

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**

**UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA**

*Faculté des hydrocarbures et d'énergies renouvelables et science  
de la terre et de l'univers*

**Département de Forage et MCP**



## **MEMOIRE**

**Pour obtenir le Diplôme de Master**

**Option : Forage**

Présenté Par :

**Bouarour Fouzi - Kefifi Hamza Nour Elislam - Djenane Mohamed Lamine**

### **Thème**

**Expandable Liner Hanger**

**Etude de cas du puits MDZ 627**

*Soutenu publiquement le : 17/05/2017*

*Devant le jury composé de :*

Mr. HADJAJ.S	Maitre-conférence- A	UKM, Ouargla	Président
Mr. ATLILI .A	Ingénieur SONATRACH	UKM, Ouargla	Examineur
Mr. KHELIFA .Ch	Maitre-assistant- A	UKM, Ouargla	Promoteur

**Année universitaire : 2016/2017**

### Bibliographie



[1] Le forage, JP Nguyen, Edition technique 1993 ;



[2] Formulaire de Foreur, Edition technique 1989 ;



[3] Documents SONATRACH, Géologie de Hassi Messaoud



[4] Programme de reprise du puits MDZ 627, direction work over, Irara, HMD ;



[5] Site web: [www.weatherford.com](http://www.weatherford.com)



[6] Site web : [www.halliburton.com](http://www.halliburton.com)



[7] Cours de complétion MR : ATLILI



[8] Mémoire De Fin d'Etude Descente et cimentation du liner 7" Dans le champ de Hassi  
Messaoud, Application sur le puits OMN82bis

Le terme "complétion" est dérivé de l'opération nécessaire pour compléter un puits de façon à le faire produire, efficacement, économiquement et en toute sécurité après avoir réussi les phases de forage.

La complétion d'un puits consiste en une série d'opérations :

- \* la perforation du liner ou du tubage
- \* le contrôle de sable
- \* la mise en place du packer de production
- \* la descente de complétion et installation du tubing hanger
- \* l'installation des vannes de sécurité de sub-surface
- \* l'installation de la tête de production
- \* l'installation du mécanisme de production en surface

### **1. Les objectifs de la complétion :**

La complétion des puits est très importante et indispensable pour la production et les principaux objectifs d'une complétion sont :

- l'optimisation les performances de productivité ou d'injective pendant toute la durée d'exploitation du puits.
- l'optimisation la durée de vie active du puits et de ces équipements.
- Assurance de la fiabilité la sécurité d'exploitation du gisement.
- Avoir la possibilité d'adaptation des équipements du puits à fin d'envisager éventuellement des modifications ultérieures.
- Minimisation de l'investissement initial, les frais d'exploitation et le coût des éventuels reconditionnements.

### **2. Considérations pour le choix d'un type complétion des puits horizontaux :**

#### **2.1. Type de formation :**

Si l'on considère une complétion open-hole, il faut s'assurer que la roche soit compacte et que le drain soit stable. [7]

#### **2.2. Fluide de forage :**

Le colmatage de la formation pendant le forage horizontal reste un problème très délicat. Compte tenu de temps de forage plus long des puits horizontaux, le temps d'exposition du réservoir à la boue est supérieur à celui des puits verticaux.

### 2.3. Conditions d'une éventuelle stimulation :

On opte pour un puits horizontal cimenté si le puits doit être fracturé. Le drain peut être isolé suivant sa longueur en plusieurs zones par des bouchons pour que chacune des zones soit fracturée indépendamment.

C'est plus sûr qu'en se référant au critère du réservoir engineering pour simuler le nombre de fractures nécessaires le long du drain pour des raisons économiques d'opération.

### 3. Classification des complétions :

Les complétions peuvent être regroupées selon le mode de production, le nombre de zones à compléter ou le type de liaison d'interface entre le réservoir et le puits.

#### 3.1 Classification par type d'interface couche/trou :

##### A - Complétion en trou ouvert :

Après cimentation du dernier tubage, le réservoir sera foré et non équipé. Ce type de complétion est utilisé dans le cas des formations consolidées où l'on désire drainer le long de toute l'épaisseur de la couche productrice (figure.II.1).

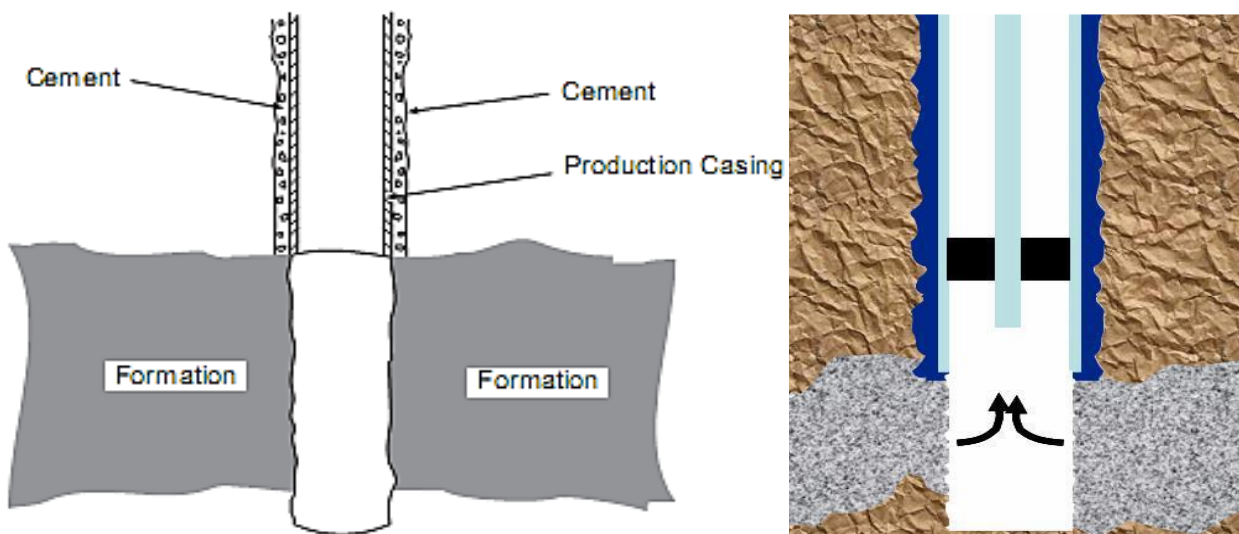


Fig.I.1 : Complétion en trou ouvert

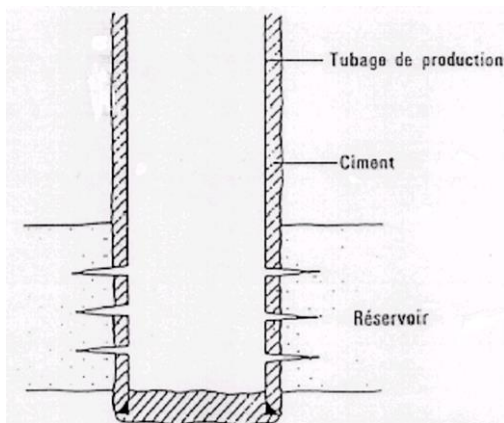
### B - Complétion en trou tubé :

- **Liner cimenté et perforé :**

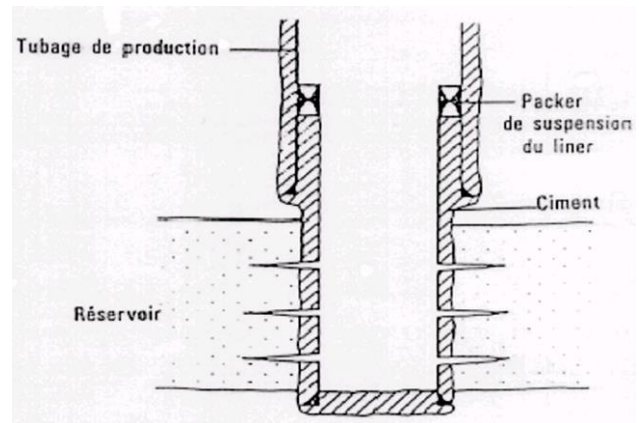
Après le forage du drain, un liner est descendu et cimenté sur toute la longueur du découvert, afin de ne pas produire des fluides indésirables, le liner doit être perforé en face des zones d'intérêt (figure.I.2).

- **Tubage cimenté et perforé :**

Le réservoir est foré directement avec la phase du dernier tubage, la cimentation du tubage de production couvre la couche productrice. La perforation du tubage permet l'écoulement du fluide de formation dans le puits (figure.I.3).



**Fig.I.2 :** Tubage cimenté et perforé



**Fig.I.3 :** Liner cimenté et perforé

- **Complétion par liner non cimenté :**

Ce type de complétion est utilisé dans les réservoirs friables où il est possible de produire des particules solides avec le fluide de formation.

Nous avons plusieurs types de cette complétion comme voir figure I.4:

- \* Liner crépine
- \* Liner perforé (injection de résine)
- \* Liner perforé
- \* Gravillonnage des crépines

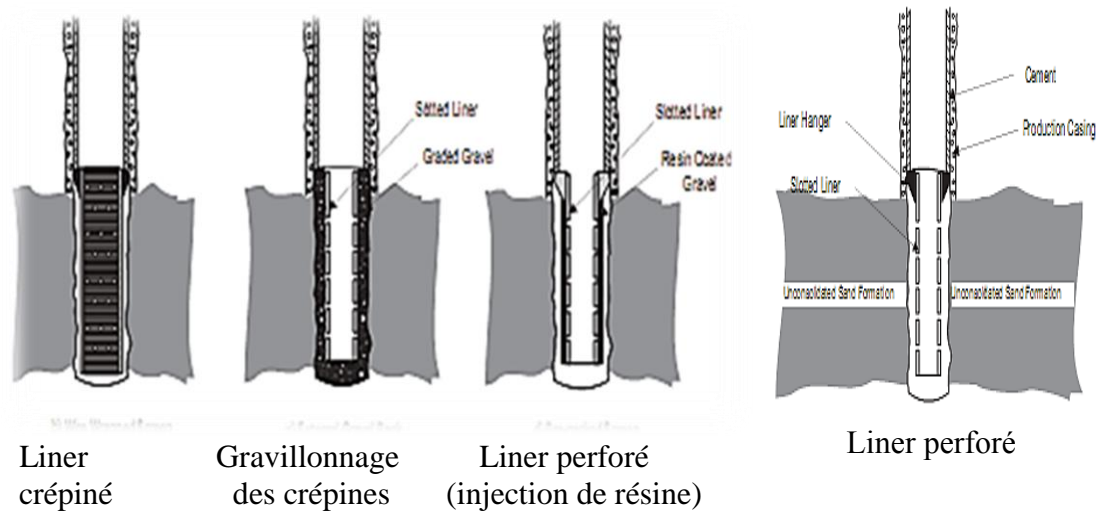


fig.I.4 : liner non cimenté

### 3.2 Classification par le mode de production

Il existe deux modes de production qui consistent en :

#### A- Production naturelle

- **production sans tubing (tubingless) :**

Dans ce type de complétion, la production des fluides de formation est assurée par le tubage de production.

La complétion sans tubing a été essayée dans certains puits à gaz mais n'a pas été généralisée car le tubage de production est constamment exposé à la pression du puits et à l'effet de corrosion(figure.I.5)..

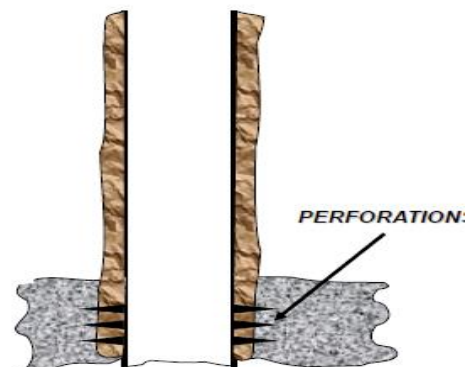


Fig.I.5 : tubingless.

- **production avec tubing :**

Le fluide de la formation est acheminé en surface par un tubing de production. Il existe trois types de complétion avec tubing (figure.I.6).:

- \* complétion temporaire (Temporary tubing)
- \* complétion des puits à pressions élevées (High pressure)
- \* complétion des puits à débits élevés (High rate liner)

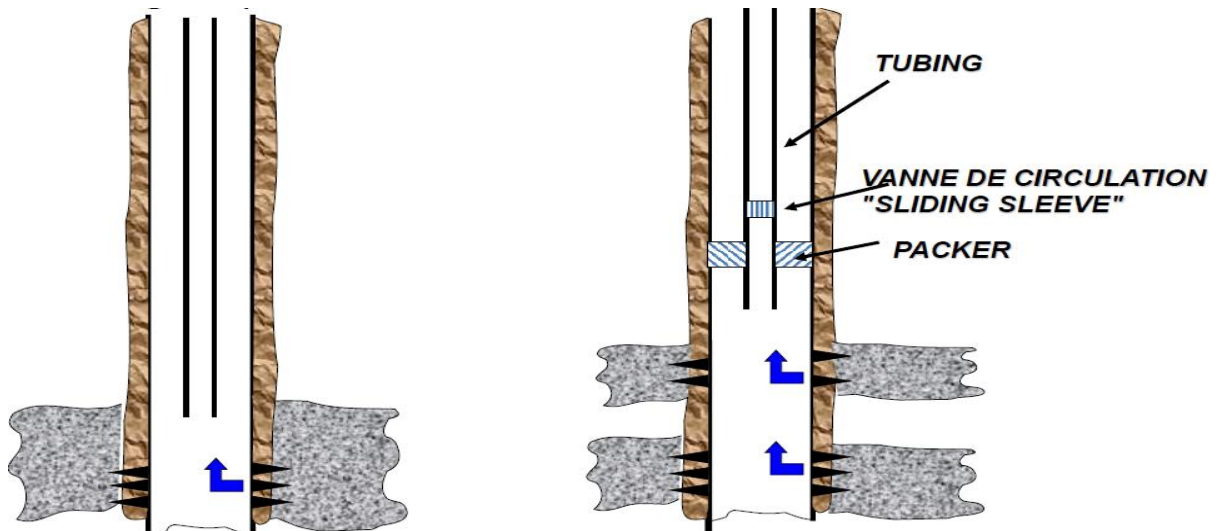


Fig I.6 : production avec tubing.

### B- Production assistée :

Ce mode de production est utilisé dans les réservoirs à pressions anormalement basses où la pression de gisement est insuffisante pour acheminer le fluide de formation en surface (figure.I.7).

Les modes de production assistés consistent :

#### ➤ production par gas lift :

- Normalement le gaz est injecté par l'espace annulaire à travers des vannes d'injection qui seront positionnées dans des mandrins à poches latérales. Le gaz injecté allège la colonne de fluide dans le tubing et permet ainsi l'écoulement du fluide à la surface.

- La production par gaslift continu est utilisée dans les puits présentant de bonnes caractéristiques petro physiques du réservoir.

Les puits où la pression de gisement et l'indice de productivité sont faibles.

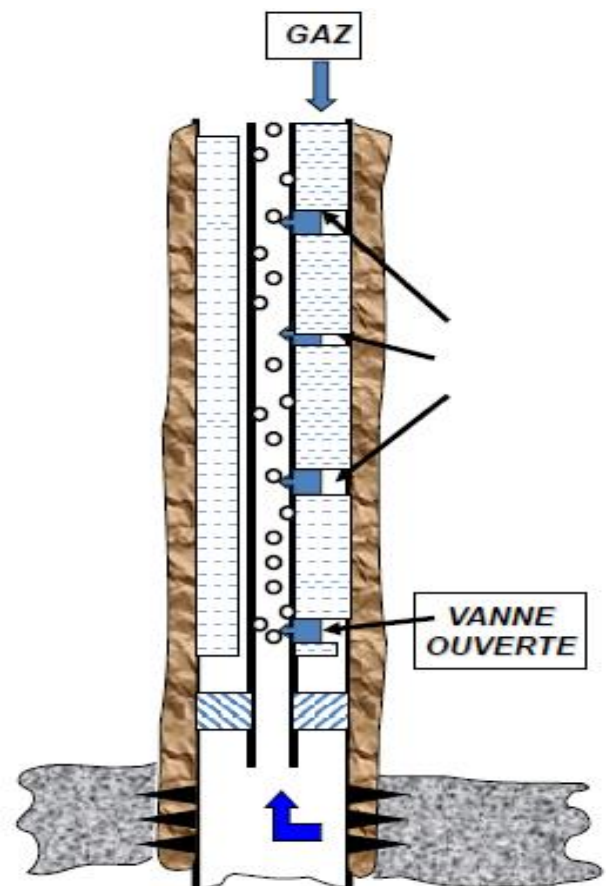


Fig.I.7 : Production assistée gaz



➤ **Production assistée par pompe hydraulique de fond**

Il existe plusieurs types de pompes de fond :

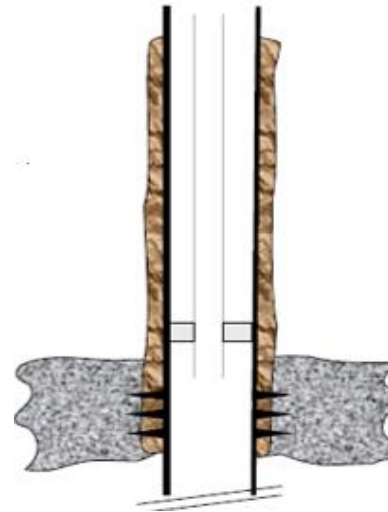
- pompe à piston
- pompe à jet
- pompe électrique de fond
- pompe de surface à tiges

**3.3 Classification par le nombre de zones à compléter :**

**A- Une seule zone productrice"complétion simple"**

➤ **complétion standard :**

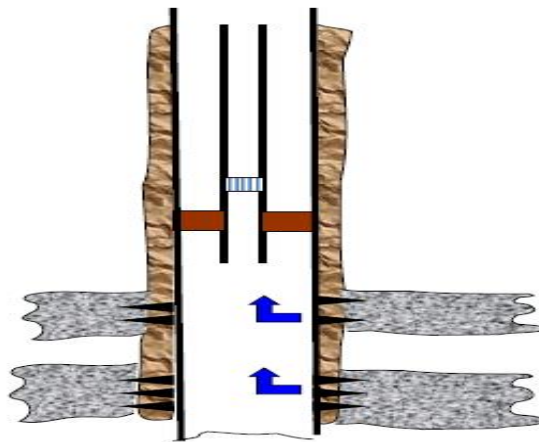
C'est une complétion simple où le tubing est ancré dans un packer de production pour faire produire un seul horizon (figure.I.8).



**Fig.I.8 : complétion simple**

➤ **Interval co-mingling**

Dans ce type de complétion, le tubing est ancré dans un packer de production destiné à produire plusieurs niveaux d'une même couche à la fois (figure.I.9).



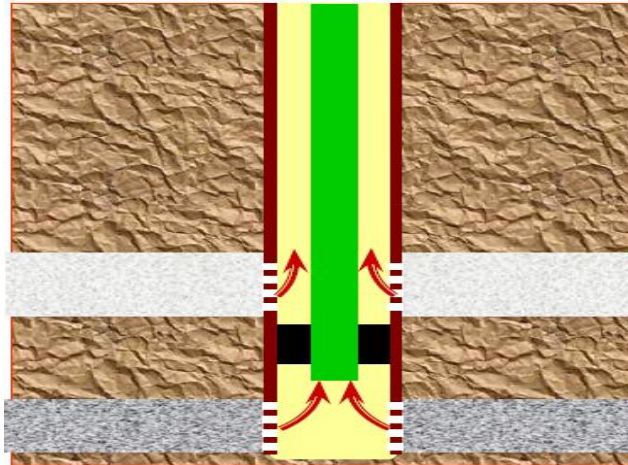
**Fig.I.9 : Interval co-mingling**



### B- Plusieurs zones productrices "complétion multiple"

- **un tubing avec deux zones productrices :**

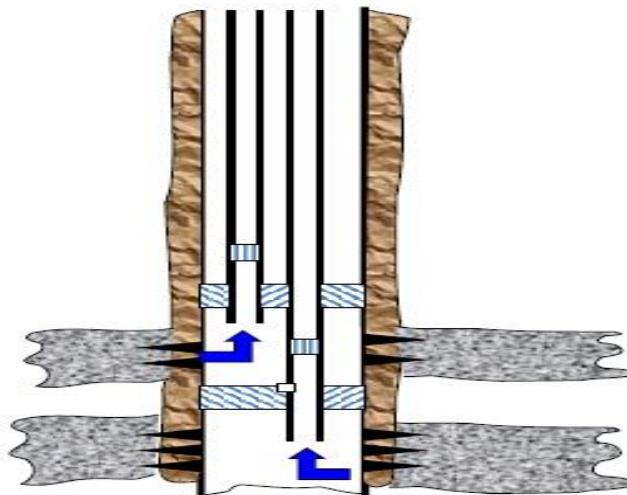
Dans ce type de complétion, le packer est ancré entre deux zones productrices, le fluide de la couche inférieure est produit par le tubing et celui de la couche supérieure par l'espace annulaire (figure.I.10).



**Fig.I.10** : un tubing avec deux zones

- **deux tubings avec deux zones productrices :**

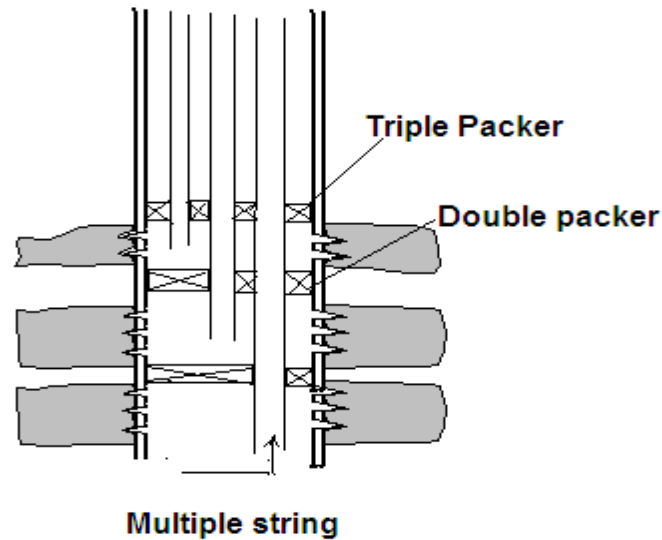
Dans ce type de complétion, les deux couches productrices sont séparées par un packer simple, la colonne de tubage est isolée de l'effluent de la couche supérieure par un packer double (figure.I.11).



**Fig.I.11** : deux tubings avec deux zones productrices

- **trois tubings avec plusieurs zones productrices :**

Dans ce cas les trois couches produisent séparément à travers trois tubings. Le tubage de production est protégé du fluide de la formation par le packer supérieur (figure.I.12) .



**Fig.I.12 :** trois tubings avec plusieurs zones productrices.

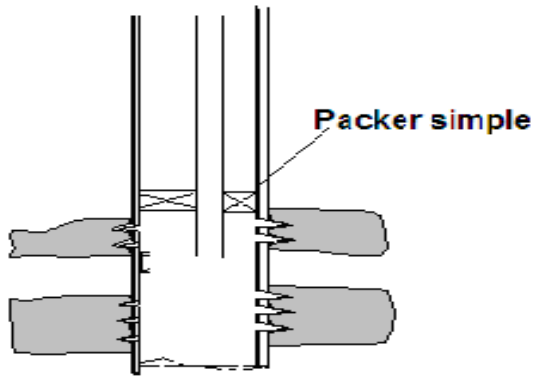
- **Tubings concentriques avec plusieurs zones productrices :**

Ce type de complétion est recommandé dans le cas où la complétion multiple n'est pas en adéquation avec le diamètre du dernier tubage. La production collective de deux ou plusieurs couches se fait par le tubing concentrique.

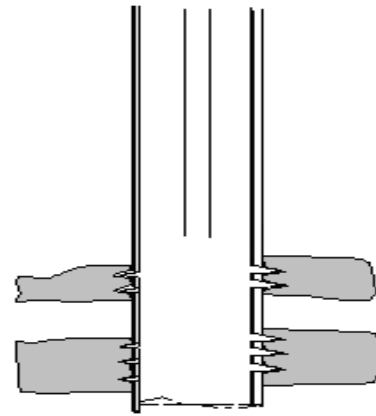
### 3.4. Classification par type de puits :

#### a-Puits vertical :

- ✓ complétion ancrée (figure.I.13).
- ✓ complétion suspendue (figure.I.14).



**Fig.I.13** : complétion ancrée



**Fig.I.14** : complétion suspendue

### **b-Puits horizontal :**

La production dans les puits horizontaux est significativement plus importante que dans les puits verticaux. Il existe quatre types de puits horizontaux :

- ✓ Rayon ultra court (ultra short radius)
- ✓ Rayon court (short radius)
- ✓ Rayon moyen (médium radius)
- ✓ Rayon long (long radius)
- ✓ La liaison couche trou dans les puits horizontaux est similaire à celle des puits verticaux.

### 1. Définition :

Un liner est une colonne perdue qui ne remonte pas jusqu'à la tête de puits, mais sur une hauteur limitée, à l'intérieur du tubage précédent. Il est cimenté avec un recouvrement dans le dernier tubage (overlap), qui s'étend depuis la cote de pose jusqu'à une certaine distance à l'intérieur de la colonne précédente. Ceci est nécessaire pour bien sceller la colonne perdue dans la colonne précédente et avoir une bonne étanchéité entre les deux. Cette étanchéité est très importante pour prévenir, durant la production, toute fuite d'effluent derrière la colonne perdue. Quelquefois, cette étanchéité est renforcée par l'utilisation d'une garniture supplémentaire (Packer) tout en haut de la colonne perdue.

### 2. Avantages du liner :

Les principaux avantages d'un liner sont :

- le coût est réduit, dû aux nombres réduits des casings.
- la capacité de levage durant la descente du liner est réduite,
- la possibilité d'utiliser, après la descente du liner, une garniture de forage mixte (5'' en haut et 3''1/2 en bas, par exemple), ce qui réduit la capacité de levage,
- la capacité de la tête de puits est réduite,
- le temps de préparation de la colonne avant sa descente est réduit,
- le liner est plus flexible qu'une colonne entière,
- les pertes de circulation sont évitées par le fait que les pertes de charges annulaires sont réduites au niveau des tiges,
- possibilité de complétion dans le tubage précédent si les équipements de complétion ne passent pas à travers le liner. [8]

### 3. Inconvénients du liner :

Les principaux inconvénients sont :

- La suspension du liner dans le tubage est plus difficile que celui d'une colonne entière dans la tête du puits.
- peu de colonnes sont exposées à l'effluent et si elles s'affaiblissent, il est obligatoire de compléter le liner par une colonne complète, ce qui nécessite la reprise du puits.
- Le temps de descente est très grand dans le cas d'un liner qui comporte des équipements à activation hydrauliques. [8]

#### 4. Différents types de liner :

Le liner peut être utilisé pour couvrir une partie du découvert comme une colonne normale pour permettre la poursuite du forage (liner de forage), ou couvrir le réservoir et le mettre en production (liner de production). Comme il peut être utilisé pour couvrir une partie détériorée d'un tubage (scab liner). Ce liner peut être cimenté ou isolé en haut et en bas par des packers.

On peut même utiliser un premier liner et, par la suite, lui raccorder un deuxième par l'intermédiaire d'un tie-back.[8]

##### 4.1. Liner de forage :

Appelé aussi liner intermédiaire, ce liner est une portion de tubage qui s'ancre dans le tubage précédent, déjà cimenté, il est utilisé pour isoler des zones à problèmes au-dessous de la colonne technique, comme :

- Les zones à pertes.
- Les zones à pression anormalement élevées.

Il peut être inscrit dans le programme prévisionnel comme une colonne intermédiaire.

##### 4.2. Liner de production :

C'est une colonne de tubage utilisée dans la dernière phase (phase de production), elle est suspendue soit au liner de forage ou à la colonne technique. Il sera cimenté et perforé par la suite ou laissé en open hole (cas d'un liner crépiné).

##### 4.3. Stub Liners :

Le stub liner est une colonne de tubage de même diamètre que le liner, raccordé à ce dernier par une garniture d'étanchéité d'une manière à obtenir une colonne continue, depuis le fond jusqu'à la surface pour les raisons suivantes :

- La colonne de tubage au-dessus du liner s'affaiblit ou endommagée (par corrosion, etc.).
- Mauvaise étanchéité au top du liner.
- Nécessité de grande résistance due par exemple aux pressions anormalement élevées.

**4.4.Scab Liners :**

Il est utilisé pour remédier à une partie détériorée d'un tubage, Ce liner peut être cimenté ou isolé en haut et en bas par des packers. Il est utilisé dans les mêmes conditions que le stub liner.

Le scab et le stub liner peuvent être posés sur le liner existant grâce à leur propre poids ou ancrés dans un tubage précédent.

**4.5. Tie-back liner :**

Un tie-back liner est une section de tubage qui s'étend depuis le top d'un liner déjà existant jusqu'à la surface. Il peut être cimenté ou non.

Ces différents types de liners sont représentés dans les figures (Fig.II.1, II.2, II.3, II.4 et II.5) ci-dessous :

- Les figures ci-dessous représentent les différents types du liner :[8]

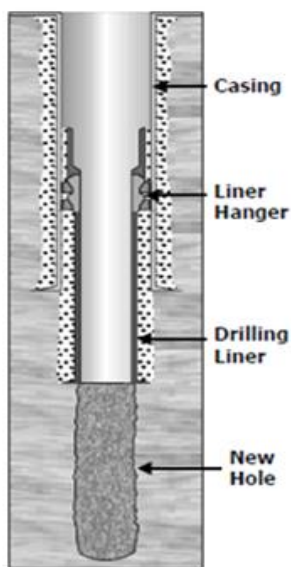


Fig.II.1 : liner de forage

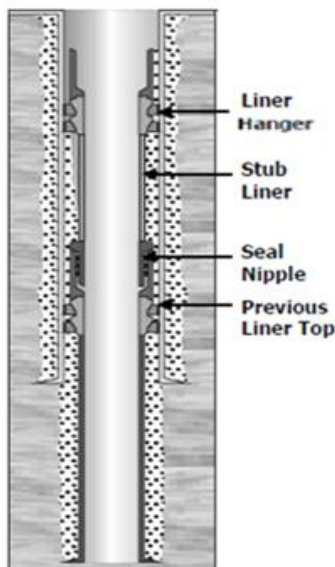


Fig.II.2 : stub liner

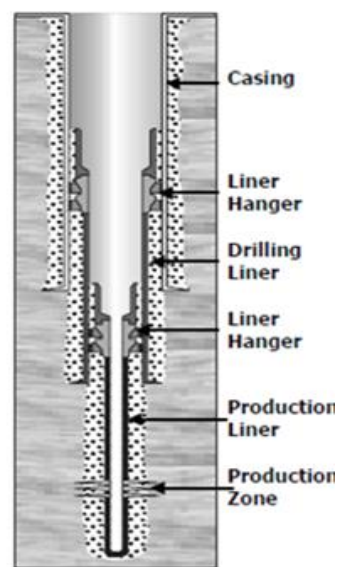


Fig.II.3 : liner de production

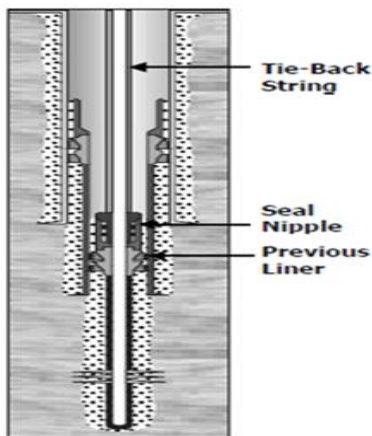


Fig.II.4 :tie-back liner

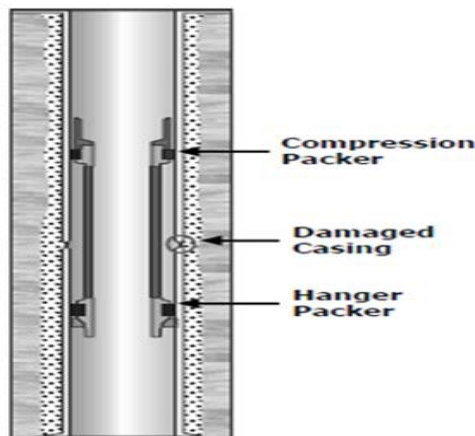


Fig.II.5 :scab liner

### **5. Dispositif de suspension (Liner hanger) :**

Ce dispositif placé en tête du liner assure la suspension à l'intérieur du tubage précédent. Et qui est supposé supporter le poids de cette colonne. Il comporte des coins qui sont maintenus en position rétractée durant la descente, et l'ancrage du hanger consiste à les faire glisser sur une portée conique, qui les pousse vers l'extérieur et les applique contre les parois du tubage précédent. Cet ancrage se réalise selon les constructeurs, mécanique, hydraulique ou expandable.[1]

#### **5.1. liner hanger conventionnel :**

Le choix du système d'ancrage se fait en fonction de la nature du liner et du puits : si on descend un liner qui pèse plus de 8 tonnes dans un puits vertical ou moyennement dévié, ne présentant pas assez de frottements, il est préférable d'utiliser un système mécanique. Dans tous les autres cas, le système hydraulique est préférable.

##### **5.1.1. Hanger mécanique :**

C'est un hanger qui s'ancrera par rotation et translation. Il comporte une cage porte-coins dans laquelle est usinée une rainure en forme de J-slot et est munies de ressorts de friction qui s'appuient sur le tubage. Le corps comporte un ergot qui se déplace dans cette rainure (fig.III.8).

##### **A/ Principe de fonctionnement :**

Pour ancrer ce hanger, il suffit de tirer vers le haut pour faire glisser le corps du hanger donc l'ergot vers le haut alors que la cage reste immobile grâce aux ressorts de friction qui s'appliquent contre le tubage. Une fois l'ergot dégagé, il faut tourner un quart de tour (plus ou moins 3 tours en surface, selon la règle du pouce : 1 tour par 1000 mètres) vers la droite (ou vers la gauche, selon le type) et poser rapidement entre cinq et dix tonnes : l'ergot suit le chemin du J-slot et le corps du hanger descend suffisamment pour permettre aux portées coniques du corps de glisser sous les coins d'ancrage de la chemise et les appliquer contre le tubage.

##### **B/ Cas d'utilisation :**

Il est utilisé dans les cas suivant :

- le liner pesant plus de 10 tonnes
- puits verticaux ou faiblement déviés (15 à 20°), dont les frottements et les couples ne sont pas importants.



### 5.1.2. Hanger hydraulique :

Ce type de suspension s'ancre par l'augmentation de la pression à l'intérieur du liner, qui ne nécessite aucun mouvement de la garniture. Il est composé d'une chemise porte-coins qui s'applique sur le tubage (fig.II.7).

#### A/ Principe de fonctionnement :

Une fois la bille lancée, on augmente la pression jusqu'au cisaillement des goupilles qui retiennent la chemise porte-coins, celle-ci est déplacée vers le haut permet aux coins d'ancrage de s'engager sur les portées coniques et s'applique contre le tubage.

Le cisaillement des goupilles est observé en surface par un coup de pression. A ce moment-là, il suffit de poser rapidement pour aider les coins à glisser entre le tubage et le cône.

#### B/ Cas d'utilisation :

Il est utilisé dans les cas suivant :

- il est utilisé dans les puits fortement déviés.
- en forage en mer.
- pour ancrer un liner dans un autre.

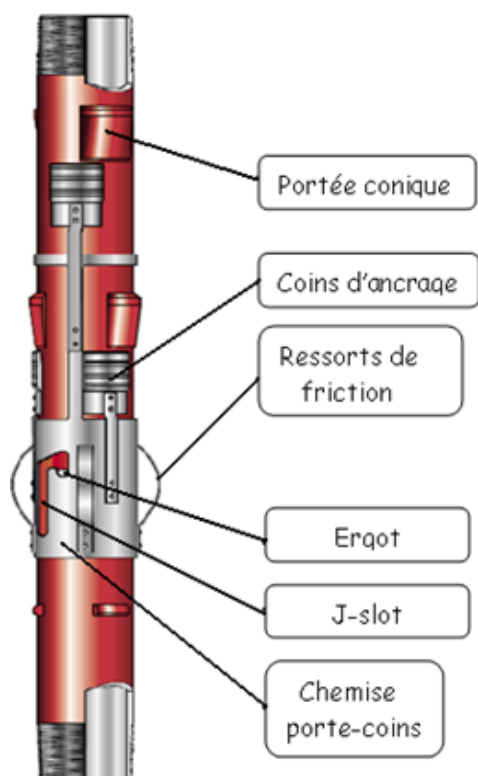


Fig.II.6 : liner hanger mécanique

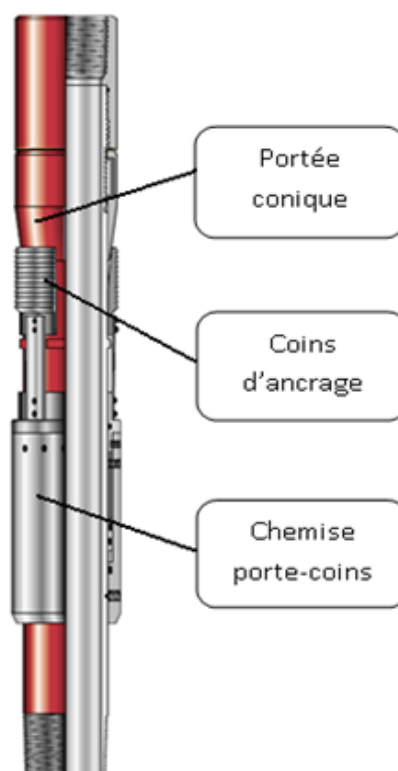


Fig.II.7 : liner hanger hydraulique

**Remarque :** Dans certains cas, on utilise des liners hanger rotatifs qui permettent de mettre le liner en rotation pendant la circulation et la cimentation. Cela améliore le déplacement de la boue par le laitier de ciment, lorsque le puits est cavé ou ovalisé, ou lorsque le liner n'est pas bien centré. utiliser chaque fois que possible, si le couple nécessaire pour tourner le liner est inférieur au couple de dévissage des connections.

## **5.2. Expandable liner hanger (ELH) :**

Le système comprend un intégral de liner hanger / paker qui est constitué d'un tieback intégrée au-dessus du corps expandable hanger et d'une sleeve inférieur conçu pour supporter les charges de traction et de couple pendant le déploiement.

L'Expandable liner hanger est usiné en un seul corps qui est désignée pour supporter toutes les forces de tensions et de torque, ayant des éléments élastomères incorporé dans le liner tel que leur ancrage est compressé de façon expandable.

Les éléments élastomères sont collés sur le corps du hanger. Ces éléments sont comprimés dans l'espace annulaire. Cela élimine pratiquement l'annulaire liner hanger / casing qui offre une intégrité de la pression supérieure tout en offrant une capacité de charge et une capacité de compression impressionnante lors du réglage. Sans pièces mobiles ou slips, la conception simple du expandable liner hanger permet d'éliminer le risque de pré-réglage du liner hanger / packer.[8]

### **5.2.1. Outil de pose (Liner Hanger Setting Tools):**

Outil de pose est choisis en fonction de la configuration et de l'application du liner. L'extension du liner Hanger est réalisée avec un Ensemble de réglage de la garniture actionnée hydrauliquement/l'outil ce meet en marche. Ce système fournit la mécanique d'expansion nécessaire, un système cementing packoff , un ensemble de collet pour transporter le poids de la garniture et transférer ce poids en fournissant un couple et un ensemble indicateur de dilatation.

### 5.2.1.1. Caractéristiques :

La conception de chaque outil est unique, cependant, chaque outil de liner hanger running tool quatre composants principaux qui simplifient les processus et améliorent la fiabilité :

- Piston fournit la transition de la pression à la force pendant le processus d'expansion. Différentes formes de pistons et multiplicateurs sont utilisées pour créer cette force.
- Crossover valve permet des trajets de pression pour l'expansion hydraulique et les chemins de retour de fluide pendant le processus de renversement.
- L'assemblage du cône d'expansion utilise la force du piston pour conduire le Cône dans le corps du hanger, l'élargissement dans le casing.
- L'assemblage de collet transfère la charge de la liner string transportée dans le puits de forage vers le drill pipe.

### 5.2.1.2. Avantages :

- Permet le lavage et l'alésage lors du déploiement sans configuration spéciale de chaque outil.
- Taux et pressions de circulation plus élevés que les systèmes conventionnels.
- Permet la rotation et le mouvement de va-et-vient pendant les opérations de cimentation.
- Processus et procédures de paramétrage simplifiés.

### 5.2.2. Unités tieback seal :

L'unité tieback est conçue pour être installée dans la prise de liaison supérieure (TBR) de l'ensemble de liner hanger . Les unités Tieback seal d'étanchéité permettent de relier casing string supérieure à la surface.

### 5.3. Caractéristiques :

- Le liner hanger et leur packers sont emballés en une seule unité.
- La conception des éléments du packer supporte des débits de circulation élevés.
- Amélioration du débit de circulation dû à l'absence des éléments externes tels que les slips, vérins hydrauliques, etc.
- Aucun dommage physique sur le casing.
- Les systèmes d'ancrage du hanger packer sont contenus dans l'outil de pose, toute éliminant les fuites créées par des mécanismes d'actionnement.

**5.3. Avantage :**

- Très simple et moins d'éléments.
- Elimination de risque de pose pour liner ou packer.
- Pas de fuites potentielles.
- Contrainte répartis uniformément.
- L'opération se fait à une seule descente.
- Le temps des manœuvres réduites.
- Pas de partie externe en mouvement.

**5.4. Limitation**

- Coût très élevé

**5.5. Procédure de descente et encrage de l'expandable liner hanger** voir la fig.II.7:

- Circulation pendant 1 ou 2 cycles pour nettoyer le puits.
- Descente du liner et position du sabot au fond du puits.
- Cimentation du liner.
- Larguer la bille dans les tiges de forage.
- Lorsque la bille est siégée, augmenter la pression allant de 3500 psi à 7 000 psi (selon la taille et la gamme de poids du casing).
- L'expansion prend environ 3-5 minutes.
- Lorsque l'expansion est complété, un bypass est effectué.
- L'outil de pose est ensuite dégagé du liner et tiré vers le haut.[8]

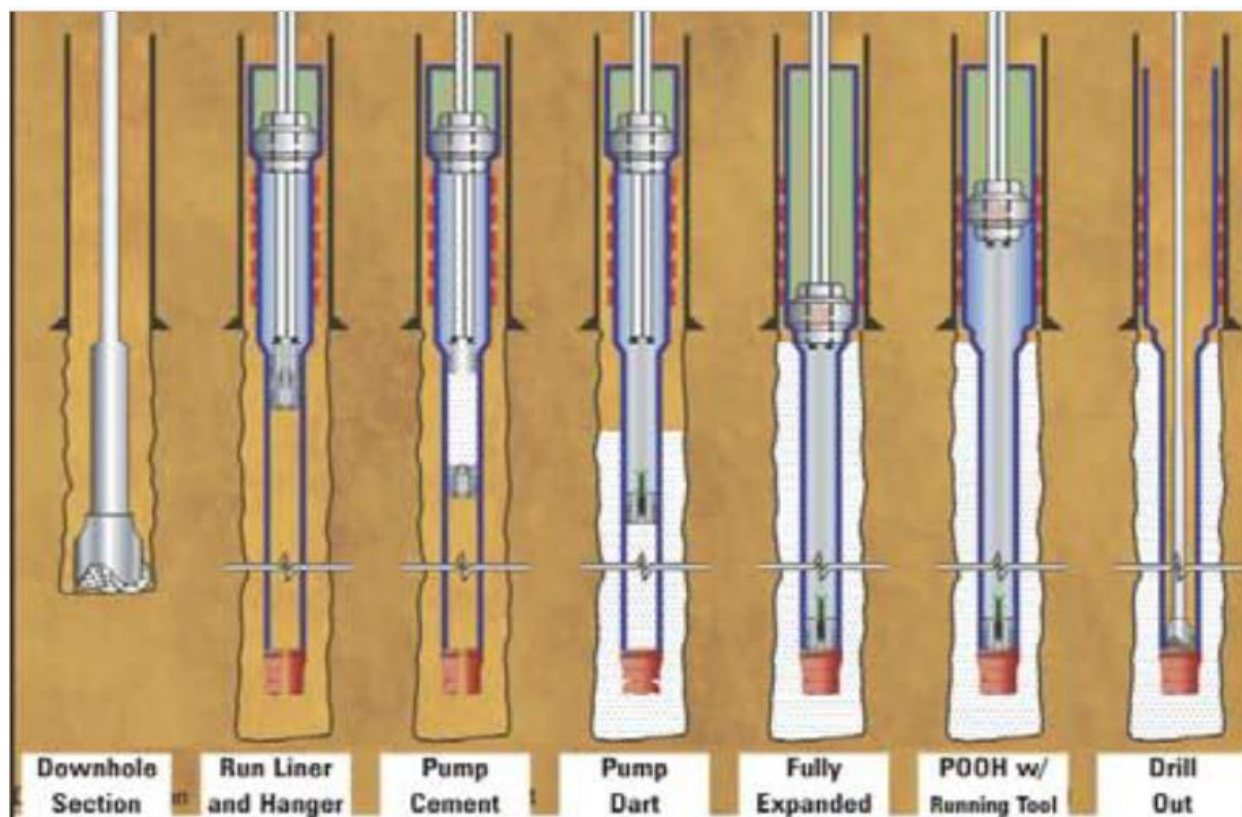


Fig.II.8. Descente et ancrage du système expandable liner hanger

### 5.6. Les principaux domaines d'application :

- Liner de forage
- Liner de production
- Grand Monobore
- Packer permanent
- Scab Liner
- Casing Patch
- Slot Liner
- Deepwater

5.7. Comparaison entres les procédures d'installation :

**Conventionnel Hanger**

1. Descente dans le trou.
2. Lancement de la bille.
3. Ancrage du hanger.
3. Vérifier le hanger.
5. Libérer running tool.
6. Vérifier running tool si elle est libérer.
7. Tondre le ball seat.
8. Pomper le ciment.
9. Ancrage du packer.
10. remonter.[5]

**Expandable liner Hanger**

1. Descente dans le trou.
2. Pomper le ciment.
3. Lancement de la bille.
4. Ancrage du hanger et packer.
5. Verifier le hanger.
6. Libérer running tool.
7. remonter.[5]

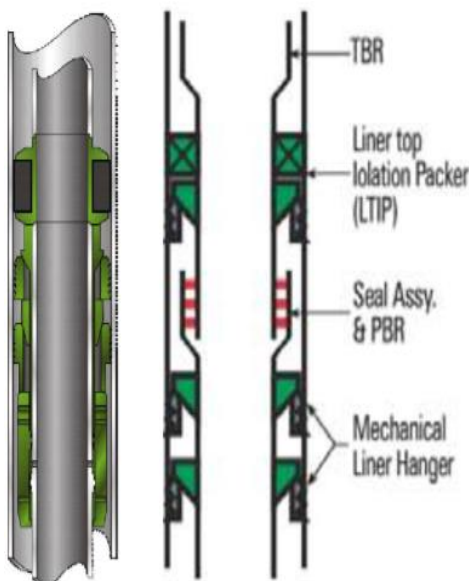


Fig.II.9. liner conventionnelle

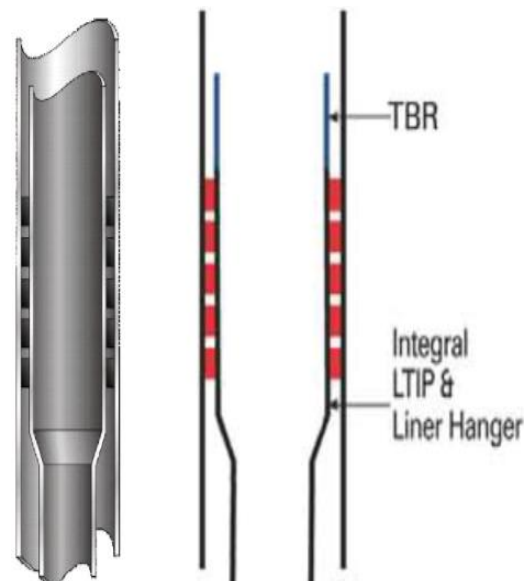


Fig.II.10. ELH

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société "SN REPAL" implante le 16 janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 juin de la même année, ce forage a recoupé des grès cambriens à 3338 m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société "CFPA" réalise un puits Om1 à environ 7Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Par la suite, le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN.REPAL pour le champ Sud.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Dès lors, les forages se sont développés et multipliés sans cesse, jusqu'à arriver à plus de 950 puits. Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification, etc...).

## **1. Situation du champ de Hassi Messaoud :**

### **1-1. Situation géographique :**

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique, et se situe à environ 850 km au Sud-Sud-Est d'Alger, à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne (fig.I.1). Il s'étend sur 2500 km<sup>2</sup>, il a pour coordonnées Lambert :

X = [790.000 - 840.000] Est ;

Y = [110.000 - 150.000] Nord ;

Et il est encadré par les latitudes 31°.30' et 32°.00' et les longitudes 5°.40' et 6°.20'.**[3]**



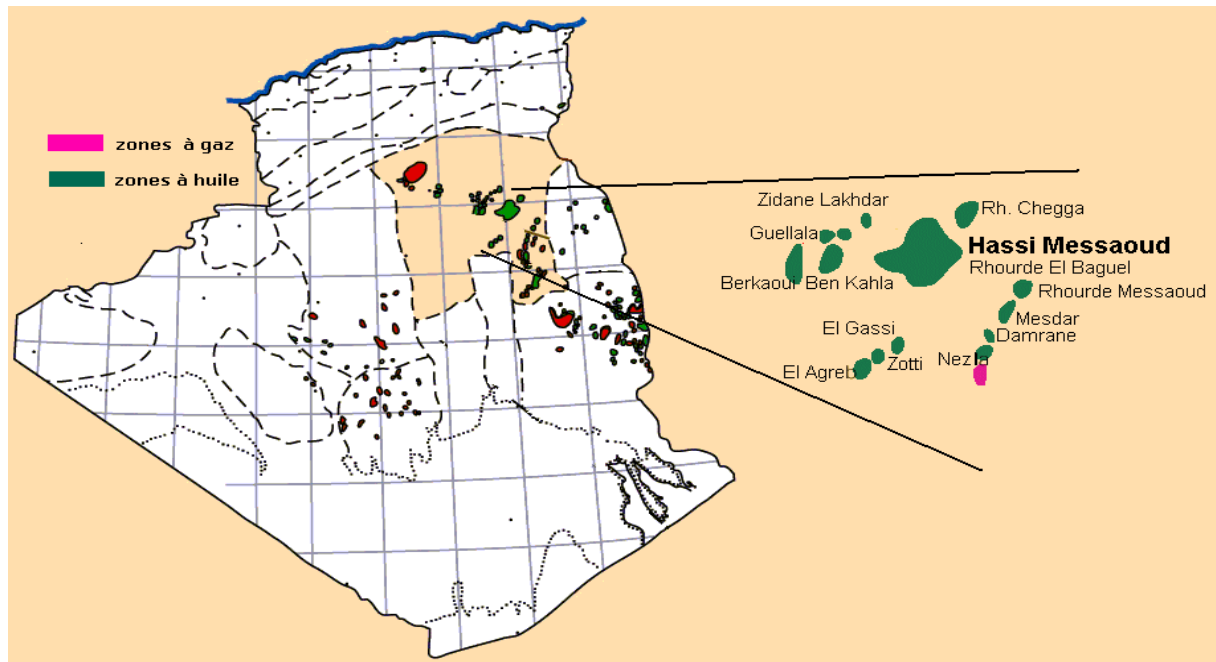


Fig.III.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.

**1-2. Situation géologique :**

Par rapport aux gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité (fig.I.2):

- au Nord-Ouest par les gisements d’Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui) ;
- au Sud-Ouest par les gisements d’El Gassi, Zotti et El Agreb ;
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.



**Fig.III.2 :** Répartition des zones pétrolifères et gazéifères.

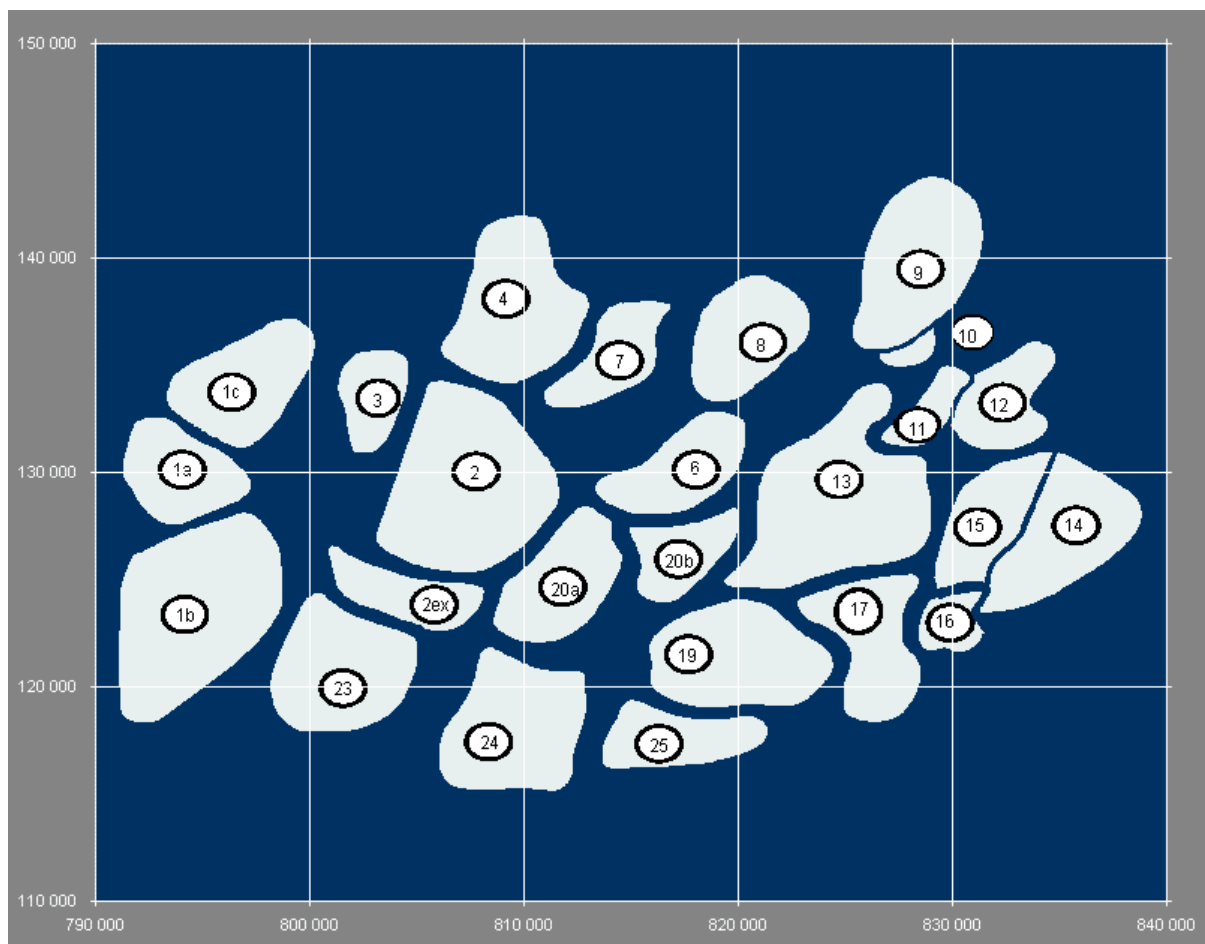
Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Géologiquement, il est limité :

- à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya ;
- au Sud par le môle d'Amguid El Biod ;
- au Nord par la structure Djammâa-Touggourt ;
- à l'Est par les hauts-fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

### 1-3. Zones et numérotation 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 voir la figure.I.3. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, et se comportant de la même manière 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 pas être le seul critère de caractérisation des zones.



**Fig.III.3** : Zones de production.

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

*Champ Nord* : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

*Champ Sud* : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

## 2. Intérêt pétrolier :

Le champ de Hassi-Messaoud de par sa superficie et ses réserves est considéré parmi les plus grands gisements du monde avec une pression de gisement variant de 120 à 400 kgf/cm<sup>2</sup>, une température de l'ordre de 118°C à 123°C et une perméabilité très faible de 0 à 1darcy.

Le réservoir est lié au grès-quartzétiques du Combrien, l'horizon le plus productif est lié aux lithozones Ra et RI dont les qualités pétrophysiques sont assez bonnes. La couverture est assurée par une épaisse et étanche assise argilo-salifère du Trias. Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme une mosaïque de gisement, délimitée par les barrières de perméabilité.

Après plus de 40 années de production et plus d'une centaine de puits forés, la logique géologique de ce champ demeure énigmatique, c'est ainsi que certaines zones produisent en déplétion et d'autres sont en récupération secondaire par injection de gaz et d'eau.[3]

### **3. Description de la série sédimentaire du champ de Hassi Messaoud :**

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représentée de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne) : [3]

#### **3-1) CÉNOZOÏQUE :**

##### **3-1.1 MIO-PLIOCÈNE (e = 240 m) :**

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par :

- Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse ;
- Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore ;
- Marne gris-brun, fortement sableuse.

Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulement lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

##### **3-1.2 ÉOCÈNE (e = 120m) :**

Il est constitué de :

- Argile brun-rouge, fortement sableuse ;
- Marne et fines passées d'anhydrite blanche ;
- Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex.

Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

#### **3-2) MÉSOZOÏQUE :**



### 3-2.1 CRÉTACÉ :

#### 3-2.1.1 SÉNONIEN constitué de deux niveaux :

- **CARBONATÉ (e = 107m):**

Il est constitué de calcaires blancs à blanc-beige, micro-cristallins et durs, de dolomies grises à gris-clair, parfois cristallines et dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et parfois massives.

- **LAGUNAIRE** ; niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire:

La première ANHYDRITIQUE, d'une épaisseur moyenne de 219m, est composée d'anhydrite blanche, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique.

La deuxième SALIFÈRE, d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif blanc transparents à translucides à traces d'anhydrite.

#### 3-2.1.2 TURONIEN (e = 70 à 120m) :

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux.

Il contient un aquifère représenté par des eaux à odeur sulfurée, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210 g/l et leur densité est de 1,13.

#### 3-2.1.3 CÉNOMANIEN (e = 145m):

Constitué par des bancs d'anhydrites blanches, transparentes, micro-cristalline et dures, de marnes argileuses grises à gris-verdâtre et carbonatées par endroits, de dolomies grises à gris-brun, cryptocristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre, micro-cristallin.

#### 3-2.1.4 ALBIEN (e = 350m):

Il est représenté par des grès et sables fins avec intercallations d'argile silteuse.

Il renferme un aquifère d'eau douce utilisée pour l'injection et les besoins généraux.

#### 3-2.1.5 APTIEN (e = 25m):

Représenté par des calcaires blancs à gris-blanc, parfois beiges, micro-cristallins et durs et de dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

#### 3-2.1.6 BARRÉMIEN (e = 280m) :

Représenté par des grès blancs à beiges, parfois gris-blanc, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallines et dures et d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

### **3-2.1.7 NÉOCOMIEN (e = 180m) :**

Représenté par des argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, silteuses et légèrement dolomitiques et de grès blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux.

## **3-2.2 JURASSIQUE :**

### **3-2.2.1 MALM (e = 225m) :**

Constitué d'anhydrites blanches, beiges, pulvérulentes, rarement micro-cristallines et dures, d'argiles rouge-brique à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blanc à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à gris-blanc, micro-cristallines et dures. Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30 g/l.

### **3-2.2.2 DOGGER :**

Représenté par deux niveaux :

- **ARGILEUX** : Argiles brun-rouge, grises à gris-vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux. (e = 105m).
- **LAGUNAIRE** : Anhydrites blanches, pulvérulentes, massives et dures à moyennement dures, de calcaires gris à gris-blanc, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles gris-clair à gris-foncé, parfois brun-rouge, tendres et indurées, de silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises, tendres, (e = 210m).

### **3-2.2.3 LIAS :**

D'une épaisseur de 300m, il est représenté par cinq niveaux :

- **LD1** : argiles gris-clair à gris-vert, parfois brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blanches, pulvérulentes et cristallines (e = 65m).
- **LS1** : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massives, blanches, pulvérulentes, tendres à dures, d'argiles brun-rouge, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris-beige, micro-cristallins et tendres (e = 90m).

- **LD2** : argiles brun-rouge, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques. (e = 55m)
- **LS2** : sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées. (e = 60m).
- **LD3** : argiles gris-clair, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blanc, micro-cristallins, argileux et durs. (e = 30m).

### 3-2.3 TRIAS :

Représenté par quatre niveaux :

- **SALIFÈRE** : subdivisé en trois horizons :
  - **TS1** : d'une épaisseur de 46m, ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrite, et des intercalations d'argile dolomitique.
  - **TS2** : sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles grises à gris-foncé ou brun-rouge, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blanches à gris-beige, massives et pulvérulentes. (e = 189m)
  - **TS3** : sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brun-rouge, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées. (e = 202m)

Les horizons TS2 et TS3 sont le siège de manifestations d'argiles fluantes.

- **ARGILEUX** : Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de bancs de sel au sommet (e = 113m).
- **GRÉSEUX** : grès gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles brun-rouge, rarement grises, silteuses, tendres à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. (e = 35m).
- **ÉRUPTIF** : andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grès gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartziques ainsi que des argiles brun-rouge à gris sombre, indurées et silteuses. (0 < e < 92m)

Les terrains du Trias argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ.

Le Trias repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.



### 3-3) PALÉOZOÏQUE :

#### 3-3.1 ORDOVICIEN :

Dans sa représentation la plus complète il est constitué de quatre termes :

- **Les quartzites d'Hamra** : (e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
- **Les grès d'El Atchane** : (e = 25m) grès fins à ciment argileux, bitumineux. Productifs sur Omj 76.
- **Les argiles d'El Gassi** : (e = 50m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
- **Zone des Alternances** : (e = 20m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grès moyens à fins.

❖ **Remarque :**

La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure, du fait de l'érosion. Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le Trias repose directement sur le Cambrien.

#### 3-3.2 LE CAMBRIEN :

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

**Litho-zone Ri** : correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grès quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion. (e = 50m)

**Litho-zone Ra** : représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grès quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico - argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de siltstones argileux. (e = 100 à 120m).

**Litho-zone R2** : est constitué de grès quartzites et quartzites gréseuses, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silt. (e = 100m).

**Litho-zone R3** : repose sur l' Infracambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300 m, elle se compose de grès grossiers à micro-conglomérats feldspathique, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec parfois des zones à grès ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le "R3" ne présente aucun intérêt pétrolier.

### **3-3.3 L'INFRA-CAMBRIEN :**

Unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord de la structure par le forage Omg47 à une profondeur de 4092 m. Il est composé de grès argileux de couleur rouge. (e = 45m)

ERE	SYST	ETAGES	Ep moy	DESCRIPTION		
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>	240	Sable, calcaire, marne sableuse		
		EOCENE	120	Sable, calcaire à silex		
MESOZOIQUE	CRETACE	SENOMIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie		
		SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite		
		TURONIEN	90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux		
		CENOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie		
		ALBIEN	350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grès, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grès		
		JURASSIQUE	MALM	225	Argile, marne, calcaire, grès et traces d'anhydrite	
	DOGGER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
	LIAS		L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
	TRIASSIQUE		SALIFERE	TS 1	46	Alternances 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	35	Grès, argile		
ERUPTIF		0.92	Andésites altérées			
<i>discordance hercynienne</i>						
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 schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes		
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grès et argile. Présence de tigillites		
	CAMBRIEN	Ri	50	Grès isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grès à grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grès moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grès grossier à ciment argileux, argile silteuse		
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges			
	S O C L E				Granite porphyroïde rose	

Fig.III.4 : Coupe stratigraphique type.

### 3-4) LE SOCLE :

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

#### 4. Problèmes attendus :

Au cours du forage plusieurs problèmes ont été rencontrés dont les causes principales sont les suivantes :

- La nature des terrains traversés ;
- Les régimes de pression.

On a trois types de problèmes :

#### 4-1. Perte et éboulement :

Dans la première phase les terrains ne sont pas consolidés, perméables et très poreuses, ce qui entraîne des pertes importantes et des éboulements lors de forage.

Dans la troisième phase il y'a des pertes dues aux fragilités des formations de TGE.

##### 4-1.a) Mio-pliocène :

On a des risques de pertes par absorption dans :

- Les formations sableuses ;
- Les barres calcaires.

##### 4-1.b) Sénonien :

On a des risques de pertes totales au niveau des calcaires fissurés avec éboulement de sable du mio-pliocène.

##### 4-1.c) Turonien :

On peut avoir des pertes totales et coincements à cause du craquage de la formation sous l'effet des densités des différentes boues utilisées pour forer cette couche.

#### 4-2. Problèmes des argiles fluides :

Ce problème est dû au fluage des argiles, ce dernier provoque des surpressions et des coincements par rétrécissement des parois.

#### 4-3. Problèmes des eaux chlorurés calciques :

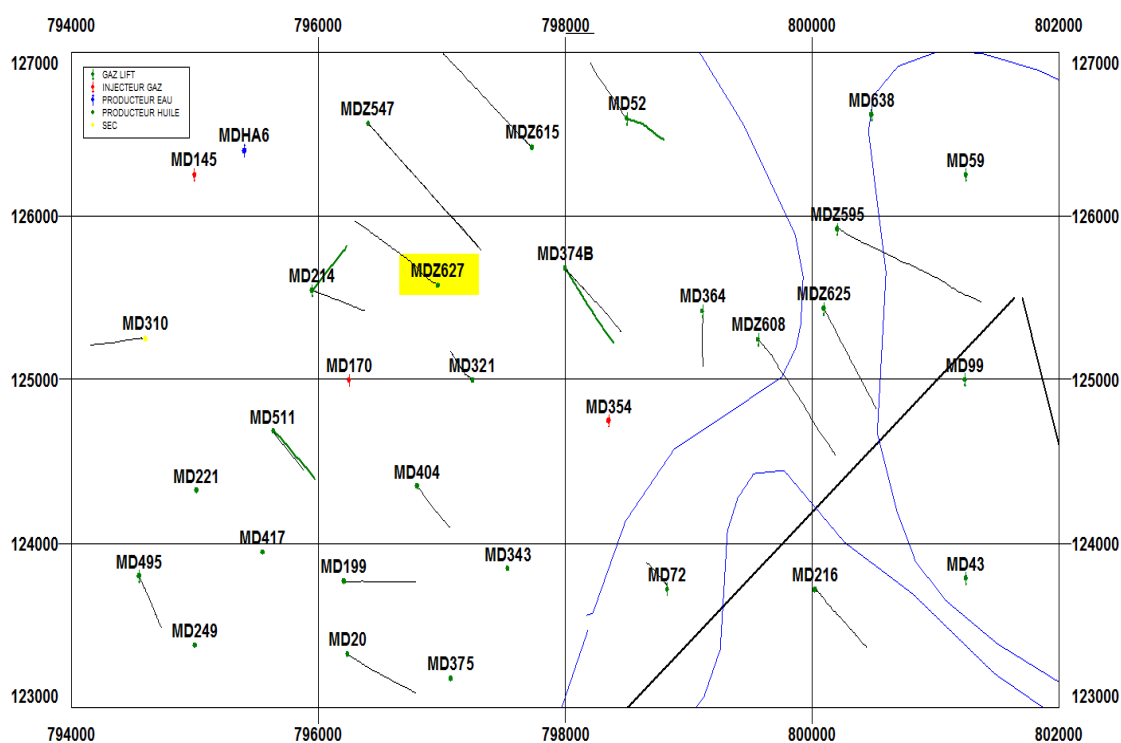
Dans la zone lias dolomitique quelques intercalations de dolomie vacuolaire renferment des eaux chlorurés calciques avec 320 à 350 g/l de  $\text{CaCl}_2$ .

La pression est de l'ordre de  $575 \text{ Kg/cm}^2$ , les venues d'eau sont fréquentes, ce problème ne peut être résolu qu'avec l'utilisation d'une boue lourde ayant une densité de 2.10 à 2.15, cette boue lourde favorise le craquage de TAG (Trias Argilo-Gréseux).

**5. Localisation du puits MDZ 627 :**

Le puits MDZ 627, objet de notre étude, se positionne géographiquement selon les coordonnées LSA Lambert Sud Algérie de la plate forme sont les suivantes (figure.III.5): [4]

X	Y	Z.Sol	Z.Table
796970.98 m	125575.33 m	143.37 m	160.85 m



**Fig.III.5 : Carte de position Puits MDZ-627**

**5.1 Généralité sur le puits MDZ 627 :**

Le puits MDZ 627 c'est un puits horizontal de rayon moyen (figureIII.6), producteur d'huile, foré et mis en production en mars 2010 ayant les paramètres suivants voir tableau III.1 et figure III.6 :

Tableau III.1 : paramètres du puits MDZ 627

Paramètres	Valeurs
TD	4006 m
TVD	3378 m
Ongle d'atterrissage	87 °
Azimut théorique	300 °
KOP	3000 m
Vs	785.45 m

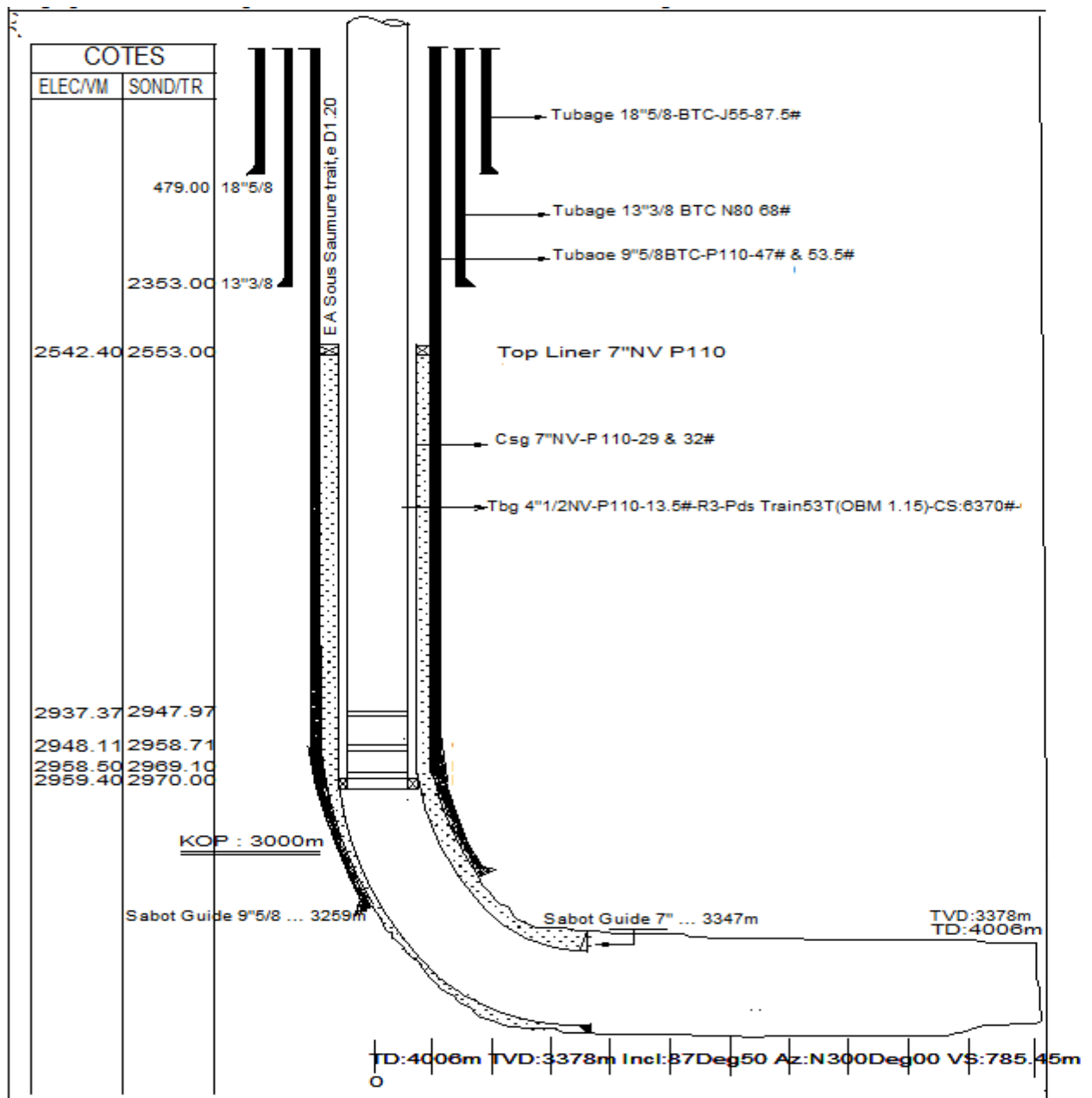


Fig.III.6 : fiche technique du puits mdz 627

Ce puits a eu une production initiale caractérisé par un débit de production atteignant les 14.82 m<sup>3</sup>/h, une pression en tête de 150.50 kg/cm<sup>2</sup> et des valeurs du rapport GOR très élevés (2040).

Vue le problème coning de gaz, la production a connu une chute progressive jusqu'à atteindre un débit de 2.72 m<sup>3</sup>/h le 18.04.2012, accompagné par une augmentation de la pression en tête (Whp=224.7 kg/m<sup>3</sup>) et du rapport GOR (4854 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>).

Une des causes qui ont déclenché ce problème, était la qualité médiocre de cimentation dans la majorité des cotes de MDZ 627(voir le tableau III.3).

Les résultats du FSI Logging du 16.06.2016, où le profil de production sur un intervalle de profondeur du réservoir allant de 3400 à 3900m (Image et interprétation) sont présentés dans le tableau III.1.

**Tableau III.2 : Etat de la cimentation du tubage**

<b>CBL du 10/02/2010</b>		<b>CBL du 7'' du 23/03/2010</b>	
<b>Casing 9<sup>5/8</sup></b>		<b>Casing 7''</b>	
3250m à 3062m	Très bonne à bonne	3335m à 3321m	mauvaise
3062m à 3012m	Moyenne	3312m à 3296m	moyenne
3012m à 2945m	Mauvaise parfois moyenne	3312m à 3296m	Bonne
2945m à 2655m	Mauvaise	3296m à 3292m	Moyenne
2645m à 2655m	Mauvaise	3296m à 3292m	Moyenne
2655m à 2631m	Moyenne	3292m à 3265m	Mauvaise à très mauvaise
2631m à 2558m	Mauvaise	3265m à 3261m	Bonne
2558m à 2530m	Moyenne	3261m à 2990m	Très mauvaise à free pipe
2530m à 2494m	Mauvaise	2990m à 2978m	Bonne
2494m à 2456m	Moyenne	2978m à 2958m	moyenne
2456m à 2424m	Bonne à moyenne	2958m à 2947m	bonne
2424m à 2104m	Mauvaise à très mauvaise	2847m à 2875m	Moyenne à mauvaise
2045m à 2000m	Moyenne	2875m à 2867m	bonne
2045m à 2000m	Mauvaise à free pipe	2867m à 2780m	Moyenne à mauvaise
		2780m à 2734m	Très mauvaise
		2734m à 2716m	Bonne a moyenne
		2716m à 2580m	Mauvaise free pipe
		2580m à 2556m	Moyenne à mauvaise (top liner)



Tableau III.3 : situation actuelle de production du puits.

Etat actuel du puits		Puits producteur huile-ouvert					
Parametres de production du dernier jaugeage 06/03/2016							
$Q_h$ (m <sup>3</sup> /h)	GOR (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	Eau/rec (m <sup>3</sup> /h)	Eau/inj (m <sup>3</sup> /h)	Wor	Cumul (m <sup>3</sup> )	Pt (Kg/cm <sup>2</sup> )	Pp (Kg/cm <sup>2</sup> )
2,7	4123	0	0	0	146665,45	20,26	20,34

L’installation d’un Expandable liner dans la phase 7”, à partir de MD 2556 m(voir tableau III.4,figure III.6), était comme une solution plus efficace de problème de coning de gaz. Cette dernière va être effectuée par une comptions intelligente pour optimiser le potentiel du puits en débit huile par une intervention de WORKOVER.

Tableau III.4 : cote des tubages

Phase	tbg	Cote sabot(M)							Etage formation assise	Observation
		MD CS	MD CE	TVD CS	TVD CE	Inclin (deg)	Azimet (deg N)	VS (M)		
24”	18”5/8	/	/	479	/	/	/	/	Senon anhydrit	
17”1/2	13”3/8	/	/	2352	/	/	/	/	Dogger lagunaire	
12”1/4	9”5/8	/	3258	3240,5	/	35°.00	297.00°	84.00	Trias argileux	
8”3/8	7”	3347	3347,5	3307	3300	47.00°		141.00	Au toit du ri	Top liner 2556m

**6. Etapes d’instalation de ELH par une opération de WORKOVER :**

- Neutralisation du puits avec une boue a l’huile de densité 0.96.
    - ❖ Perforer le tubing (Puncher) à environ +/-2934 m/VM, jusqu’à rétablir la circulation dans le puits.
    - ❖ Neutralisation puits avec une boue à l’huile de densité d : 0.96.
- NB :** / Ajuster la densité de la boue si nécessaire.
- Puncher le tubing de production “Tbg 4”1/2 New Vam” à 2935 M/VM et circulation de la totalité du puits.
  - Observer la stabilité du puits si c’est négatif ajuster la densité du puits.
  - Remonter la colonne de production “Tbg 4”1/2 New Vam”.
    - ❖ Remonter le tubing 4”1/2 Vam, après désancrage du tubing Anchor Seal. (Effectuer des coupes si nécessaires)

- ❖ Reforer le packer (Hallib Packer TWR 7'' 23-32 #) avec un Packer milling tool équipé d'une extension avec retrieving spear afin de remonter la partie inférieure du packer.

**NB** : Contrôler les pertes et les gains éventuels pendant les opérations de surforage et ajuster la densité de la boue si nécessaire.

- Fraisage Packer TWR 7'' 23-32 #.
- Contrôler et tester l'état et l'intégrité de l'ensemble des casings.
- Réparer les communications éventuelles.
- Nettoyage et contrôle de fond du puits jusqu'à la TD, soit la côte à 4006 m/TR.
  - ❖ Nettoyer l'intérieur de l'open hole jusqu'au fond du puits soit @4006 m/TR et contrôler les pertes éventuelles dans la formation.
  - ❖ Contrôle et nettoyage de l'open hole 6". (\*densité requise pour une pression de gisement de 274.74 kg/cm<sup>2</sup> correspondant à la PFD du 11/10/2015, majorée suite GOR élevé de 0.92 à 0.96).
  - ❖ Circuler une fois au fond avec des bouchons visqueux.
  - ❖ Remonter la garniture jusqu'au sabot 7'' puis redescendre jusqu'au fond afin d'assurer un passage libre sans friction. En cas de pose, procéder au reforage de la zone jusqu'au avoir un passage libre pour la garniture sans rotation
- Circuler une fois au fond avec des bouchons visqueux.
- Remonter la garniture jusqu'au sabot 7'' puis redescendre jusqu'au fond afin d'assurer un passage libre sans friction. En cas de pose, procéder au reforage de la zone jusqu'au avoir un passage libre pour la garniture sans rotation.
- Effectuer les opérations électriques nécessaires pour la descente de ce type de complétion.
- Contrôle du drain de nouveau jusqu'au fond avec un outil de 6''.
- Préparer & Descendre l'ensemble de la Smart Complétion selon la procédure préconisée, puis TOP DTM.[4]

### 7. Résultat de l'intervention

après la réalisation de cette complétion, sans aucun problème cité, le puits a connu une amélioration –à court terme- remarquable de 2,75 m<sup>3</sup>/h jusqu'à 3,7 m<sup>3</sup>/h, ce qui prouve que cette technique est vraiment rentable.

Actuellement, On ne peut juger l'efficacité et la réussite de cette technique à long terme, on attend une période étendue.

### Conclusion & Recommandation :

L'expandable liner Hanger est une nouvelle technique qui présente une meilleure intégrité de puits pendant et après le forage ensuite :

- On peut l'utiliser soit en cours de forage soit en cours d'exploitation.
- Possibilités de l'utiliser dans l'offshore (deepwater).
- Possibilités d'augmenter la productivité du puits.
- Diminuer le volume de fluide de forage et le volume de ciment.

En se basant sur les résultats de cette opération et la comparaison de celui-ci on distingue que cette technique est la plus simple et la plus efficace.

On conclue que si on est confronté de tel problèmes (voir page) la solution pour y remédier et d'utiliser cette nouvelle technique.

On recommande :

Enfin, il est recommandé que cette étude soit prise en considération dans le futur, en suivant l'évolution du puits MDZ 627 afin de prouver l'efficacité et la réussite de la technique ELH pour résoudre de tel problème.

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes  
études.*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles*

*de ma vie.*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*A toute la famille BOUAROUB et BARECHE.*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé  
aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions*

*A tous mes camarades de la 2<sup>ème</sup> année master forage /production.*

**FOUZI**

# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes  
études.*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles  
de ma vie.*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*A toute la famille KEFIFI et HADRIA.*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé  
aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions*

*A tous mes camarades de la 2<sup>ème</sup> année master forage /production.*

**HAMZA NOUR ELISLAM**



# Dédicaces

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma très chère **Mère** et mon très cher **Père***

*A ceux qui m'ont toujours encouragé pour que je réussisse dans mes  
études*

*A ceux qui ont veillé pour mon bien être*

*A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie*

*A ceux que j'aime et je respecte infiniment*

*Le jour est venu pour leur dire Merci...*

*A toute la famille DJENANE et SEMOUME.*

*A tous mes amis qui ont toujours été présents et qui n'ont ménagé  
aucun effort pour me bénéficier avec leur aide et leurs suggestions, en*

*A tous mes camarades de la 2<sup>ème</sup> Année MASTERfoRAGE.*

**MOHAMED LAMINE**

### INTRODUCTION GENERAL :

Le pétrole et le gaz jouent un rôle capital dans l'industrie des pays dans le monde .

Le forage est resté jusqu'à maintenant le seul moyen et la seule méthode pour extraire et exploiter ces sources d'énergie Chaque phase du programme représente un intervalle foré qui doit impérativement être protégé avant d'entamer la phase suivante Les programmes techniques de forage, notamment ceux des puits profonds, comportent de plus en plus la pose des colonnes perdues " Liners " au lieu des colonnes entières, dans la gamme des dimensions allant des diamètres de 8<sup>5/8</sup> " à 4<sup>1/2</sup> ". La raison de cette tendance est son incidence sur le prix de revient du sondage.

Il est très important de faire des interventions sur les puits qui a des problèmes de production et de faire des traitements pour les remédier. Parmi ces interventions on peut citer le Work Over pour installer une Recomplétion (smart complétion) pour optimiser le potentiel du puits en débit huile qui représente l'une des opérations les plus coûteuses mais les plus efficaces. Mais parmi les étapes les plus difficiles c'est la descente du liner conventionnelle.

Notre étude consiste à rechercher des solutions parmi les, c'est l'exepandable liner hanger et pour cela on a commencé par des généralités sur le champ de hassi Messaoud puis une aperçu sur la complétion ensuite une comparaison entre le liner conventionnelle et l'expandable liner hanger finalement on a terminé par une étude de cas du puits MDZ 627.



## NOMENCLATURES et ABBREVIATIONS

---

**HMD:** Hassi-Messaoud.

**KOP:** Kick-Off Point

**TVD:** True Vertical Depth

**P:** pression

**AZM:** azimuth

**Vs :** section verticale

**Deg :** degré

**TD:** True Depth

**TVD:** True vertical Depth

**MD:** Measured Depth

**DHSV:** Down hole safety valve

**SSD :** Sliding side door

**ELH :** Expandable liner hanger

**DH :** down hole

**OH:** open hole

**GOR:** Rapport gaz oil.

**WO:** Work over

**Tbr :** tie back receptacle

**FSI :** Flo scan imager

**Tbg :** Tubbing

**DTM :** démontage, transport et montage

**CBL :** cement bond log

**Pg :** pression de gisement

**Pp :** pression des pores

**Qh :** débit horaire.

**Pt :** pression de tête.

**X :** la longitude du puits

**Y :** la latitude du puits

**Z (sol) :** la reference par rapport au sol

**Z (table) :** la reference par rapport a la table

## Liste des tableaux

---

===== Liste des tableaux =====

<b>Tableau III.1</b> : paramètres du puits MDZ 627.....	34
<b>Tableau III.2</b> : Etat de la cimentation du tubage.....	35
<b>Tableau III.3</b> : situation actuelle du puit.....	36
<b>Tableau III.4</b> : cote des tubages.....	36

## *Liste des figures*

---

<b>Fig.I.1</b> : Complétion en trou ouvert.....	3
<b>Fig.I.2</b> : Tubage cimenté et perforé.....	4
<b>Fig.I.3</b> : Liner cimenté et perforé.....	4
<b>Fig.I.4</b> : Liner non cimenté.....	5
<b>Fig.I.5</b> : tubingless.....	5
<b>Fig I.6</b> : production avec tubing.....	6
<b>Fig.I.7</b> : Production assistée gaz.....	6
<b>Fig.I.8</b> :completion simple.....	7
<b>Fig.I.9</b> : Interval co-mingling.....	7
<b>Fig.I.10</b> : un tubing avec deux zones.....	8
<b>Fig.I.11</b> : deux tubings avec deux zones productrices .....	8
<b>Fig.I.12</b> : trois tubings avec plusieurs zones productrices.....	9
<b>Fig.I.13</b> : complétion ancrée.....	10
<b>Fig.I.14</b> : : complétion suspendue.....	10
<b>Fig.II.1</b> : liner de forage.....	13
<b>Fig.II.2</b> : stub liner.....	13
<b>Fig.II.3</b> : liner de production.....	13
<b>Fig.II.4</b> :tie-back liner.....	13
<b>Fig.II.5</b> :scab liner.....	13
<b>Fig.II.6</b> : liner hanger mecanique.....	15
<b>Fig.II.7</b> : liner hanger hydraulique .....	15
<b>Fig.II.8</b> . Descente et ancrage du système expandable liner hanger .....	19
<b>Fig.II.9</b> . liner conventionnelle.....	20
<b>Fig.II.10</b> . ELH.....	20
<b>Fig.III.1</b> : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	22
<b>Fig.III.2</b> : Répartition des zones pétrolifères et gazéifères.....	23
<b>Fig.III.3</b> : Zones de production.....	24
<b>Fig.III.4</b> : Coupe stratigraphique type.....	31
<b>Fig.III.6</b> : fiche technique du puits mdz 627.....	34
<b>Fig.III.5</b> : Carte de position Puits MDZ-627.....	33

# REMERCIEMENTS

*Tout d'abord, nous remercions le bon Dieu de nous avoir donné la puissance pour achever nos études supérieures.*

*Nous tenons à remercier en premier lieu notre promoteur Monsieur **Khelifa Cherif** pour ses remarques, ses conseils considérables et ces critiques constructives.*

*Nous adressons nos remerciements à nos enseignants qui nous ont encadrés durant notre cursus universitaire spécialement monsieur **Atlili Med Elhadi**.*

*Nos remerciements vont également à tout le personnel de la société **WEATHERFORD** pour leurs interventions et leur aide.*

*Ainsi qu'à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.*

***Hamza Nour Elislam , Fouzi et Mohamed Lamine***

## RESUME :

Notre mémoire consiste à faire une étude comparative entre le liner Hanger conventionnel et l'expandable liner hanger, cette dernière est une nouvelle technique qui est très simple et très efficace dans tous les types des puits et des terrains. Et aussi nous avons fait une d'étude de cas sur le puits MDZ 627 qui est déjà foré et récompléter par cette technique par une smart complétion a fin de remédier des problèmes tel que la chute du débit et les venus (gaz et eau).

Actuellement ce puits n'est pas encore achever mais il y a une amélioration remarquable.

## ABSTRACT:

Our memory is to make a comparative study between the conventional Hanger liner and the expandable liner hanger, the latter is a new technique that is very simple and very effective in all types of wells and grounds. And we did a case study on the MDZ 627 well that is already drilled and re-completed by this technique by a smart completion to remedy problems such as falling flow and coming (gas and water).

Currently this well is not yet complete but there is a remarkable improvement.

## ملخص:

مذكرتنا تحت علي إجراء دراسة مقارنة بين liner Hanger conventionnel et l'expandable liner hanger ، بل هو تقنية جديدة التي هي بسيطة جدا وفعالة جدا في جميع أنواع الآبار والحقول البترولية. وقمنا بدراسة حالة عن البئر MDZ 627 المحفور بالفعل وتجديد بهذه التقنية smart completion لمعالجة مشاكل مثل انخفاض التدفق او تصاعد الغاز والمياه.

حاليا البئر لم يكتمل بعد ولكن هناك تحسن ملحوظ.

## SOMMAIRE

Remercîment	
Dédicace	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Abréviations	
Introduction générale.....	1
<b>CHAPITRE I : Généralité sur la Complétion</b>	
1. Les objectifs de la complétion.....	2
2. Considérations pour le choix d'un type complétion.....	2
2.1. Type de formation.....	2
2.2. Fluide de forage.....	2
2.3. Conditions d'une éventuelle stimulation.....	3
3. Classification des complétions.....	3
3.1 Classification par type d'interface couche/trou.....	3
A - Complétion en trou ouvert.....	3
B - Complétion en trou tubé.....	4
3.2 Classification par le mode de production.....	5
A-Production naturelle.....	5
B- Production assistée.....	6
3.3 Classification par le nombre de zones à compléter.....	7
A- Une seule zone productrice"complétion simple.....	7
B- Plusieurs zones productrices"complétion multiple".....	8
4.4. Classification par type de puits .....	9
A-Puits vertical.....	9
B-Puits horizontal.....	10

## **CHAPITRE II : généralité sur le liner**

1. Définition.....	11
2. Avantages du liner.....	11
3. Inconvénients du liner.....	11
4. Différents types de liner.....	12
4.1.Liner de forage.....	12
4.2.Liner de production.....	12
4.3.Stub Liners.....	12
4.4.Scab Liners.....	13
4.5.Tie-back liner.....	13
5. Dispositif de suspension (Liner hanger) .....	14
5.1. liner hanger conventionnel.....	14
5.1.1. Hanger mécanique.....	14
5.1.2. Hanger hydraulique.....	15
5.2. Expandable liner hanger (ELH) .....	16
5.2.1. Outil de pose (Liner Hanger Setting Tools).....	16
5.2.2. Unités tieback seal.....	17
5.3. Caractéristiques.....	17
5.4. Avantage.....	18
5.5. Limitation.....	18
5.6. Procédure de descente et encrage de l'expandable liner hanger.....	18
5.5 Les principaux domaines d'application.....	19
5.2. Comparaison entre les procédures d'installation.....	20

## **CHAPITRE III : La partie géologique et étude de cas**

1. Situation du champ de Hassi Messaoud .....	21
1-1. Situation géographique.....	21

1-2. Situation géologique.....	22
1-3. Zones et numérotation des puits .....	23
2. Intérêt pétrolier.....	24
3. Description de la série sédimentaire du champ de Hassi Messaoud.....	25
4. Problèmes attendus.....	32
5. Localisation du puits MDZ 627.....	33
5.1 Généralité sur le puits MDZ 627.....	33
6. Etapes d'installation de ELH par une opération de WORKOVER.....	36
7. Résultat de l'intervention.....	37
Conclusion & recommandations.....	38
Résumé	
Bibliographie	