATION SPECIALE | Kick Off après TRT N°2 |
| 02/11/2017                      | 02/11/2017 | OPERATION SPECIALE | Kick Off après TRT     |
| 01/11/2017                      | 01/11/2017 | OPERATION SPECIALE | Acide 2eme phase       |
| 31/10/2017                      | 31/10/2017 | OPERATION SPECIALE | Acide 1ere phase       |
| 23/10/2017                      | 23/10/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |
| 15/10/2017                      | 15/10/2017 | WIRELINE           | Grattage Controle      |

Tableau 4.4. Partie de l'historique des opérations effectuées sur le puits.

Le puits RDC14 est déjà équipé avec un CCE de diamètre extérieur de de 2 7/8" qui est grand suffisamment pour faire les opérations de nettoyage et de grattage .

| Nominal<br>(in) | OD<br>(in) | ID<br>(in) | Wgt/foot<br>(lb/ft) |
|-----------------|------------|------------|---------------------|
| 9.625           | 9.625      | 8.681      | 47                  |
| 7               | 7.000      | 6.366      | 23                  |
| 5               | 5.000      | 4.276      | 19.5                |
| 4.5             | 4.500      | 3.92       | 13.5                |
| 3.5             | 3.500      | 2.922      | 10.3                |
| 2 7/8           | 2.875      | 2.441      | 6.4                 |
| 2 3/8           | 2.375      | 1.995      | 4.7                 |
| 3 3/4           | 3.750      | 3.17       | 11.12               |
| 1.9             | 1.900      | 1.61       | 2.9                 |
| 1.660           | 1.660      | 1.38       | 2.4                 |
| 1.315           | 1.315      | 1.049      | 1.8                 |

Tableau 4.5 – CCE utiliser au niveau du puits RDC14.

#### 4.6.2. L'influence Water Cut (WC) sur la production AutoBoost :

Dans notre exemple de calcul sur le puits RDC14 , on a présenté le pourcentage d'eau est nul, mais au fur et a mesure de la production, on aura des entrées d'eau. Pour cela on fera un calcul prévisionnel des quantités de gaz à injecter pour différentes valeurs de WC.

Lors de l'augmentation du pourcentage d'eau, la colonne s'alourdit, donc la production chute ce qui nous oblige à injecter plus de gaz. Ensuite on fait une étude sur l'effet de l'évolution du water cut sur la production, les résultats sont exprimés sur la figure suivante :

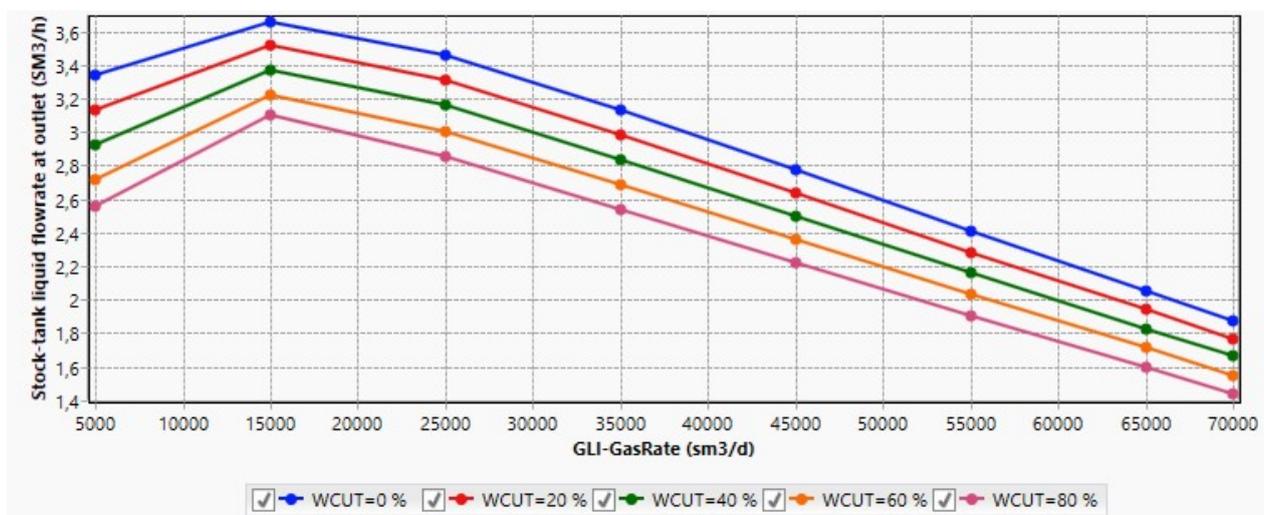


Figure 4-12 : L'évolution de Water cut sur la Production AutoBoost.

L'évolution du débit liquide en fonction de pourcentage d'eau est présentée sur la figure ci-dessous :

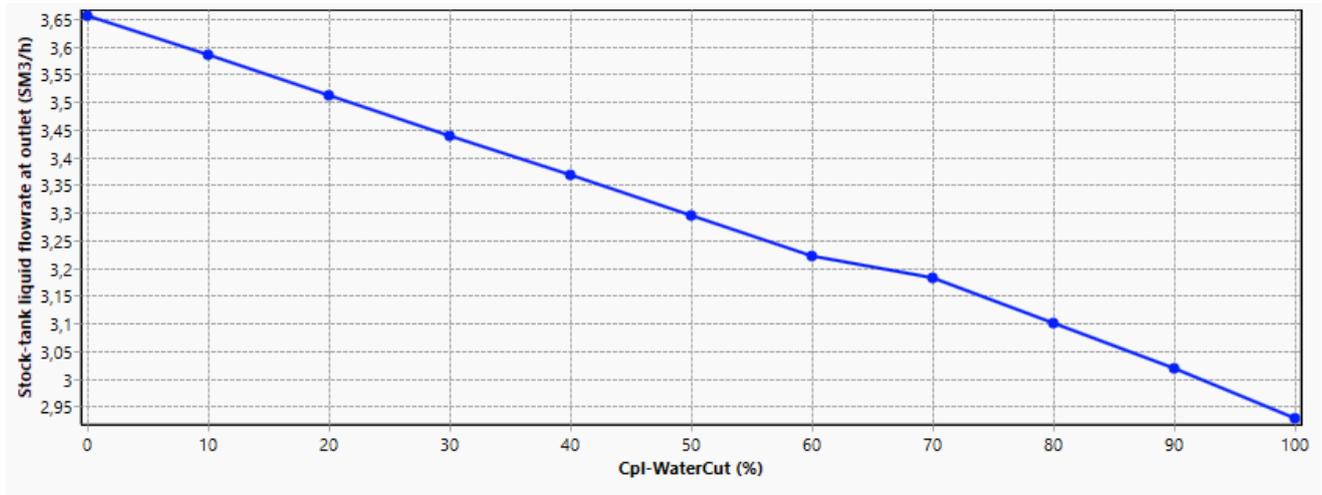


Figure 4-13 : L'influence de Water Cut sur la production AutoBoost du puits RDC14.

D'après cette figure on voit clairement que l'augmentation du water cut est inversement proportionnelle à la production, donc le water cut a un effet négatif, et pose un problème futur très sérieux.

#### 4.6.3. Influence de Gradient de la pression de gisement :

L'optimisation des puits en AutoBoost se fait en fonction de la pression du réservoir. Le gradient de cette dernière influe sur la production, puisqu'elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autre méthode de récupération.

Le graphe ci-dessous montre l'influence de la pression de gisement sur l'analyse de système de production :

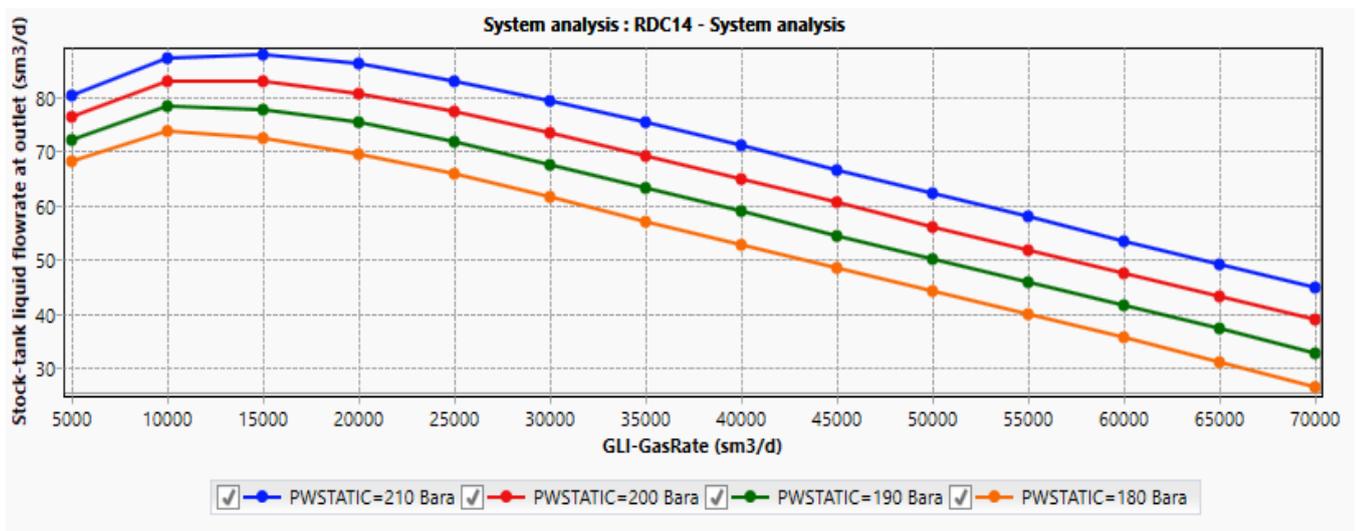


Figure 4-14 : L'évolution du Gradient de pression de gisement sur la production AutoBoost.

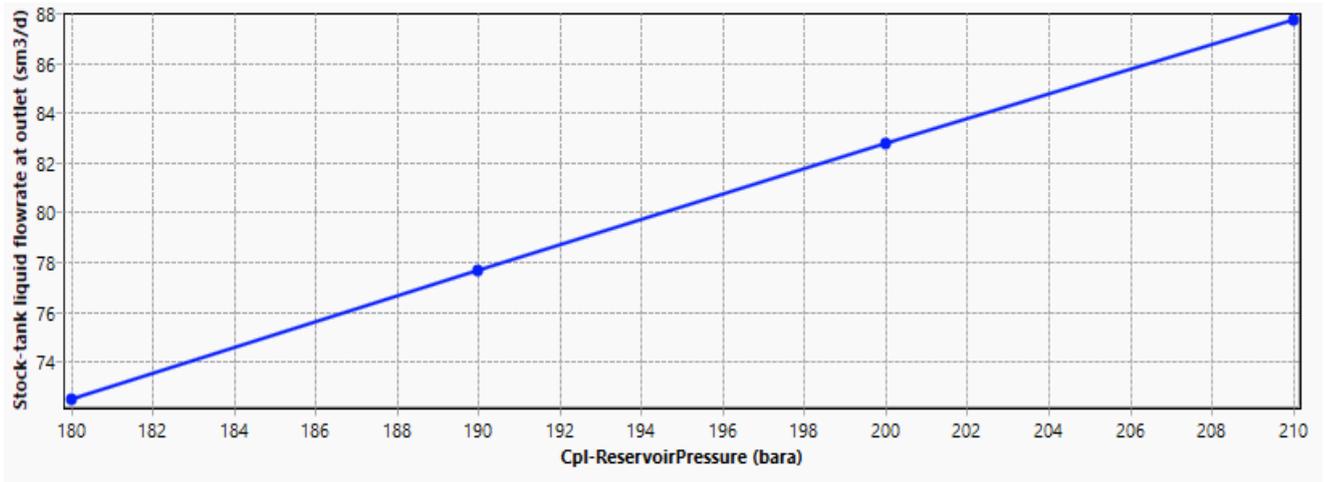


Figure 4-15 : L'influence du gradient de Pression de gisement sur la production RDC14.

D'après les résultats obtenus on constate que la production est en fonction de la pression de gisement, elle diminue avec le déclin de la pression de gisement on voit qu'une chute de production de 5 m<sup>3</sup>/j, correspond à un déclin de pression de 10 bara. Pour cela il faut limiter le déclin, avec le maintien de la pression (puits d'injection d'eau ou de gaz).

## Conclusion :

D'après cette étude on conclut que:

- L'AutoBoost est un moyen d'activation candidat à utiliser sur le gisement d'huile de Hassi Messaoud,
- Autoboost technologies peuvent être utilisées sur les puits fermés, dont le programme pour gas lift.
- La complétion concentrique reste la solution la plus appropriée pour la plus part des puits de Hassi Messaoud.
- L'optimisation des puits Autoboost en déterminant un point de fonctionnement du Puits, l'injection d'un débit de gaz optimal correspondant à un maximum de débit d'huile produit.
- L'Optimisation qu'on a réalisée sur le puits, donne un gain de production de 87.01 Sm<sup>3</sup> /j.
- Autoboost technologies peut être utilisée sur « low pressure wells » qui sont sous prévu pour gas lift.
- La variation du diamètre de CCE d'injection de gaz (macaroni) a montré que la production d'huile augmente avec la réduction de diamètre du CCE.
- L'augmentation du water cut (production d'eau dans le puits) est inversement proportionnelle à la production du puits AutoBoost
- Les calculs ont montré que la chute de la pression de gisement entraîne systématiquement une chute de production

## Recommandations :

En fin pour un développement rationnel du champ de Hassi Messaoud, des recommandations ont été suggérées :

- Assurer un contrôle quotidien du débit et de la pression d'injection de gaz pour un bon fonctionnement des puits AutoBoost.
- Programmer des tests périodiques sur les puits pour mieux analyser le comportement du réservoir.
- Refaire l'optimisation après chaque évolution des paramètres.
- Approprier un schéma d'injection pour le maintien de pression afin de limiter le déclin de la pression de gisement.
- Garantir un bon entretien des puits AutoBoost afin de limiter le recours aux opérations d'entretien des puits tel que le Snubbing ou le Work-Over.
- Le débit d'huile, gaz et l'eau doit être pris en considération avant l'application de technologie d'AutoBoost.

## Bibliographie :

- [1] D.Perrin "Technique d'exploitation pétrolière la production de fond".1955,
- [2] D. Perrin, Activation des puits, ENSPM formation industrie, 22-01-2003.
- [3] N. Kumar Mitra (15 juil 2012), Principles of artificial lift, New Delhi India, p240.
- [4] J. Bellarby (26-04-2009), Well completion design, ELSEVIER,
- [5] Darmci, Basic artificial lift, Canadian oilwell systems company ltd, 12-07-2015
- [6] Weatherford, pumping systems training manual, 01-2016..
- [7]J. Stafford, Hydraulic jet and reciprocating pumps, Weatherford, 18-11-2014
- [8] [https://innovativeproduction.com/.](https://innovativeproduction.com/)
- [9] Autoboot Tech. in Hassi Messaoud Field- Last Final 28 Dec.,2019

# ANNEXE A

Fiche technique du puits RDC14 :

