

République Algérienne populaire et démocratique  
Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique  
Département Génie Minier

Mémoire de Master en Génie Minier

Etude des méthodes d'amélioration du  
rendement des puits en production à faible  
pression dans le champ de Benkahla

Présenté par :

Mlle. OUAZENE Wissam

Devant le jury :

Mme. CHABOU	Examinatrice
Mme. BENTALLAA	Présidente
Mme. BOUMBAR	Promotrice
Mr. CHANANE	Promoteur

Promotion juin 2015

## Dédicaces

*Je dédie ce travail aux deux êtres qui me sont les plus chères, à mon père et ma mère.*

*C'est grâce à votre amour, tendresse, dévouement, vos sacrifices et votre bonté que j'ai pu faire mes pas dans la vie, vous rendre fières a toujours été mon souhait le plus cher.*

*Vous avoir comme parents est le plus beau et précieux cadeau que la vie m'ait offert, merci d'être de si bon parents.*

*Je dédie aussi ce modeste travail à mes très chers et adorables frères et sœurs : Yassine et son épouse Lydia, Amel, Nesrine et mon prince charmant Anis.*

*Mes dédicaces vont aussi à ma grand-mère, à mes oncles Laid et Ahmed et leurs épouses, à ma tante Mlaaz et son époux, à mon cousin adoré Katib, à toutes mes chères cousines en particulier mes cousines Hana, Mouna, Malia, Dounia, Hanane, Karima et ma douce Amel, et à toute ma grande famille.*

*Je le dédie aussi à mon binôme Amel et à toute sa famille, à mon amie d'enfance Kenza et à mes amis Namira, Titem, Raveh, Nassim, Sofiane, Amar et Messi.*

**Wissam**

## Remerciement

Au terme de ce travail, Nous tenons vivement à exprimer notre gratitude à ceux qui de près ou de loin ont contribué à la réalisation de cette étude.

Tout d'abord nous remercions les membres du jury qui ont bien voulu juger ce travail.

Nous adressons particulièrement nos remerciements à **Mme. Boumbar** qui a assuré la direction et la promotion de notre projet de fin d'étude, et d'avoir consacré autant d'efforts et de temps pour nous guider durant ce travail.

Nous remercions les enseignants du département Génie Minier, pour nous avoir conduits jusqu'à l'ingénierat.

Nous remercions tout le personnel de la division production – Service géologie de la région HaoudBerkaoui -Sonatrach, pour leur accueil et leur aide.

Nous remercions spécialement, notre encadreur **Mr .Radja Mohammed**, le chef de service **Mr. Boudouda Kamel** et aussi **Mr .Talmat Kadi Rabah**.

Enfin, nous ne saurions exprimer assez notre reconnaissance, et les mots ne seront exprimer assez notre admiration et gratitude à **Dounia .Laggoun** qui nous a soutenu et encouragé tout au long de notre stage au sein de l'entreprise.

## ملخص:

في هذا العمل ركزنا على الآبار التي لديها سماكة ضعيفة و ضغط ضعيف. بدأنا بتحديد نوع السوائل المتراكمة في الجهة العلوية للبنىر OKS28 المتموقعة في الجنوب الغربي لبن كحلة باستعمال عينات من الضغوطاتالمأخوذة في الآبار.

و بعدها اقترحنا طرق للمحافظة على الضغط المستعمل في البئر غير الهائج.

**كلمات مفتاحية:** وادميةا، بن كحلة، الضغط،المقاومة، رفع بالغاز

## Résumé

Dans ce travail nous nous somme intéressé au puits à faible épaisseur utile et à faible pression.

Nous avons commencé par déterminer le type de fluide accumulé dans la partie sommitale du puits OKS28 situé au SW de Benkahla en utilisant les pressions prélevées tout au long du puits.

Par la suite nous avons proposé des méthodes de maintien de pression qu'on peut utiliser dans les puits non éruptifs.

**Mots clés :** Oued Mya, Benkahla, pression, résistivité, gas-lift.

## Abstract

In this work we took as subject wells with low useful thickness and low pressure. We started by determining the type of fluid accumulated in the summit part of well OKS28 located at the SW of Benkahla by using the pressures taken throughout the well

Thereafter we proposed methods of maintenance of pressure which one can use in the noneruptive wells.

**Keywords:**Oued Mya, Benkahla, pressure, resistivity, gas-lift.

## **Sommaire**

I. Introduction .....	1
Partie A.....	2
I. Introduction .....	2
II. Principe de l’outil MDT .....	2
III. Application de la méthode .....	3
Partie B .....	6
I. Méthodes de maintien de pression de puits.....	6
I.1 Première méthode .....	6
I.1.1. Injection d’eau (procédé hydraulique) .....	6
I.1.2. L’injection de produits miscibles .....	8
I.1.3. La combustion in situ (procédé thermique).....	8
I.1.4. Injection de vapeur (procédé thermique) .....	8
I.2. Deuxième méthode (Gas-lift) .....	9
I.2.1. Principe du gas-lift .....	9
I.2.2. Types de gas-lift.....	9
I.2.3. Les applications du gas-lift .....	11
I.2.4. Les principaux paramètres du gas-lift.....	11
I.2.5. Caractéristiques, avantages et limites du gas-lift.....	12
I.3. Troisième méthode (WAG).....	15
II. Conclusion .....	16
Bibliographie.....	17

## **Liste des figures et tableaux**

Figure I : Positionnement des puits du champ de Benkahla.....	2
Figure II : Le log habillé du puits OKS28.....	4
Tableau 1 : Les pressions en PSI présent au niveau du puits OKS28.....	5
Figure III : Diagramme des pressions en PSI en fonction des profondeurs en mètres.....	5

## **I. Introduction**

Notre étude concerne l'un des gisements du bassin d'Oued Mya qui est le gisement de Benkahla.

L'importance pétrolière de ce gisement se situe dans la série triasique et le réservoir se trouve plus précisément au niveau de la série inférieure.

Des mesures de pression ont été faites par la société de service Schlumberger sur plusieurs puits du champ de Benkahla, parmi ces puits le puits OKS28 situé au SW du champ.

L'épaisseur totale du puits OKS28 est de 31,5 m, ces paramètres pétrophysiques qui ont été déjà calculés à l'aide du logiciel Techlog sont comme suit :

Un volume d'argile moyen égale à 9,90%, une porosité moyenne égale à 12,70%, une saturation en eau égale à 28,70% et une épaisseur utile égale à 9,90 m.

Nous allons dans la première partie de ce travail, déterminer la nature du fluide qui se trouve au niveau de la partie sommitale du puits OKS28.

Dans La deuxième partie, Nous allons nous intéresser aux puits OKO50, OKS47 et OKS57 situés au centre du champ de Benkahla

Ce choix de puits s'est basé sur le fait que ces derniers sont devenus au cours de ces deux dernières années non éruptifs (une pression faible) et qu'ils ont enregistré une faible production.

Nous allons dans ce qui va suivre proposer des méthodes de maintien de pression qui ont été déjà testées dans les pays producteurs d'hydrocarbure et qui ont donnés des résultats satisfaisants.

Les 4 puits mentionnés auparavant sont représentés sur la figure ci-dessus



### III. Application de la méthode

En utilisant Les pressions hydrostatiques obtenues au niveau des différentes profondeurs à l'aide de l'outil MDT, On trace un diagramme de pression.

Le diagramme de pression doit faire apparaître un gradient de pression correspondant à la densité de la boue. Des points sont alignés selon un gradient exprimé par :

$$\left. \frac{\partial P}{\partial z} \right|_{gra} = \rho \cdot g$$

Où

$\rho$  : densité du fluide

$g$  : accélération de gravite

Pour convertir la mesure du gradient de pression en ( $PSI/m$ ) en une densité de boue exprimé en ( $gr/cm^3$ ), on utilise la relation suivante :

$$Densité du fluide (gr/cm^3) = \frac{\text{gradient de pression } \left(\frac{psi}{m}\right)}{1.422}$$

Si  $d < 0.4 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en gaz.

Si  $0.4 < d < 0.6 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en condensât.

Si  $0.6 < d < 0.87 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en huile.

Si  $0.87 < d < 0.9 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en huile lourde.

Si  $0.9 < d \leq 1 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en eau douce.

Si  $d \geq 1 g/cm^3$ , le réservoir est saturé en eau salée.

- Application de la méthode sur le puits OKS28

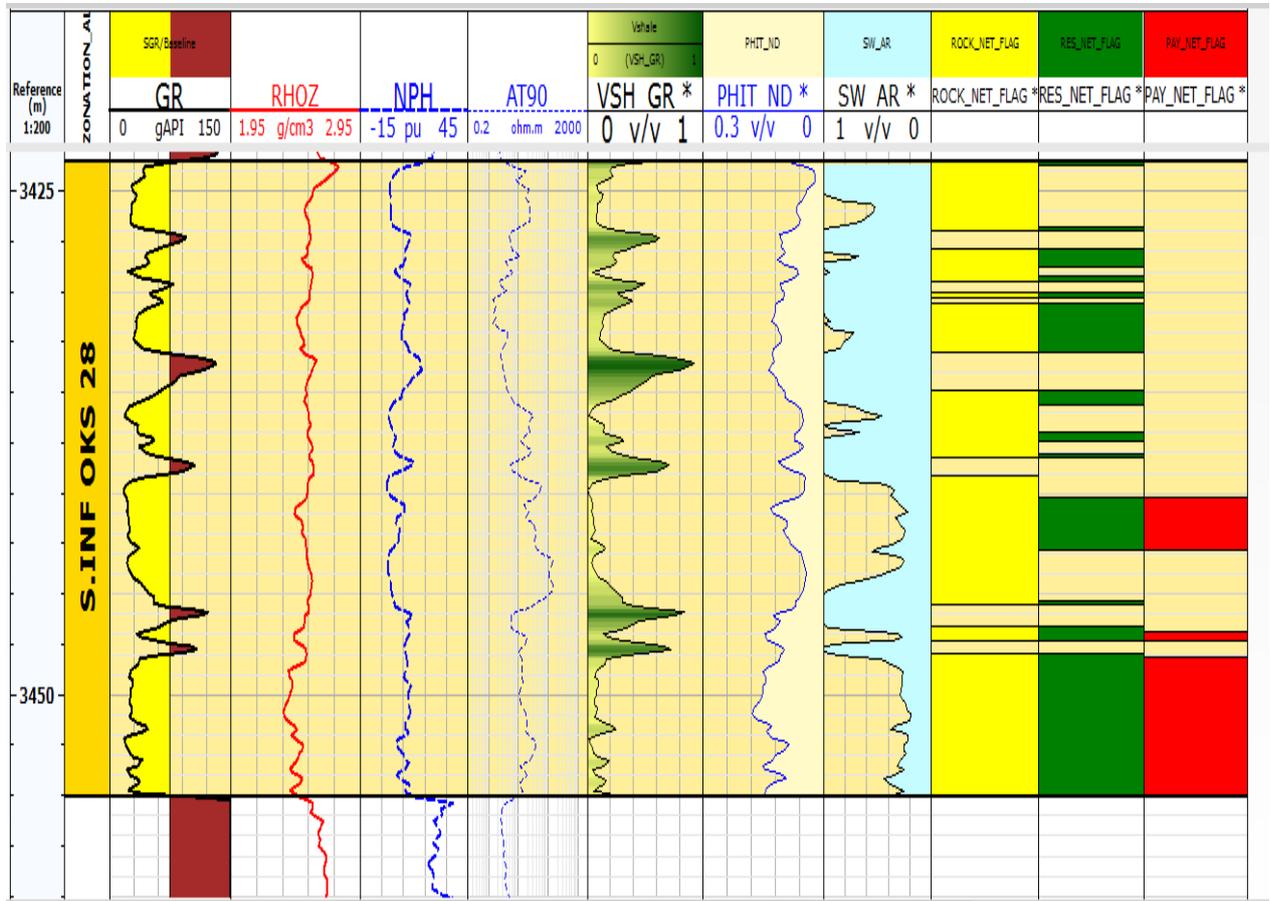


Figure II : Le log habillé du puits OKS28

On observe sur le log habillé que toute la partie comprise entre 3441,25 m et 3425m ne contient pas d'hydrocarbure. Et on observe aussi une faible résistivité, cela peut s'expliquer par la présence de l'eau ou bien la nature des argiles, avec cette méthode de calcul on va déterminer la nature du fluide continu dans cette partie du puits.

- Les données de pression dans différents niveaux dans le puits OKS28 sont présentées ci-dessous :

Tableau 1 : Les pressions en PSI prise au niveau du puits OKS28

Profondeurs en m	Pressions en PSI
3428	7713
3430	7714
3431	7716
3433	7718
3435	7722
3437	7727

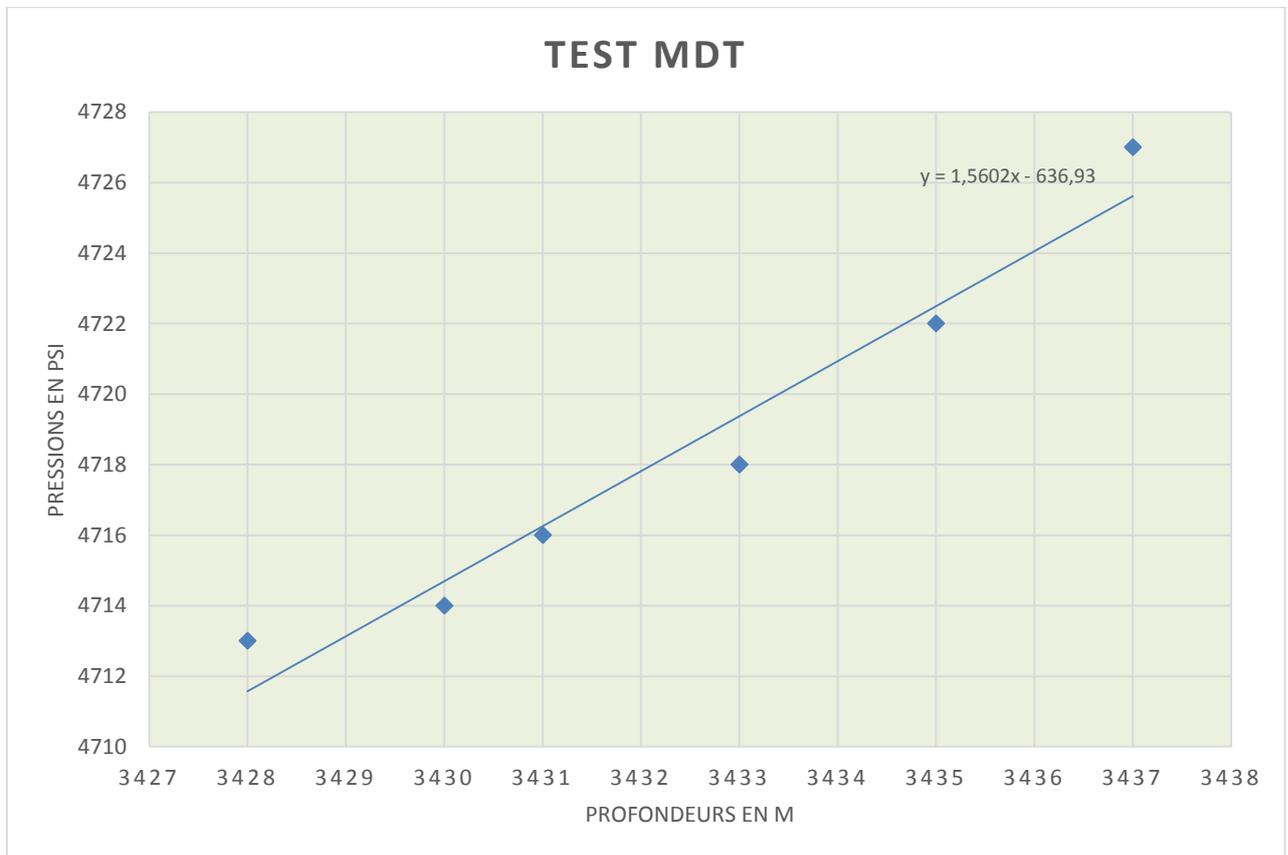


Figure III : Diagramme des pressions en PSI en fonction des profondeurs en mètres

- **Calcul du gradient et de la densité du fluide**

Gradient= 1,5602 PSI/m

La densité = gradient / 1,422 = **1,09 g/ cm<sup>3</sup>**

La densité du fluide est supérieure à 1 ce qui implique que la nature du fluide dans la partie sommitale du puits OKS28 est de l'eau salée.

## **Partie B**

### **I. Méthodes de maintien de pression de puits**

Le maintien de la pression dans les réservoirs ou la pression naturelle est réduite ou insuffisante pour la production peut se faire par trois méthodes, une méthode qui est basée sur des procédés hydrauliques et thermiques, une sur l'injection du gaz et une autre qui est une combinaison des deux méthodes.

Ces méthodes nécessitent le forage de puits d'injection auxiliaires en des endroits précis pour obtenir les meilleurs résultats (pour ce qui est du gaz l'injection peut se faire directement sur le puits en production).

L'injection d'eau ou de gaz pour maintenir la pression d'exploitation dans le puits est appelée déplacement naturel et l'injection de gaz sous pression pour augmenter la pression du réservoir est appelée extraction par injection

#### **I.1 Première méthode**

##### **I.1.1. Injection d'eau (procédé hydraulique)**

Ce procédé consiste à envoyer de l'eau dans les quatre puits qui entourent le puits de production où la pression est basse afin de chasser l'hydrocarbure vers ce dernier (Système de cinq mailles).

Une partie de l'eau utilisée est de l'eau salée extraite du pétrole brut. Dans le système

d'injection d'eau à basse pression, on ajoute un agent tensioactif à l'eau pour faciliter le passage de l'eau à travers le gisement en réduisant son adhérence à la roche.

Ce processus qui est mis en œuvre depuis 60 ans, reste le plus employé. Il permet de maintenir la pression du gisement si l'expansion de l'aquifère ne fournit pas suffisamment d'énergie. Il ne s'agit pas de récupération secondaire proprement parlée mais de maintien de pression. Il permet aussi d'éliminer éventuellement l'eau salée contenue dans la production si sa décharge en surface pose des problèmes particuliers.

#### **I.1.1.1. Aspects technique et économique**

- **Aspects technique**

Avec une injection d'eau, le rapport de mobilité est souvent favorable pour une huile légère (viscosité de l'huile faible) et pas trop défavorable pour une huile plus lourde. L'efficacité, c'est-à-dire la récupération, sera donc élevée ou moyenne.

Quant aux sources en eau, il s'agit le plus souvent de couches aquifères, situées à faible profondeur, et de l'eau de mer en offshore, ou en surface de la terre (lacs, rivières). Par ailleurs, il faut que l'eau soit injectable : perméabilité suffisante et compatibilité avec l'eau du gisement : en effet, le mélange d'eau injecté avec l'eau en place peut provoquer des précipités insolubles (SO<sub>4</sub>Ca) qui bouchent les puits.

- **Aspect économique**

Les investissements sont en générale plus élevés pour l'injection d'eau que pour l'injection de gaz : en effet, le nombre de puits injecteurs d'eau est plus grand que pour le gaz.

#### **I.1.1.2. La mise en œuvre**

Il faut, pour réaliser une injection d'eau :

- Avoir un approvisionnement en eau suffisant en quantité, qualité et régularité
- avoir des installations de traitement d'eau (oxygène, prévention de l'incompatibilité avec l'eau de gisement, avec la roche, filtration, élimination des bactéries)
- Avoir un équipement convenable des puits d'injection et une amélioration éventuelle de l'index d'injectivité. Il faut aussi parfois fermer les zones les plus perméables afin d'éviter l'arrivée précoce de l'eau aux puits producteurs.
- Avoir des installations de pompage (si nécessaire)

### **I.1.2. L'injection de produits miscibles**

L'injection de liquide miscible et l'injection de polymères miscibles sont utilisées pour améliorer l'injection d'eau en réduisant la tension superficielle de l'hydrocarbure brut. Un liquide miscible (c'est-à-dire qui peut se dissoudre dans le brut) est injecté dans le gisement.

On envoie ensuite un autre liquide qui chasse le mélange brut-liquide miscible vers le puits de production. L'injection de polymères miscible consiste à employer un détergent pour extraire le brut des couches. Un gel ou une eau boueuse sont injectés juste après le détergent afin de déplacer le brut vers le puits de production.

### **I.1.3. La combustion in situ (procédé thermique)**

La combustion *in situ* est une méthode de récupération thermique onéreuse consistant à injecter de grandes quantités d'air ou de gaz contenant de l'oxygène dans le gisement et à faire brûler une partie du carburant brut.

La chaleur dégagée fluidifie le brut lourd et facilite son déplacement. Les gaz chauds, produits par le feu, augmentent la pression dans le réservoir et créent un front de combustion étroit qui pousse le brut fluide du puits d'injection vers le puits de production. Le brut plus lourd reste en place et alimente la combustion à mesure de la lente progression du front de combustion. Le processus est suivi de près et réglé par dosage de l'air ou de gaz injecté.

### **I.1.4. Injection de vapeur (procédé thermique)**

L'injection de vapeur consiste à chauffer l'hydrocarbure brut pour réduire sa viscosité en injectant de la vapeur d'eau surchauffée dans la strate la plus profonde d'un réservoir.

La vapeur est injectée sur une période de 10 à 17 jours, et le puits est fermé pendant une semaine environ pour permettre à la vapeur de bien chauffer tout le réservoir. Pendant ce temps, la forte chaleur cause l'expansion des gaz du réservoir et, par conséquent, fait augmenter la pression dans celui-ci. Le puits est alors rouvert et le brut chauffé, moins visqueux, se déverse dans le puits.

Une méthode plus récente consiste à injecter de la vapeur d'eau moins chaude à basse pression dans un secteur plus étendu couvrant deux ou trois zones ou plus à la fois, ce qui crée une nappe de vapeur qui comprime le pétrole dans chacune de ces zones. Cela permet d'obtenir un

flux de pétrole plus important à la surface tout en utilisant moins de vapeur.

## **I.2. Deuxième méthode (Gas-lift)**

Le gaz lift est une technique de production par injection de grande quantité de gaz au niveau des puits producteurs d'huile à faible pression.

L'objectif d'une activation par le gaz lift est d'alléger le fluide du réservoir.

### **I.2.1. Principe du gas-lift**

Le principe est d'injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing, ceci est similaire à un ajout de puissance au fond de trou pour aider le réservoir à produire l'effluent qu'il contient, et ce jusqu'au séparateur. La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue.

### **I.2.2. Types de gas-lift**

#### **I.2.2.1. Classification suivant le mode d'injection**

- **Gas-lift continu**

Le gas-lift est réalisé par une injection de gaz d'une manière continue, à pression et débit bien déterminés, à la base de la colonne de production, ce gaz allège le poids volumique du fluide dans celui-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, et le puits redeviendra éruptif.

- **Gas-lift intermittent**

Il se fait par une injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production, de façon à chasser vers le haut le fluide qu'elle contient.

La pression sur la couche diminue, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au-dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite.

### **I.2.2.2. Classification en fonction de la complétion**

- **Gas-lift direct**

Dans ce cas l'injection du gaz se fait par l'annulaire (tubing-casing), et la production par le tubing, c'est le mode le plus répandu puisque il permet de faire une meilleure optimisation et manipulation de l'équipement.

- **Gas-lift indirect**

Dans ce cas la méthode d'injection diffère de la précédente et même la production.

- **Production par le casing et injection par le tubing**

Cette technique convient au débit d'injection plus grand, Ces derniers cas présentent des sérieux défauts tels que :

- Nécessite un très grand volume de gaz.

- Le design de l'équipement est très spécial.

- N'est pas adapté au gaz lift intermittent.

- **Tubing concentrique (concentrai tubing string)**

L'injection de gaz se fait par un concentrique (macaroni) descendu dans le tubing, généralement à partir d'une opération snubing, et la production se fait par l'espace annulaire tubing-macaroni, cette méthode est mieux adaptée au débit d'injection plus grand.

- **Gas-lift parallèle**

Ce mode de production est pour les complétions doubles, il possède les même inconvénients que le précédent au niveau de la mise en place de la complétion, le gaz est injecté dans le tubing alors que second produit, il est utilisé dans le cas où :

- Le gaz d'injection corrode le casing.
- Arrêt de production de l'un des niveaux où la conversion de leur tubing.
- comme injecteur de gaz lift.

- **Gas-lift double**

Il est utilisé pour les complétions multiples, où on veut exploiter deux niveaux d'une manière séparée, le problème de ce type de gas-lift réside dans l'encombrement surtout au niveau des

vannes.

### **I.2.3. Les applications du gas-lift**

Le gas-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 non 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 gas-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 eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (*air lift*).

- **Démarrage des puits**

Dans certains cas, le gas-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort qui pourra se passer d'activation dès son éruption retrouvée.

- **Nettoyage de puits injecteur (*Injector clean up*)**

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.

### **I.2.4. Les principaux paramètres du gas-lift**

- **Pression en tête de puits (*Wellhead 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, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins.

- **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 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.

- **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 indice de production IP fort.

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.

- **IP important et effet de peau (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 peau' 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 et la reperforation, etc. Un puits avec un IP réduit nécessite une plus grande quantité de gaz.

## **I.2.5. Caractéristiques, avantages et limites du gas-lift**

### **I.2.5.1. Caractéristiques**

Le gas-lift est un moyen efficace d'activer un puits et peut être mis en œuvre dans toutes sortes de puits y compris ceux à très faibles ou très grands débits, ceux qui produisent des solides, offshore ou onshore. La conception d'une installation gas-lift n'est pas difficile et les ordinateurs disponibles de nos jours facilitent grandement ce travail.

Cependant, les données doivent être collectées avec soin sans quoi, des résultats erronés seront produits .De même, les puits en gas-lift sont faciles à réparer, à l'exception des puits

dont les vannes ne sont pas récupérables au câble (*tubing mounted valves*) et qui nécessitent une reprise(*work over*).

Néanmoins, le diagnostic des pannes est difficile. Le principal problème du gas-lift est la disponibilité en gaz car de grandes quantités de gaz comprimé sont nécessaires. A la sortie des séparateurs, une partie du gaz recueilli est recomprimé pour son utilisation dans le circuit gas-lift et le reste est exporté ou injecté dans le réservoir.

#### **I.2.5.2. Les avantages dugas-lift**

- L'investissement au niveau de la complétion du puits est marginal. Des mandrins doivent être inclus dans la complétion initiale même si le puits est prévu pour produire naturellement dans une première phase.
- Le gas-lift s'adapte à tous les profils de puits : grande déviation ou puits en hélice. La seule limitation est d'avoir la possibilité de descendre un train d'outils au câble pour la manœuvre des vannes.
- Grâce au gas-lift, de gros volumes de fluide peuvent être produits : les pertes de charge sont la seule limite à cette production.
- Le gas-lift est compatible avec la production de solides ou de grands volumes d'eau.
- Le gas-lift est très flexible : le débit de gaz est facilement ajustable depuis la surface. Les vannes de gas-lift sont récupérables au câble à faible coût.
- Il est possible de commander le puits à distance par télémétrie.

#### **I.2.5.3 Les limites du gas-lift**

- Le gas-lift nécessite d'importants investissements en surface. Une station de compression(*compression plant*) est à prévoir et nécessite la construction d'une nouvelle plateforme dans les développements offshore. Le gaz à la surface à une pression basse et doit être recomprimé pour être réinjecté.
- Le gas-lift en continu fonctionne mal lorsque la pression du réservoir en écoulement devient très basse. Dans de telles conditions, le gas-lift intermittent peut améliorer les performances du puits.
- Le gas-lift a besoin d'une alimentation continue de gaz. Dans une installation en boucle où le gaz produit est réinjecté après re-compression, un arrêt complet des installations avec purge peut rendre délicat le redémarrage du champ. Il est alors nécessaire de pouvoir alimenter au moins un puits pour produire le gaz additionnel qui alimentera les autres puits. Parfois, un ou deux puits équipés de pompes électro-

submersibles sont à prévoir pour permettre de produire du pétrole et son précieux gaz associé.

- Le gas-lift est très sensible à la pression en tête de puits et peut devenir très peu performant quand cette contre pression est élevée.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux.
- Le gas-lift s'accompagne de problèmes de sécurité et de précautions à prendre dus à la manipulation de gaz à haute pression. Ces problèmes sont décuplés en présence de H<sub>2</sub>S dans le gaz.

### **I.2.5.3. Les problèmes liés au gaz lift**

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération difficile et les principaux problèmes sont:

- **Formation des hydrates**

La baisse de la pression lors du passage du gaz par la duse ou vanne, conduits à une diminution de la température, qui peut amener le système dans les conditions telles qu'il y ait cristallisation de l'eau (gazoline), cette formation des hydrates est due à la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz.

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz, qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver.

La formation des hydrates provoque la perte de production, pour cela doit être prise les préventions suivants :

- Un traitement mécanique ayant pour but d'extraire l'élément principal qui suscite ce problème (l'eau).
- Un traitement thermique qui permet d'élever la température du gaz par mise en place d'un échangeur de chaleur.
- L'incorporation à l'eau de substances telles que le méthanol et le glycol qui agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui ont un concentrique.

- **Corrosion des équipements**

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz

contre les parois du milieu de l'écoulement, quand la vitesse du gaz est élevée ces actions sont très actives, les forces de frottement et les chocs entre l'équipement subit des variations métalogique, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit, les molécules du gaz frottent la duse à ses parois intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

Ces variations influent négativement sur le débit d'huile produit, le volume de gaz est important par rapport à celui de l'huile, il se produit alors des pertes de charges par glissement et la formation de la mousse qui représente un problème dans la séparation.

- **L'émulsion**

L'émulsion est favorisée par le ratio gas-lift injecté / huile. Le risque est plus fort avec un brut paraffinique, la production de sable, une injection d'inhibiteur de corrosion, une production de condensats.

L'émulsion peut induire plusieurs problèmes :

- 1) Une mauvaise performance du puits
- 2) Problème de séparation eau/huile et gaz

### **I.3. Troisième méthode (WAG)**

WAG est l'une des techniques les plus importantes utilisées dans les réservoirs à faible pendage. Ce processus implique d'injecter des cycles de gaz et d'eau en alternance.

Une situation idéale peut être créée où le mélange eau-gaz se déplaçant avec une mobilité intermédiaire entre la mobilité du gaz (élevée) et celle de l'eau (basse), ce qui fonctionne mieux que l'injection d'eau. En pratique, la ségrégation de gravité et l'hétérogénéité de réservoir ont tendance à limiter le développement de tels déplacements uniformes. La technique de WAG peut entraîner une bonne récupération de pétrole dans les réservoirs à faible pendage. L'un des avantages de la technique WAG est qu'elle permet de maximiser le volume contacté pour un volume donné de gaz disponible, Cela pourrait être important dans les situations où nous avons une insuffisance de gaz à injecter.

## **II. Conclusion**

Il existe plusieurs méthodes pour déterminer le type du fluide accumulé dans les réservoirs. Quand les lectures diagraphiques ne sont pas suffisantes, la détermination de la densité des fluides est l'un des moyens les plus fiables.

Pour ce qui est des puits à faible pression, la méthode d'injection d'eau est la plus recommandée, car bien qu'elle est la plus coûteuse, elle est la moins risquée, et pour résoudre le problème du coût de la méthode, l'utilisation de l'eau accumulée dans certains niveaux des puits qui sont en exploitation dans le champ de Benkahla à titre d'exemple le puits OKS28 est une solution à envisager.

## Références

Beghoul M. , 2013, Interprétation pétrophysique et géologique, Séminaire page 196.

Belabidi L. et Douib B., 2013, L'augmentation du débit de production en utilisant l'injection d'eau, Pfe université d'Ouargla.

Berakna M. et Hacini M., 2012, Mise aux points sur les forages infructueux dans le gisement de Hassi-Terfa, Pfe ENP, Alger.

Chenini H. et Hadj K., 2013, Contrôle d'efficacité d'injection de gaz comme un mode de récupération secondaire, pfe université d'Ouargla, Ouargla.

Desbrandes R. , 1982, Diagraphies dans les sondages, Edition technip.

Kadi. Belkacem, 2014, thèse de Doctorat

Talbi M. et Ouassa M., 2014, Estimation de réserve de Trias argilo-gréseux (Série inférieur) de gisement Haoud Berkaoui, Pfe université d'Ouargla.