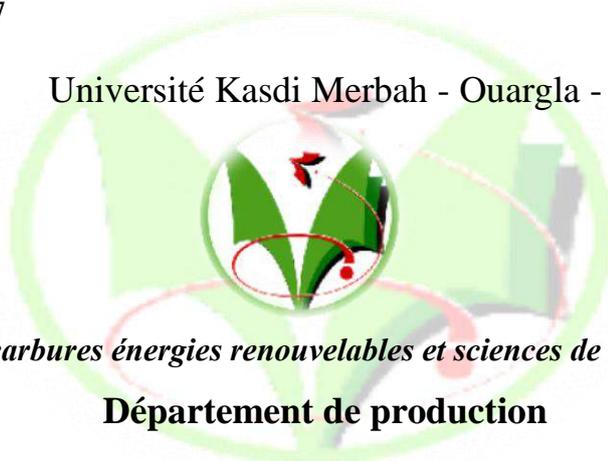


N° Série : /2017

Université Kasdi Merbah - Ouargla -



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et sciences de la terre et de l'univers

Département de production

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : production

Présenté Par :

BEKRI Dounia Zéd-MIT Asma-BERKANE Sana

- THEME -

Analyse quelque problèmes d'exploitation sur le champ HMD Choix d'une complétion adéquate (Cas de puits OMKZ103)

Soutenu le : 28 / 05 / 2017

Jury :

Président :	CHELGHEM Fatiha	Univ. Ouargla
Encadreur :	BOUFADES Djamila	Univ. Ouargla
Examineur :	ROBAI Sara	Univ. Ouargla

Dédicace



*Je tiens premièrement à remercier DIEU d'avoir éclairé mon chemin.
Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail
A ma très chère mère, sans la quelle je ne serais rien, qui me donne toujours
l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de se sacrifier pour moi afin que je puisse
réussir dans ma vie*

*A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, son sérieux et
surtout pour sa simple présence pour que rien ne puisse entraver mes études.
A mon grand frère Kamel ainsi que sa femme et leur fils Taha à qui je souhaite
d'avoir un magnifique avenir*

*A mes deux frères Rahim et Omar qui à toujours été la pour moi, pour me
conseiller me soutenir et m'aider
Mes remerciement également a :*

*Mes chères tantes et mes oncles pour leurs encouragements.
Toutes la famille MIT et ALLOU surtout Sara, Djamila, Hamida, Asma,
Ahlam ,Assia, Boutheina ...etc
Sans oublier mes binômes ambitieux Dounia Zéd et Sana pour leur travail.*

*Enfin à toutes personnes qui a contribué de près ou de loin pour
l'accomplissement de ce travail, MERCI
A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

MIT Asma



Dédicace



*Je tiens premièrement à remercier DIEU d'avoir éclairé mon chemin.
Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail*

*Mes parents qui m'ont soutenue pendant les années de mes études.
Mes remerciements à la petite famille Medjouel Karim ainsi que sa femme et ses enfants
Ammar, Dadi, Zakaria et Abouda qui m'ont soutenue et m'accueillie durant ma période
universitaire.*

Mes remerciements également à :

Mon frère Abd elMalik et Mohamed Laid ainsi que sa femme Nesrine.

Mon âme sœur Asma pour ses encouragements

Mes chères tantes et mes oncles pour leurs encouragements.

*Mes cousines : Narimane , Nesrine , Messouda, Meriem, Asma, Khaoula, Hana , Karima et
Sabrina pour leurs soutiens*

Ma copine HADDAR Hadjer qui m'ont énormément aidé et soutenu.

Sans oublier mes binômes ambitieux Asma et Sana pour leur travail.

*Mayssa, Kenza, Oumeima, Ahmed, Haroune, Zakaria pour leur encouragement durant toute
cette année.*

*Enfin à toutes personnes qui ont contribué de près ou de loin pour l'accomplissement de ce
travail, MERCI*

À Tous ceux que j'aime et que je respecte

BEKRI Dounia Zéd



Dédicace



Je tiens premièrement à remercier DIEU d'avoir éclairé mon chemin.

Arrivé au terme de l'induction, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail

Mes parents et mes frères Abde Raouf et Chems Eddine qui m'ont soutenue pendant les années de mes études.

Mes remerciements à la nouvelle famille LOUAKED surtout mon mari Yassine ainsi que sa mère KENZA et sa sœur Karima qui m'ont soutenue et m'accueillie durant cette année.

Mes remerciements également à :

Toutes la famille BERKANE surtout Yaakoub ainsi que les familles SAMMERRI et BENAÏSSA

Sans oublier mes binômes ambitieux Asma et Dounia Zéd pour leur travail.

Enfin à toutes personnes qui ont contribué de près ou de loin pour l'accomplissement de ce travail, MERCI

A Tous ceux que j'aime et que je respecte

BERKANE Sana



Remerciement

Au premier temps, nous remercions le bon Dieu, qui nous a donné la force et le courage pour faire ce modeste travail.

Nous aimerons bien exprimer nos plus profondes gratitudee à tous ceux qui, de près ou de loin ont contribué à l'élaboration de ce travail, leur aide fort appréciable a été enrichissante et déterminante lors de toutes les étapes de travail.

Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadreur M^{me} Dj.BOUFADES pour ses conseils, ses orientations, ses remarques et pour le temps qu'il nous a accordé le long de cette période malgré ses occupations.

❖ *Nous adressons aussi nos sincères remerciements à l'ensemble des enseignants de département Hydrocarbures qui ont contribué à notre formation en particulier , Mr.ATLILI Mohamed ElHadi.*

Mr.CHATTI Djamel Eddine.

Je tiens également à remercier le président TABOUCHE Adele, M^{me} S.ROBAI ,et Mr A.ANNOU pour l'intérêt qu'ils de participé à ce jury.

Nous adressons également nos plus chaleureux remerciements au personnel d'Organisation Hassi Messaoud en particulier , AMIROUCHE Nadir, Ingénieur Production.LOUAKED Yassine, Superviseur Work Over et tous les ingénieurs: A.Amara, M.Sekfal , Y.Kacietc

Enfin, tous nos remerciements vont à nos familles et amis de département Hydrocarbures qui ont été nombreux à nous aider et nous encourager.

Merci

Liste des abréviations

API : American Petroleum Institut
BaSO₄ : Sulfate de baryum
BE : Bouchon d'Eau
BPR : Polish Bore Receptacle
CaCO₃ : Carbonate de calcium
CTU : Coil tubing unité
CCE : Concentrique
DST : Drill Stem Test (Test en cours de forage)
ESP : Electrical Submersible Pump
GL : Gaz-Lift
GLC : Gaz lift conventionnelle
GOR : Gas Oil Ratio
HMD : Hassi Messaoud
HP : Haute Pression
IPR : inflow performance relationship (Courbe de performance du puits)
IP : Indice de Productivité (bbl/j/psi)
LCP : Liner cimenté perforé
LD₂ : Lias dolomitique
LM : Liner mixte
LPP : Liner pré- perforé
OH : Open Hole
Pr : Pression de réservoir
P_g : Pression de gisement (Kg/cm²)
P_t : Pression de tête (Kg/cm²)
PFD : Pression de Fond Dynamique (Kg/cm²)
PFD ou P_{wf} : pression de fond (psi)
Q_o : Débit d'huile (m³/h)
SR : Side track
SNB : Snubbing
SPM : Side Pocket Mandrel
VLP : Vertical Lift Performance
WC : Water Cut

WFD :Water Flood Valve

WO : Work Over

WL : Wire Line

Whp : Well head pressure(Pression de tête) (Kg/cm²)

ΔP : Différence de pression entre deux points

Liste des tableaux

Tableau IV.1.Distribution des puits GL sur le champ de HMD.....	29
Tableau IV.2.Sélection des puits pour la complétion GLC.....	30
Tableau IV.7.Historique des opérations.....	34
Tableau IV.8.Influence de IP sur le débit d'huile avec différent W_c	39

Liste des figures

Chapitre I : Présentation du champ de HMD et l'analyse de quelque problème d'exploitation

Figure I. 1. Situation géologique du champ de HMD	7
Figure I. 2. Evolution de la pression de Gisement dans la zone 2EX	8
Figure I. 3. Localisation du colmatage.....	9
Figure I. 4. Programme des tubages à HMD	11

Chapitre II : Types de complétions utilisées sur le champ de HMD

Figure II. 1. Principales Configurations des puits verticaux éruptifs non salée	11
Figure II. 2. Reprise des puits éruptifs non salée	12
Figure II. 3. Principales Configurations des puits dévié éruptifs non salée	12
Figure II. 4. Mode de dessalage par injection d'eau à travers un CCE.....	13
Figure II. 5. Principales Configurations des puits éruptifs salés ou non éruptifs non salés.....	14
Figure II. 6. Exemple d'un puits non éruptifs équipé de SPM.....	16
Figure II. 7. Mode d'injection eau et gaz pour un puits non éruptifs salés.....	17
Figure II. 8. Complétion dite télescopique	18
Figure II. 9. Configuration de la tête de puits pour une complétion dite télescopique	18

Chapitre II : L'analyse Nodale

Figure II. 1. Localisation des différents nœuds dans un système de production.....	21
Figure II. 2. Pertes de la charge possible dans un système de production complet.....	22

Chapitre IV : Étude et analyse comparative entre complétions actuelles et complétion parallèle

Figure IV. 1. Access switching Valve	25
Figure IV. 2. Water flood Valve.....	25
Figure IV. 3 Double Box Locator Sub	26
Figure IV. 4. Polish Bore Receptacle	26
Figure IV. 5. Raccords Spéciaux	27
Figure IV. 6. Schéma de la complétion GIC	27

<i>Figure IV. 7. Localisation des puits OMKZ103.....</i>	<i>31</i>
<i>Figure IV. 8. Matching de la courbe VLP/IPR du puits OMKZ103.....</i>	<i>34</i>
<i>Figure IV. 9. Optimisation Gaz lift dernier jaugeage.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure IV. 10. Etat du puits OMKZ103 avec le dernier jaugeage.....</i>	<i>35</i>
<i>Figure IV. 11. Choix du design Gaz Lift.....</i>	<i>36</i>
<i>Figure IV. 12. Optimisation Gaz Lift de la GLC</i>	<i>39</i>
<i>Figure IV. 13. Influence de IP sur le débit d'huile avec différents Wc</i>	<i>37</i>
<i>Figure IV. 14. Courbe IPR pour le puits OMKZ103 avec une complétion GLC.....</i>	<i>38</i>

Table des matières

Remerciement

Liste des abréviations

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction Générale	1
Chapitre I : <i>Présentation du champ de HMD et l'analyse de quelque problème d'exploitation</i>	5
I.1. Introduction	5
I.2. Historique de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud	5
I.3. Situation géographique et géologique	6
I.4. Types des problèmes d'exploitation	7
I.4.1. La déplétion	7
I.4.2. Les endommagements de la formation	8
A- Endommagement Naturel	9
B- Endommagement Induit	10
I.4.3. Les percées dues à l'injection de gaz et de d'eau	10
I.4.4. Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2	10
Chapitre II : <i>Types de complétions utilisées sur le champ de HMD</i>	10
II.1. Introduction à la complétion	10
II.2. Principaux facteurs influençant la conception d'une complétion	10
II.3. Types de complétions utilisées sur le champ HMD	10
II.3.1. Pour les puits éruptifs non salés :	11
II.3.2. Les puits éruptifs salés	13
II.3.3. Les puits non éruptifs non salés	14
II.3.3.1. Choix du mode d'activation des puits	14
II.3.3.2. Principales configurations des puits non éruptifs non salés	15
II.3.4. Les puits non éruptifs salés	16
Chapitre III : <i>L'analyse Nodale</i>	20
III.1. Introduction	20
III.2. L'importance de l'Analyse Nodale	20
III.3. Concept de l'analyse nodale	21
III.4. Utilisation des logiciels pour l'analyse nodale	23

Chapitre IV : Choix et analyse d'une complétion selon les problèmes d'exploitation sur le champ HMD	24
IV.1. Introduction	24
IV.2. Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle	25
IV.2.1. Principe de fonctionnement de la complétion parallèle.....	25
IV.2.1. Schéma de la complétion GLC système de dessalage (injection sous packer)	27
IV.2.2. Critères de sélections des puits candidats à la complétion parallèle	28
IV.3. Liste des puits candidats pour une complétion parallèle	28
IV.4. Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau)	30
IV.4.1. L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle	31
IV.4.1.1. Situation actuelle du puits.....	31
IV.4.1.2. Localisation du puits OMKZ103.....	31
IV.4.1.3. Historique des opérations [2]	32
IV.4.1.4. l'analyse nodale	33
Conclusion	38
Conclusion et recommandations	41

Introduction générale

Introduction Générale

L'exploitation d'un gisement de pétrole ou de gaz consiste à ramener les hydrocarbures du réservoir jusqu'en surface, la productivité des puits diminue après une certaine période de production et ceci est dû soit à une déplétion naturelle (la pression avec le temps chute et les puits ne pourront plus produire naturellement), soit à la suite d'un éventuel endommagement de la liaison couche trou (les dépôts minéraux et/ou organiques et les percées d'eau ou de gaz).

A HMD on a le problème de la déplétion associée aux dépôts de sel dans les puits et nous nous intéressons à la manière de traiter un problème précédent, on utilise une CCE (concentrique) ou des SPM (Side Pochet) pour l'injection de gaz pour le problème de déplétion, mais la difficulté se pose dans le cas où on aura besoin du GL (Gas Lift) pour assurer un liftage et de l'injection d'eau traitée en continu pour le dessalage avec deux débits différents au même temps.

La résolution de ce problème passe par le choix et l'application d'une complétion adéquate, qui assurera une meilleure performance et exploitation des puits qui présentent ce genre de problèmes. C'est-à-dire des puits sales et non éruptifs ou à faible pression de gisement, en utilisant la complétion parallèle « double injection eau et gaz ». Vu l'instabilité du marché des hydrocarbures, l'idéal sera de choisir une complétion de telle sorte à minimiser les charges d'exploitation, en réduisant le nombre d'interventions préventives.

Le choix du puits candidat pour une telle complétion est primordial, pour minimiser tout risque d'échec ou de problèmes à venir, et obtenir un puits producteur stable en réduisant au maximum le nombre d'interventions préventives ou curatives. Le débit d'eau injectée pour le dessalage doit être optimisé en fonction de la salinité de l'eau de gisement récupérée, afin d'assurer à la fois, le dessalage, mais aussi faire en sorte de ne pas trop alourdir la colonne hydrostatique. Pour assurer un bon liftage et une bonne activation pour une production maximale, le débit de gaz injecté doit aussi être optimisé. Pour cela on utilise les logiciels de simulation adaptés.

Chapitre I

*Présentation du champ de
Hassi Messaoud et l'analyse
quelque problèmes
d'exploitation*

Chapitre I : Présentation du champ de HMD et l'analyse de quelque problème d'exploitation

I.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est un gisement gréseux de forte puissance qui s'étend sur presque 2200 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600 km². La couche productrice située à une profondeur moyenne de 3400 m se caractérise par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques. Celles qui sont le plus directement liées à la productivité des puits, porosité, argilosité et perméabilité sont encore aujourd'hui difficilement prévisibles, malgré les connaissances géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux qui ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années. Les propriétés pétrophysiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre [2].

Les problèmes d'exploitation du champ de Hassi Messaoud sont très divers, ils sont soit dues à la déplétion de certaines zones de production, soit aux endommagements de la formation qui sont classifiés en deux types, naturel ou induit. Les endommagements naturels ont lieu suite à la production, tel que la migration des fines, le gonflement des argiles, les dépôts organiques (asphaltènes ou paraffines), les dépôts mixtes (organiques/minérales), la présence de formation d'eau salée saturée et quelques types d'émulsions. Tandis que les endommagements induits sont le résultat des opérations externes effectuées sur les puits parmi lesquelles, le colmatage des formations par les solides des boues et les fluides de complétion, workover et stimulation, ainsi que les fluides perdus au cours de la neutralisation des puits.

Il existe aussi d'autres types de problèmes causés par la nappe du Lias dolomitique (LD2) qui provoque la corrosion du casing 7" et ainsi des venues d'eau chlorique dans l'espace annulaire entre le casing et le tubing de production.

I.2. Historique de l'exploitation du champ de Hassi Messaoud

Ce gisement se caractérise par la formation Cambro-ordovicien est :

- ✚ Sa profondeur entre 3000 m et 3500 m,
- ✚ Son épaisseur environ de 200 m,
- ✚ La légèreté de son huile ($API^\circ = 45.04$),
- ✚ Sa pression initiale est de 482 Kgf/cm², pour un point de bulle entre 140 et 200 Kf/cm².

Le réservoir d'huile est constitué de 4 couches qui sont par ordre croissant de leur profondeur : le Ri, Ra, R2 et R3.

Le Ra constitue en qualité et en épaisseur la partie la plus importante de gisement. La roche est essentiellement constituée de grès quartzitiques, la technique fait apparaître des failles très importantes allant jusqu'à 100 m. Le champ de Hassi-Messaoud est caractérisé par une hétérogénéité.

I.3. Situation géographique et géologique

Le champ de Hassi-Messaoud se situe à 950 Km au Sud-est d'Alger et à 350 km de la frontière algérienne -tunisienne. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante :

$X = 790.000 - 840.000$ Est

$Y = 110.000 - 150.000$ Nord.

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km² de superficie.

Il est limité :

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

Géologiquement, il est limité :

- ✚ A l'West par la dépression de Oued m'ya.
- ✚ Au sud par le mole d'Amguid El Biod.
- ✚ Au nord par la structure Djamaa-Touggourt [2].

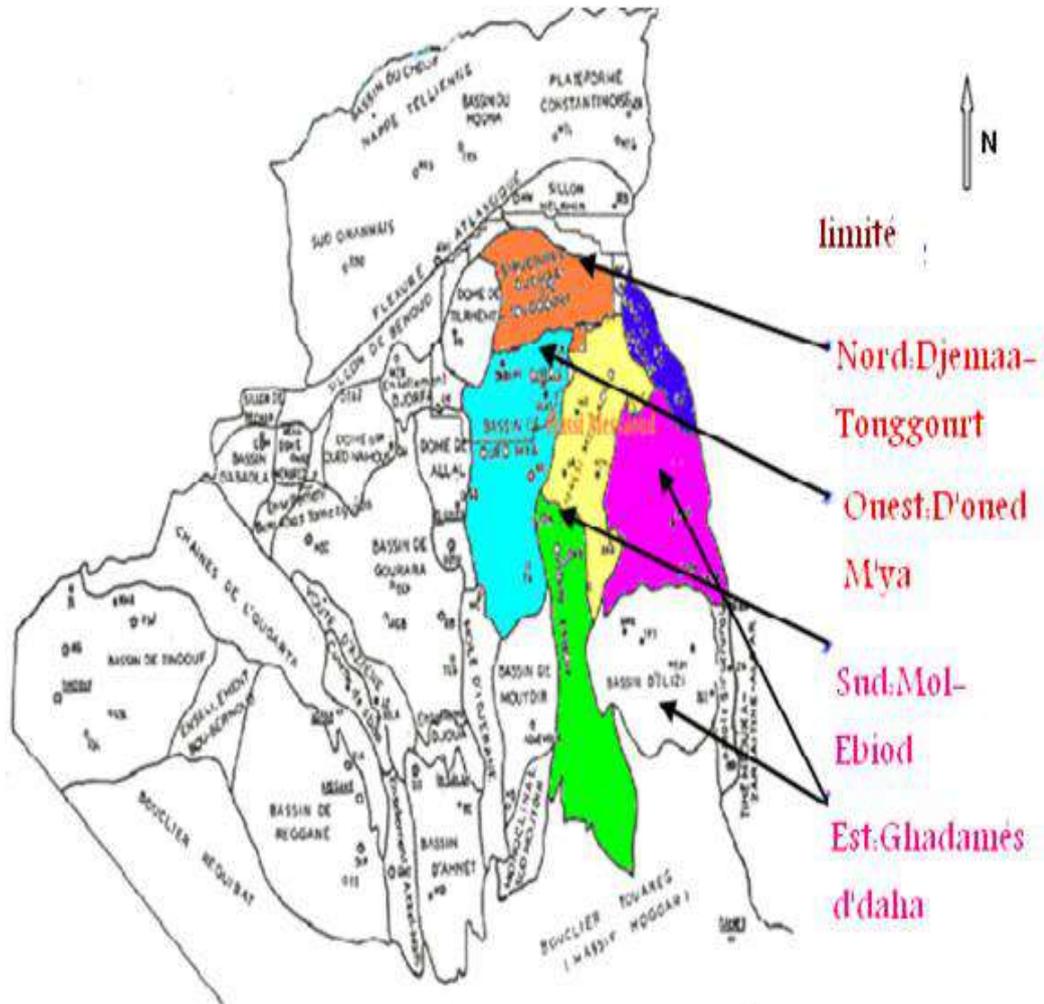


Figure I.1. Situation géologique du champ de HMD

I.4. Types des problèmes d'exploitation

I.4.1. La déplétion

La déplétion de la pression du gisement est un phénomène tout à fait normal, et dans ce cas le puits n'a plus assez d'énergie pour produire naturellement. Il faut alors recourir à des moyens de production artificiels, appelés moyens d'activation, leurs buts peut être de maintenir le réservoir sous pression et d'assurer le balayage de l'huile (Par injection d'eau ou de Gaz), ou bien de tenter d'alléger la colonne hydrostatique (par ESP ou GL) [2].

Le phénomène de la déplétion naturelle de la pression de gisement en fonction du temps est illustré dans la figure suivante.

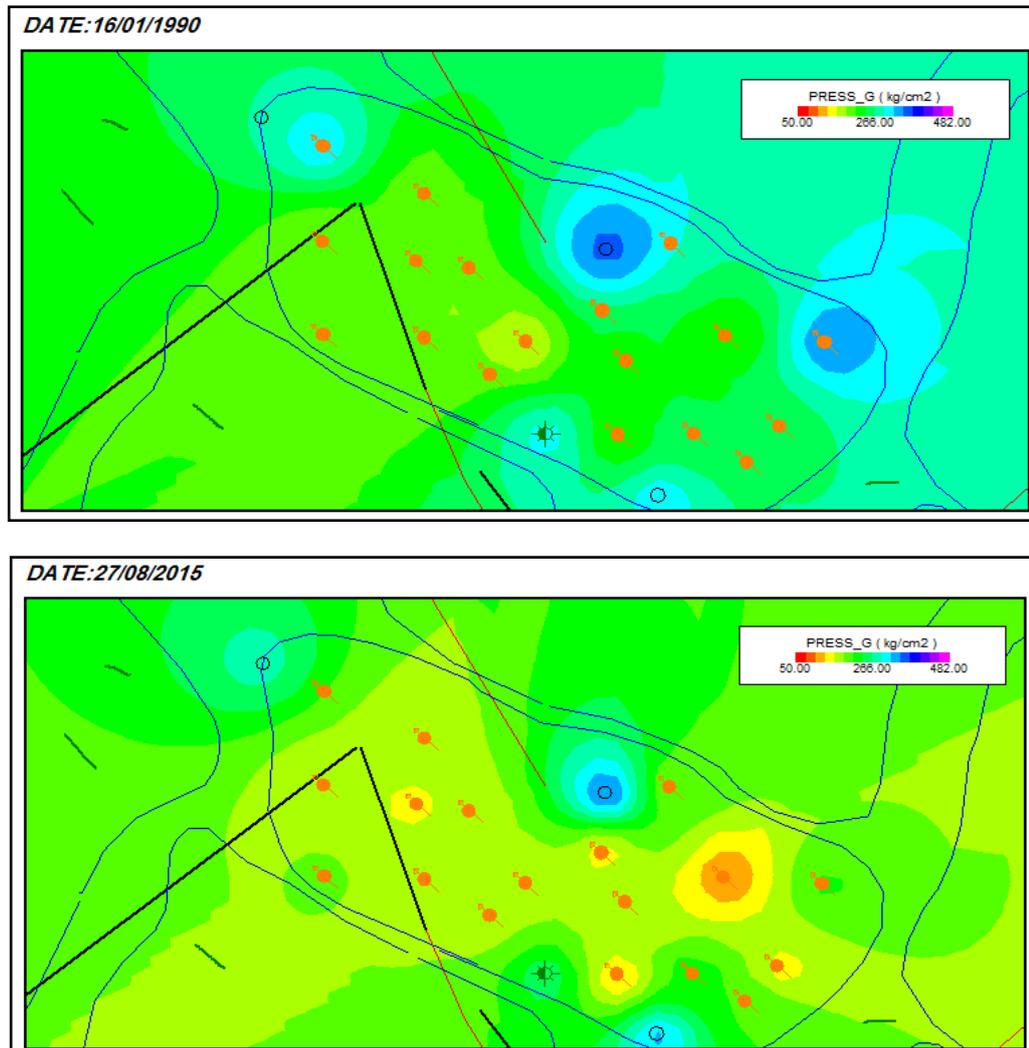


Figure I. 2. Evolution de la pression de Gisement dans la zone 2EX

On ne peut pas arrêter la déplétion naturelle du réservoir mais plutôt la minimiser en utilisant le maintien de pression (Injection d'eau et/ou de gaz). Car une fois les quantités d'huile récupérables épuisées l'injection ne sert plus à rien.

I.4.2. Les endommagements de la formation

L'endommagement représente toutes les incrustations qu'elles soient minérales ou organiques pouvant altérer la perméabilité naturelle par leur déposition à l'intérieur du réservoir ou en obturant les perforations voir même le tubing de production et les installations de surface. La mise en évidence d'un colmatage se fait par la constatation d'un changement des propriétés thermodynamiques, et une chute du débit. Il s'exprime aussi par la baisse de l'indice de productivité (IP).

Cet endommagement peut être localisé dans les différentes parties du cheminement de l'effluent, allant du réservoir jusqu'en surface.

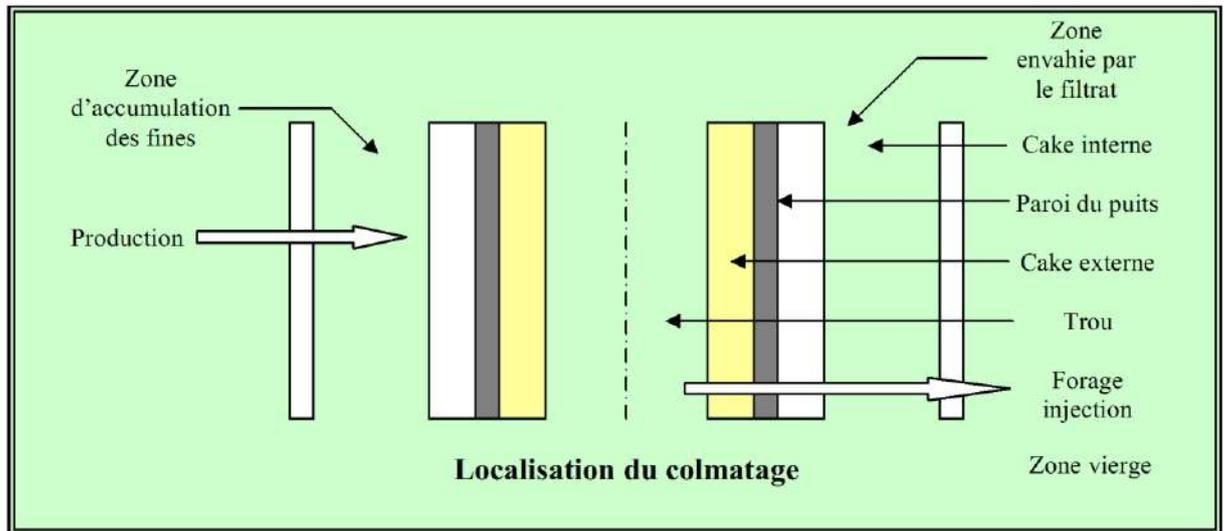


Figure I. 3. Localisation du colmatage

➤ **Les différents types d'endommagements dans le champ de Hassi Messaoud**

L'organigramme suivant représente les types d'endommagements les plus rencontrés aux champs de Hassi Messaoud.

A- Endommagement Naturel

Cet endommagement est la cause principale d'abaissement de la productivité des puits, il est caractérisé par deux paramètres importants, sa composition et sa localisation.

Dans le domaine pétrolier on retrouve plusieurs types d'endommagement plus ou moins difficiles à traiter, parmi lesquels nous avons:

- Dépôts de matières inorganiques (sels, Sulfates),
- Dépôts de matières organiques (asphaltènes, Paraffines),
- Dépôts mixtes,
- Migration des fines,
- Gonflement des argiles ,
- Emulsions. [5]

Les types d'endommagement les plus rencontrés sur le champ de Hassi Messaoud sont la déposition des matières organiques et inorganiques qui est très commune, la déposition de ces matières peut se trouver au niveau de la formation, perforation, tubing, liner et même des fois dans les équipements de surface.

B- Endommagement Induit

Un endommagement induit peut résulter des opérations sur les puits (Neutralisation, Forage, Perforation, Work over, Snubbing, Stimulation...etc.), l'utilisation d'une boue à base d'huile réduit son intensité à cause de :

- Le colmatage (perforations, formation et complétion)
- Changement de mouillabilité
- Formation d'une émulsion
- Water Block
- Particules induise : Précipitation de Fère, rouille, particule solide de fluide.
- Fluide de forage ou de Work-Over [5].

I.4.3. Les percées dues à l'injection de gaz et de d'eau.

Au début de l'exploitation du champ, le réseau de collecte des puits fonctionnait avec une capacité normale pouvant recevoir la production du champ. Mais l'augmentation du GOR dans les puits et par la suite dans le réseau de collecte a engendré de nombreux problèmes en augmentant les pertes de charge créant ainsi un grand problème dans le réseau de collecte, l'idéal sera de pouvoir recevoir cette production en gaz (qui n'est pas due seulement au percé de gaz mais aussi à l'utilisation du Gaz-Lift) sans pénaliser la production d'huile.

L'injection d'eau est la technique de récupération secondaire la plus répandue après l'épuisement de l'énergie primaire. Donc l'utilisation de la récupération assistée devient de plus en plus impérative

Avec le temps, la percée d'eau devient un problème persistant et peut même causer la fermeture du puits, et afin de remédier à ce problème, on fait appel à plusieurs techniques de réservoir engineering pour planifier et ensuite surveiller les projets d'injection d'eau, où la connaissance des hétérogénéités (la distribution des barrières affectant le déplacement du front d'eau) est importante, Si ces barrières-là sont localisées d'une manière très précise alors le problème de percée d'eau peut être atténué.

Pour résoudre ces problèmes dues aux percés de l'eau ou de gaz, on est obligé parfois de recourir à des opérations Work Over pour maîtriser la percée ou bien pour changer l'orientation du puits (Side track, SR) vers un drain producteur qui n'a pas été touché par la percée et cela coûte très cher.

I.4.4. Venues d'eaux chlorurées calciques du LD2

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

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

- Programme léger (03 casings) : Simple protection au droit du LD2.
- Programme lourd (04 casings) : Double protection au droit du LD2.

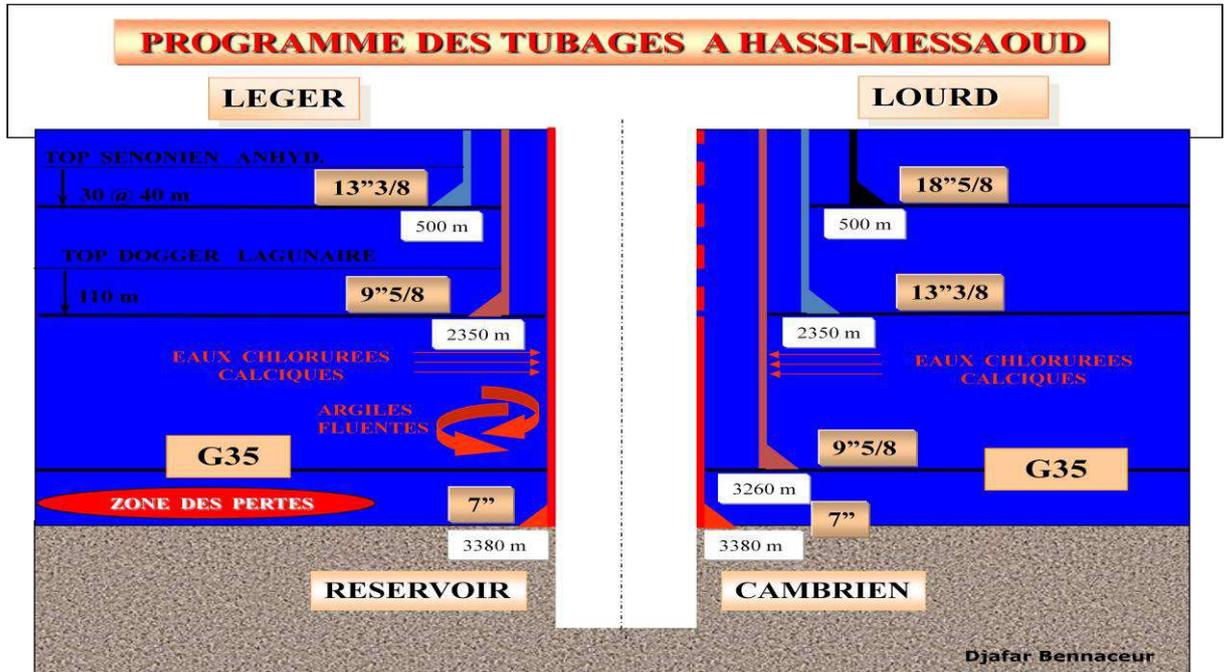


Figure I. 1. Programme des tubages à HMD [2]

Chapitre II

Types de complétions utilisées sur le champ de HMD

Chapitre II : Types de complétions utilisées sur le champ de HMD

II.1. Introduction à la complétion

Le terme complétion c'est une origine anglais ("to complete") signifie achèvement et, plus particulièrement dans le cas d'un puits qui vient d'être foré. La complétion est donc le maillon entre le forage proprement dit du puits et l'exploitation de celui-ci.

De ce fait, la complétion englobe l'ensemble des opérations destinées à la mise en service du puits et, en particulier la réalisation de la liaison couche-trou, le traitement de la couche, l'équipement du puits, sa mise en production et son évaluation.

D'une façon générale on considère habituellement que certaines opérations de mesure et d'entretien dans le puits ainsi que les opérations de reconditionnement ou de reprise (work-over) qui pourraient se révéler nécessaires sont aussi considérer comme une complétion. Donc peut-on dire qu'une complétion commence dès l'implantation du puits et qu'elle ne finit qu'avec l'abandon de ce puits ^[3].

II.2. Principaux facteurs influençant la conception d'une complétion

Les facteurs qui influencent la conception d'une complétion sont très nombreux, les principaux facteurs se résument en six catégories :

- paramètres liés à l'objectif du puits
- paramètres liés à l'environnement
- paramètres liés au forage
- paramètres liés au gisement
- paramètres liés à l'exploitation
- paramètres liés aux techniques de complétion ^[3].

II.3. Types de complétions utilisées sur le champ HMD

Les différents types de complétions qu'on utilise souvent à HMD sont les suivantes :

II.3.1. Pour les puits éruptifs non salés :

- Tubing 4"1/2 ou 3"1/2 ancré.
- Tubing 4"1/2 + (1"660, 1"900 comme *velocity String*, la Production se fait à travers l'espace annulaire).
- **Pour les puits Verticaux :**

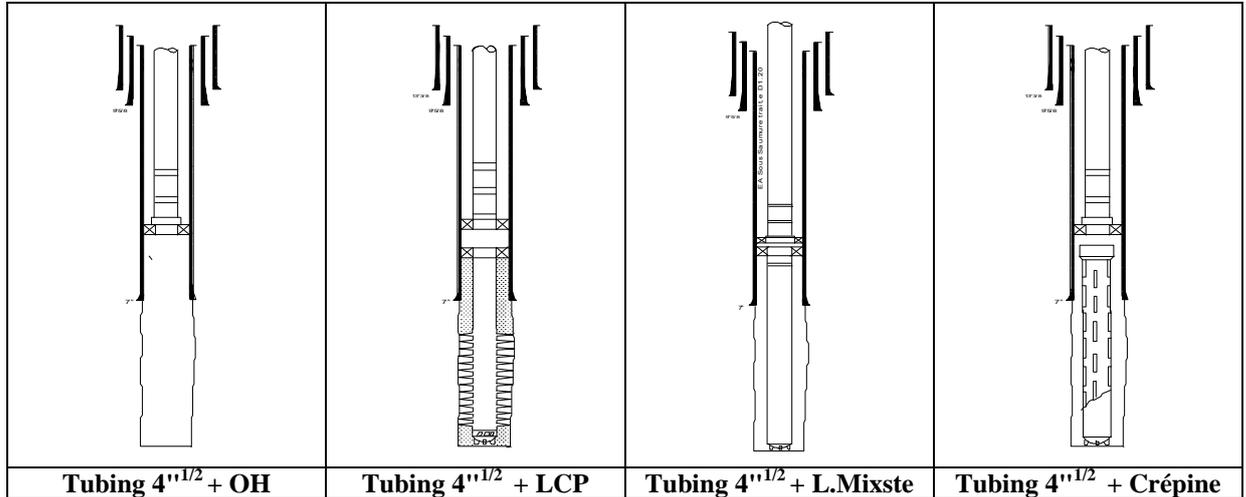


Figure II. 1. Principales Configurations des puits verticaux éruptifs non salés [4]

On peut changer les diamètres du tubing selon les paramètres de production pour avoir une meilleure durée de vie pour le puits.

Si la pression de gisement diminue un peu et que le débit commence à chuter progressivement mais que le puits reste éruptif on peut toujours utiliser un tubing 1"660 ou 1"900 comme *velocity String* pour permettre au puits de rester en production le plus longtemps possible en attendant qu'il soit raccordé au réseau gaz lift(GL).

En cas de problème d'exploitation liée à la formation ou à la nature du fluide produit, on peut toujours dans la mesure de possible changer l'horizon de production en ayant recours à une intervention Work Over pour la réalisation d'un Side-Track, Short Radius ou Slim Hole après avoir fait une étude préalable bien détaillée.

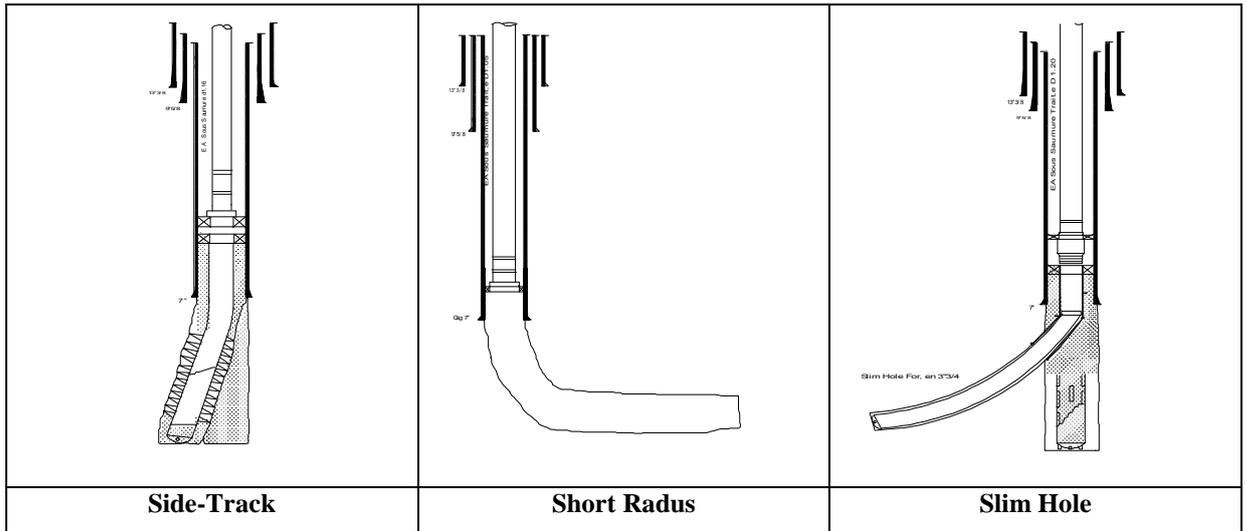


Figure II. 2. Reprise des puits éruptifs non salée [4]

➤ **Pour les puits repris en SR ou déviés :**

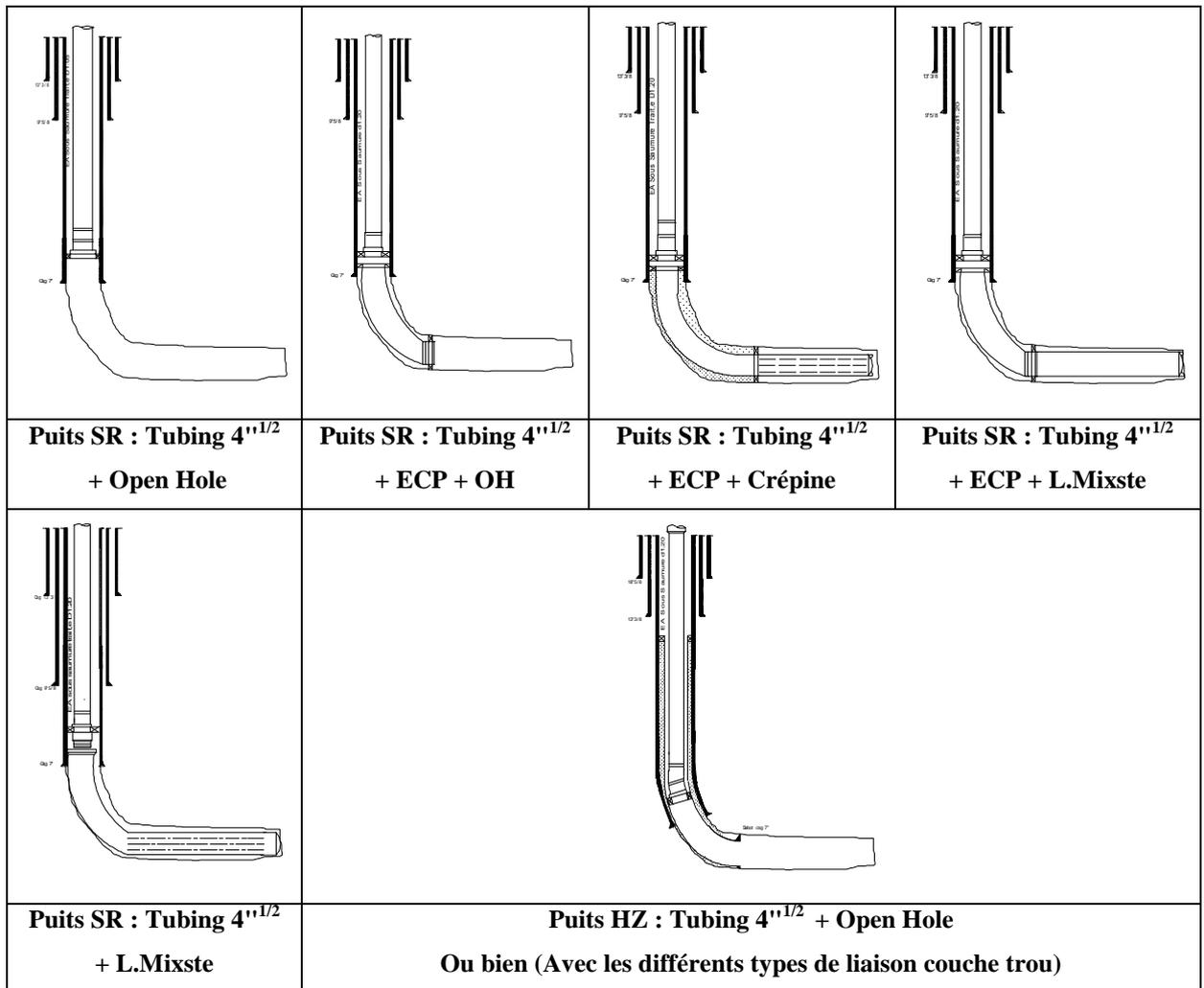


Figure II. 3. Principales Configurations des puits dévié éruptifs non salée [4]

II.3.2. Les puits éruptifs salés

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

❖ Avantages des puits équipés en concentrique (CCE) :

- ✓ Complétion simple et adaptée aux problèmes d'exploitation des puits.
- ✓ Mise du puits en gaz-lift rapide et peu coûteuse.
- ✓ Accessibilité aux drains horizontaux pour nettoyage en cours de Snubbing avec garniture 2"3/8.
- ✓ Contrôle éventuel des venues des fluides indésirables sans recourir au WO
- ✓ Interventions préventives et curatives relativement simples (Snubbing).
- ✓ Opérations de Fracturation possibles après remontée du CCE.
- ✓ Possibilité de stimulation à travers le CCE.

❖ Inconvénients des puits équipés en CCE:

- Manœuvre impossible des vannes maitresses.
- Accès au fond du puits nécessite un Snubbing.
- Optimisation difficile pour les puits en injection mixte (gaz et eau).

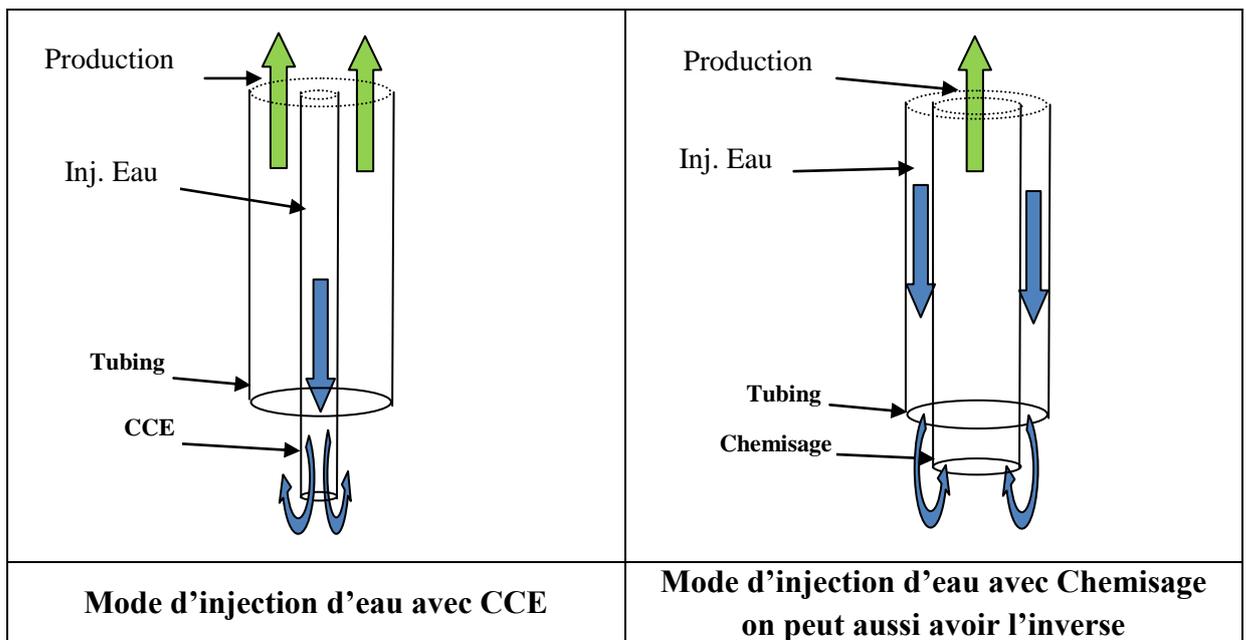


Figure II. 4. Mode de dessalage par injection d'eau à travers un CCE ^[4]

Pour les puits éruptifs salés on utilise généralement un concentrique (1"315, 1"660, 1"900) servira pour l'injection d'eau de dessalage et l'espace annulaire entre le concentrique et le tubing 4"1/2 pour la production.

Dans certains cas on peut remplacer le concentrique par un chemisage 2"7/8 pour le dessalage dans ce cas l'injection d'eau de dessalage sera dans l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing 4"1/2 et la pour la production sera à l'intérieur du tubing ou chemisage 2"7/8.

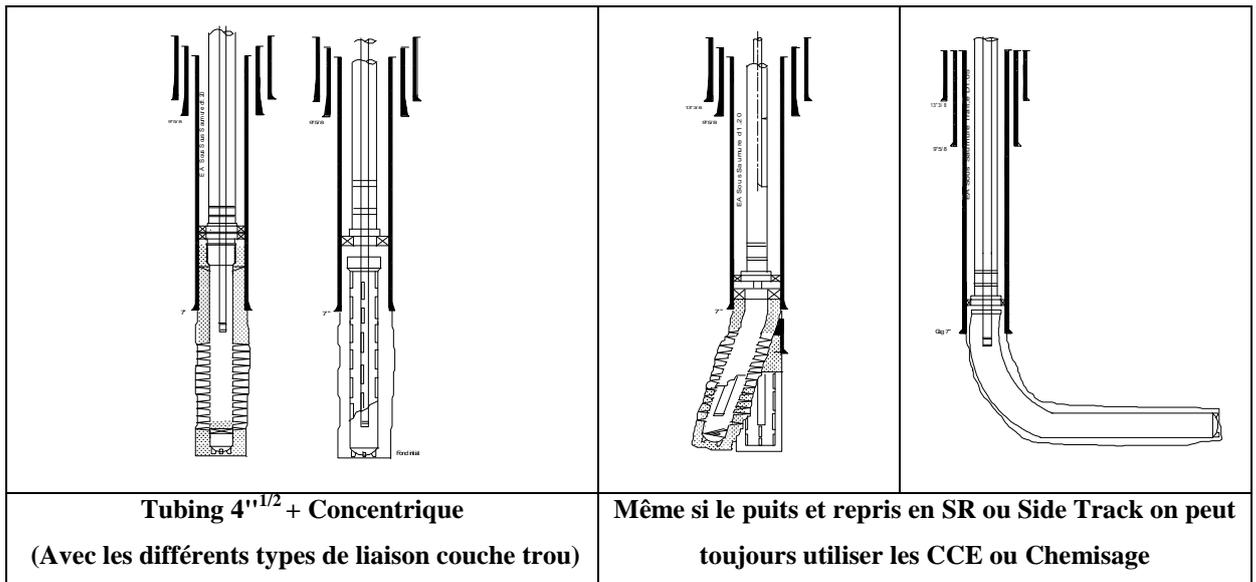


Figure II.5. Principales Configurations des puits éruptifs salés ou non éruptifs non salés [4]

II.3.3. Les puits non éruptifs non salés

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

II.3.3.1. Choix du mode d'activation des puits

L'activation, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage ;
- Allègement du fluide par l'injection du gaz dans la partie basse de la colonne de production (gaz-lift).

Le choix de l'exploitation de certaines zones du champ de HMD en gaz-lift a été décidé pour les raisons suivantes :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs ;
- Disponibilité du gaz HP (haute pression).

Dans le champ de HMD le mode d'activation le plus utilisé est l'allègement de la colonne hydrostatique par l'injection de gaz lift.

Le gaz lift préalablement comprimé va circuler dans le CCE ou l'espace annulaire à une cote donnée calculée par rapport au niveau hydrostatique. Le gaz étant plus léger, il va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing de production et rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface. Ceci est similaire à un ajout de puissance au fond de puits pour aider le réservoir à produire.

II.3.3.2. Principales configurations des puits non éruptifs non salés

Les puits non éruptifs non salés nécessitent presque les mêmes équipements qu'un puits éruptif salé. Mais dans le premier on utilise le concentrique ou l'espace annulaire entre le chemisage et le tubing 4"1/2 pour l'injection de gaz. On peut utiliser aussi des SPM (Side Pocket Mandrel) pour le Gaz Lift (18 puits seulement sur le champ de HMD sont équipés de Tubing 3"1/2 avec SPM).

La complétion GL avec SPM doit répondre aux exigences suivantes:

- Injection du gaz par l'espace annulaire
- Permettre une exécution aisée des travaux wire line.
- Faciliter l'accès au fond du puits pour éventuelles opérations.

❖ Avantages de la complétion GL:

- ✓ Accès libre au fond pour éventuelle stimulation.
- ✓ Meilleure optimisation.
- ✓ Minimiser les problèmes de givrage en surface.
- ✓ Elimination des Snubbing préventifs.

❖ Inconvénients :

- L'implémentation est tributaire de l'état du casing 7" au droit du LD2.

- La complétion en tubing 3"1/2 limite le nettoyage du drain horizontal avec le CTU 1"3/4 max, cela veut dire que les puits en short radius en Open Hole ne seront plus entretenus ni avec garniture 2"3/8 en moyen de Snubbing ni avec CTU 2".
- Nécessité d'un WO pour remplacer la complétion en parallèle en cas de percée d'eau de gisement.
- Fracturation non réalisable.
- Acidification nécessite la mise en place des bouchons au niveau des SPM.
- Instrumentations wire line fréquentes et difficiles.
- Concentrique exposé aux agressions des effluents (Maintenance préventive).

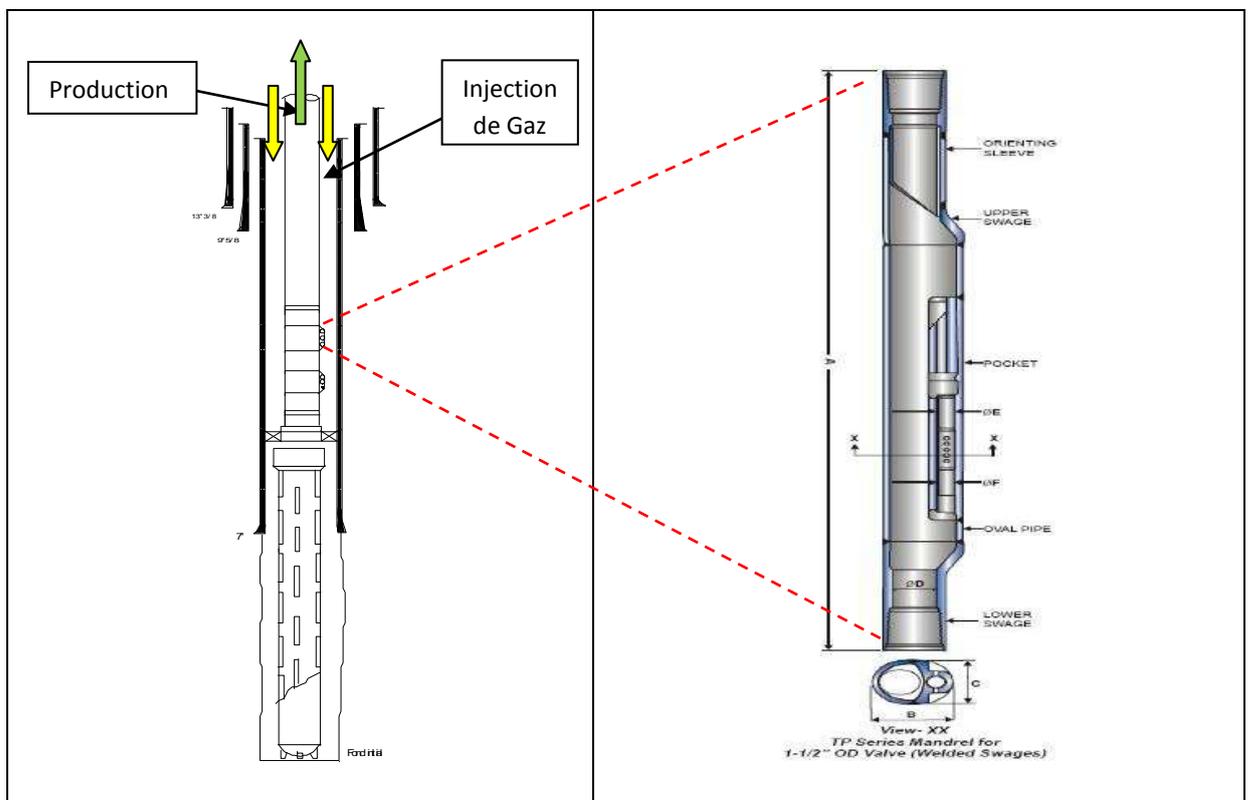


Figure II. 6. Exemple d'un puits non éruptifs équipé de SPM^[4]

II.3.4. Les puits non éruptifs salés

Plusieurs configurations de complétions ont été utilisés pour traiter ce genre de problème d'exploitation avec plus ou moins de bons résultats.

La plupart des puits non éruptifs salés sont équipés de CCE ou de chemisage pour l'injection simultanée de gaz et de l'eau, mais cela pose le problème de givrage en surface (formation des hydrates).

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

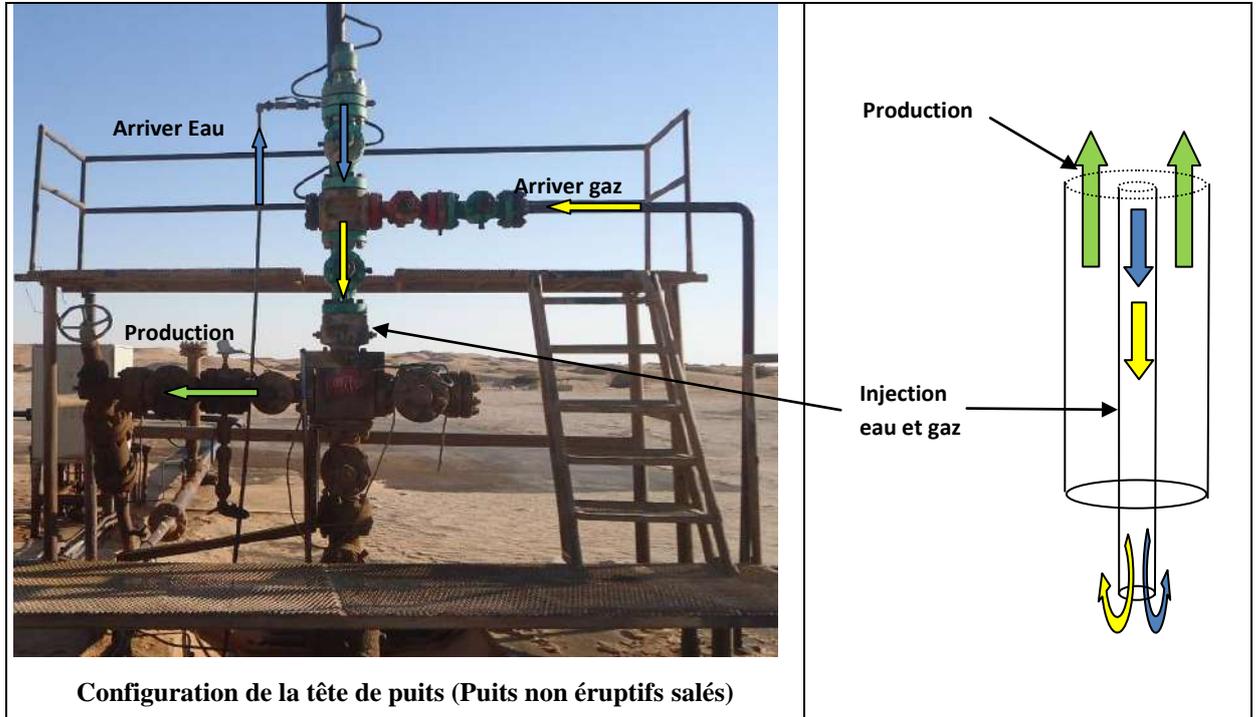


Figure II. 7. Mode d'injection eau et gaz pour un puits non éruptifs salés^[4]

Des solutions ont été proposées pour pouvoir injecter les deux fluides séparément.

➤ Utiliser une complétion dite télescopique $4\frac{1}{2} + 2\frac{7}{8} + 1\frac{3}{16}$.

- Dans ce cas, le premier problème qui se pose c'est la restriction du diamètre de production qui attend le risque de bouchage par les dépôts, ainsi le poids supplémentaire des deux tubings suspendus sur le tubing hanger où il y a le risque d'affaissement. Pour suspendre les tubings $2\frac{7}{8} + 1\frac{3}{16}$ il faut des OCT, donc on va augmenter la hauteur de la tête de puits ce qui va poser un problème pour les futures opérations (Mesure, WL, CTU)

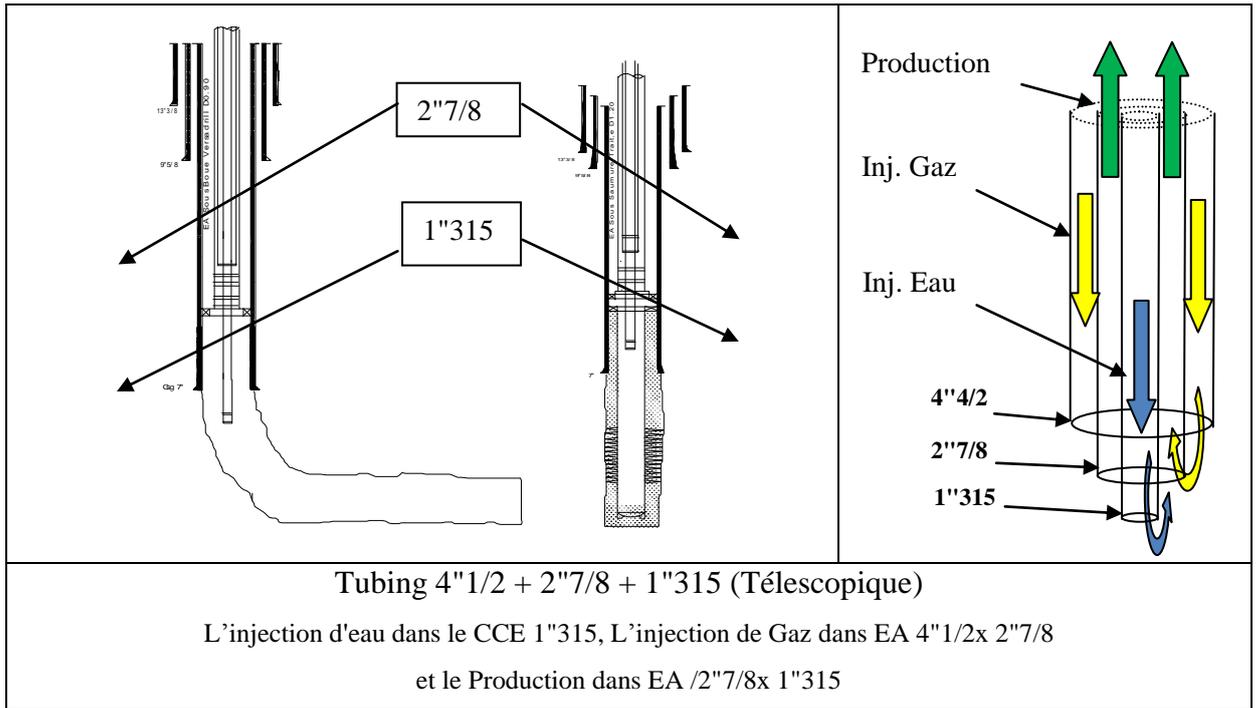


Figure II. 8. Complétion dite télescopique [4]

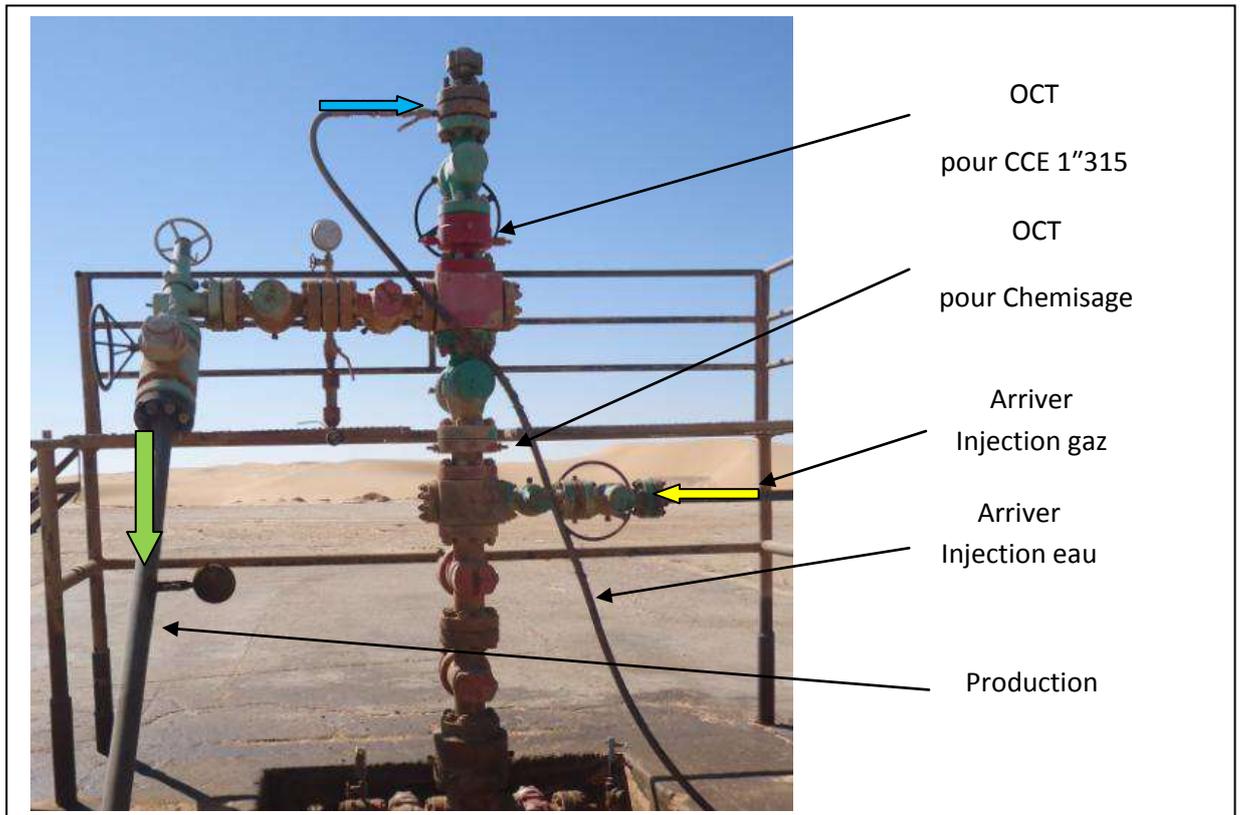


Figure II. 9. Configuration de la tête de puits pour une complétion dite télescopique [4]

- Pencher le tubing 4"½ et utiliser ces perforations pour l'injection de gaz à travers l'espace annulaire 7 x 4"½ et utiliser un CCE 1"660 pour l'injection d'eau.
- Dans ce cas , on est condamné par le point d'injection du gaz, il y a aussi un autre risque plus important on penchons on crée un point faible au niveau de la complétion en cas de percée de gaz on aura un risque d'augmentation de la pression des annulaires en plus des problèmes et inconvénients liée au CCE.

Plusieurs autres types de complétions ont été utilisés, parmi elles la complétion parallèle. Plusieurs études ont été menées en collaboration avec des sociétés spécialisées dans la construction d'équipement de gaz-lift afin de mettre une complétion plus adaptée aux puits de HMD pour la double injection gaz et l'eau.

Cette complétion doit répondre aux exigences suivantes:

- Faire produire les puits à faible pression de gisement ;
- Permettre une injection d'eau de dessalage ;
- Protéger le tubage 7" au niveau de la formation du LD2 ;
- Protéger la formation contre un squeeze d'eau ;
- Permettre une exécution aisée des travaux wire line ;
- Faciliter les opérations en cas CTU ou de work over.

Chapitre III

L'analyse Nodale

Chapitre III : L'analyse Nodale

III.1. Introduction

L'approche d'analyse nodale de systèmes est utilisée pour évaluer un système de production complet (commençant par la pression statique de réservoir, et finissant avec le séparateur), C'est une technique d'optimisation qui peut être employée pour analyser des problèmes de production et pour améliorer les performances du système des puits. Cette technique est utilisée intensivement dans les gisements d'huile et de gaz, depuis qu'elle a été introduite par Gilbert dans les années 50 [6].

III.2. L'importance de l'Analyse Nodale

N'importe quel puits de production est foré et complété afin d'extraire de l'huile, du gaz, ou de l'eau à partir du réservoir jusqu'à la surface. Pour surmonter des pertes de charge (par frottement par exemple) dans un système de production pendant l'extraction de ces fluides, de l'énergie est exigée.

Le système de production peut être relativement simple ou inclure plusieurs composantes dans lesquelles les pertes d'énergie ou de pression se produisent.

Ce système se compose de trois phases:

1. L'écoulement à travers le réservoir (inflow performance).
2. L'écoulement à travers la complétion et le tubing (outflow performance).
3. L'écoulement à travers le réseau de collecte et le séparateur.

La **Figure. III.1** montre les diverses pertes de charge qui peuvent se produire dans le système, du réservoir ou séparateur. Commençant par le réservoir [6].

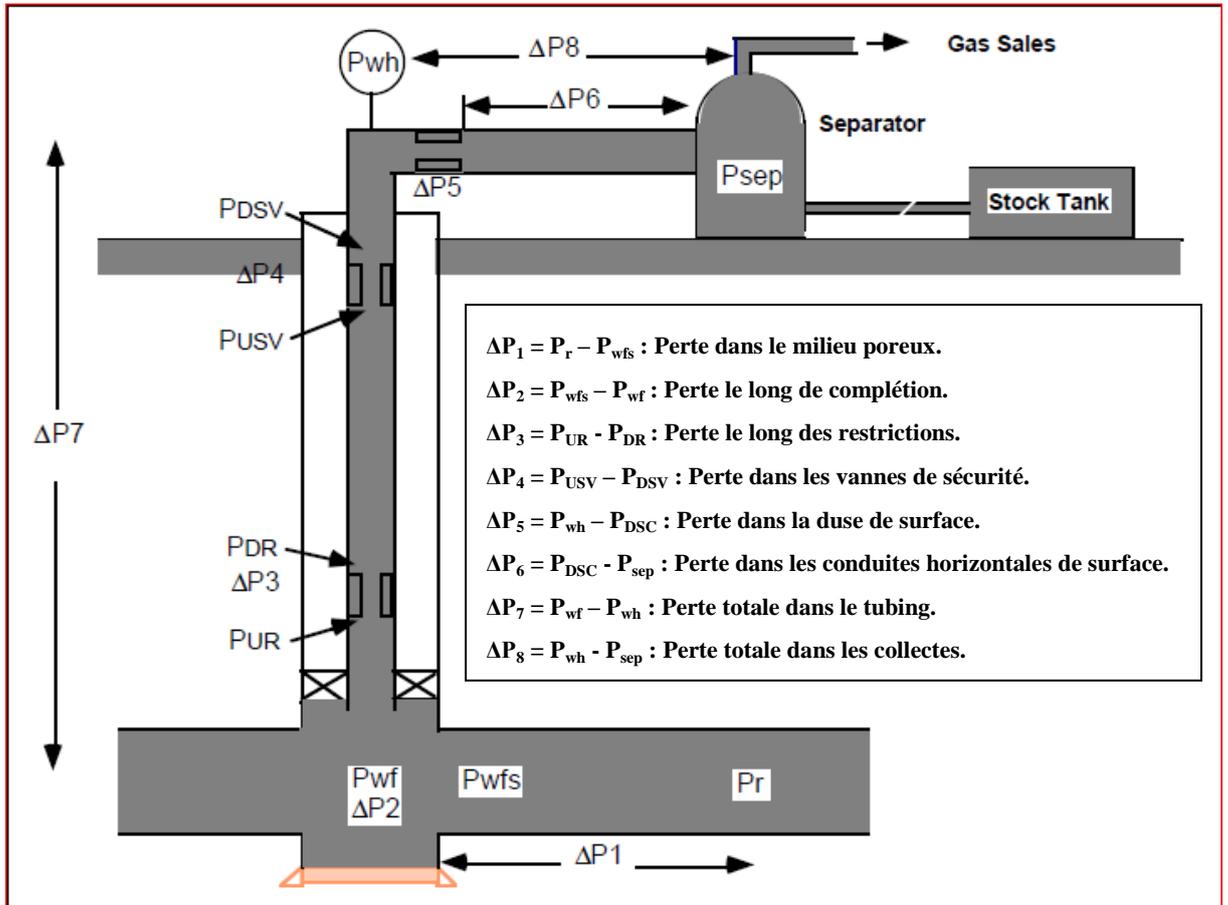


Figure III.1. Localisation des différents nœuds dans un système de production

III.3. Concept de l'analyse nodale

Afin de résoudre tous les problèmes du système de production, des nœuds sont placés dans des parties ou segments qui sont définis par différentes équations ou corrélations. La figure suivante montre que dans le système, il y a deux pressions qui ne sont pas une fonction de débit; la pression de gisement P_r et la pression de séparation P_{sep} ou la pression de tête P_{wh} ; si le puits est commandé par la duse [6].

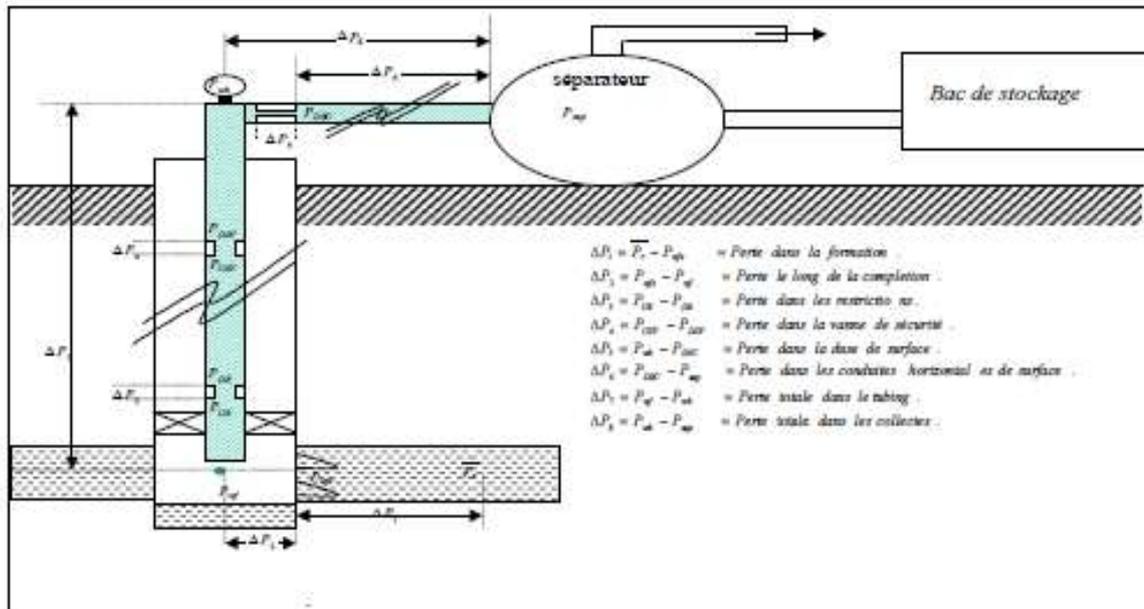


Figure III. 2. Pertes de la charge possibledans un système de production complet

✓ Objectif de l'analyse nodale

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- Déterminer le débit auquel un puits existant d'huile ou du gaz produira avec la considération des limitations de la géométrie et de la complétoen du puits (D'abord par écoulement naturel);
- Déterminer sous quel condition d'écoulement (qui peut être lié au temps) un puits débitera ou mourra;
- Définir le moment le plus économique pour l'installation du lifting artificiel et aide dans le choix de la méthode d'activation;
- Optimiser le système pour produire avec un débit planifié;
- Vérifier chaque composante dans le système de production (déterminer si elle affect beaucoup le taux de production) ;
- Permettre l'identification rapide par (le personnel de la gestion et l'intérieur) des manières avec lesquelles on peut augmenter le taux de production.

III.4. Utilisation des logiciels pour l'analyse nodale

Les logiciels PROCPER et PIPESIM sont des simulateurs conçus pour nous permettre d'analyser les performances des puits producteurs ou injecteurs en se basant sur la description du processus de l'écoulement de l'effluent depuis le réservoir jusqu'au séparateur en surface.

Un tel processus d'écoulement est subdivisé en trois phases à savoir :

- L'écoulement au fond (à travers le réservoir) ;
- L'écoulement à travers la complétion (liner, tubing, espace annulaire, ...);
- L'écoulement en surface (à travers le réseau de collecte, séparateur, ...). [1]

❖ Application des logiciels

- L'optimisation des équipements des puits ;
- L'analyse des performances des puits ;
- L'analyse des réseaux de collecte et séparation des puits ;
- L'optimisation des systèmes de production ;
- L'analyse et le désigne des puits horizontaux et multilatéraux ;
- L'optimisation des systèmes de récupération [2].

❖ Les données nécessaires pour l'utilisation des logiciels

- ✓ Les données de complétion (Fiche technique du puits, data surveillance, ...) ;
- ✓ Les données petro physiques ;
- ✓ Rapport géologique ;
- ✓ Données PVT ;
- ✓ Données des tests DST, Build up, Jaugeage, ... ;

Les différents rapports de mesures et d'opérations effectuées sur les puits [2].

Chapitre IV

*Choix et analyse d'une complétion selon les
problèmes d'exploitation sur le champ HMD*

Chapitre IV : Choix et analyse d'une complétion selon les problèmes d'exploitation sur le champ HMD

IV.1. Introduction

Le bon choix de la complétion selon les paramètres de production et les problèmes d'exploitation est primordial pour l'optimisation de la durée de vie des puits. Nous nous intéressons dans ce chapitre à l'utilisation de la complétion parallèle GLC (double injection eau et gaz), pour le traitement des deux problèmes les plus délicats au niveau du champ de HMD, à savoir les dépôts de sels et la chute de pression dans les puits non éruptifs ou à faible débit. Pour cela nous allons voir le comportement du puits avec cette nouvelle complétion et si cette dernière est adéquate au traitement de ces deux problèmes.

Le but de cette complétion est la résolution de ces deux problèmes d'exploitation passant par l'injection d'eau en continue et de gaz en même temps avec deux débits différents. L'injection d'eau douce pour le dessalage, à condition que l'injection soit optimisée afin d'assurer, à la fois, le dessalage, mais aussi faire en sorte de ne pas trop alourdir la colonne hydrostatique. L'injection du gaz (gaz lift) afin diminuer la pression hydrostatique dans la colonne de production et aider le puits à débiter.

Dans le but d'assurer une bonne activation et une production maximale on doit optimiser les débits d'injection du gaz en fonction de la capacité de production du puits et de l'eau injectée.

Le choix de cette complétion parallèle GLC doit répondre à un certain nombre de critères, pour cela nous avons étudié l'impact de l'utilisation de cette complétion sur un puits producteur d'huile (OMKZ103) se trouvant dans le champ de Hassi Messaoud, sur lequel nous avons effectué une analyse et une optimisation du comportement du puits avec cette nouvelle complétion GLC.

Cette étude est basée sur les étapes suivantes :

- ↳ Analyse de la méthode de sélection des puits candidats pour une complétion parallèle ;
- ↳ Liste des puits candidats pour une complétion parallèle ;
- ↳ Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau pour le puits OMKZ103) ;
- ↳ L'analyse nodale du comportement du puits OMKZ103 avec une complétion parallèle.

IV.2. Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle

IV.2.1. Principe de fonctionnement de la complétion parallèle

Cette Complétion Parallèle (3 ½ x 2"7/8) x 1"660 appelée aussi GLC, consiste à injecter du gaz GL à travers des SPM 3 ½ alimentés par un tubing 1"660 parallèle au tubing de production 3 ½, afin d'assurer un bon liftage et une bonne activation pour une production maximale. L'espace annulaire entre les deux tubings en parallèles 3 ½ x 1"660 et le casing 7" est réservé pour l'injection de l'eau de dessalage, l'eau douce va être injectée sous le packer grâce à quatre éléments principaux : [8]

- ❖ **Access Switching Valve** : est un orifice avec une vanne d'accès qui sera activée par le gaz GL, elle est tarée à une certaine pression d'ouverture pour permettre à l'eau de passer à travers l'orifice, passant ainsi de l'espace annulaire vers un tubing 1"660 (en parallèle avec le tubing de production 2"7/8), qui l'acheminera vers son point d'injection ; [1]

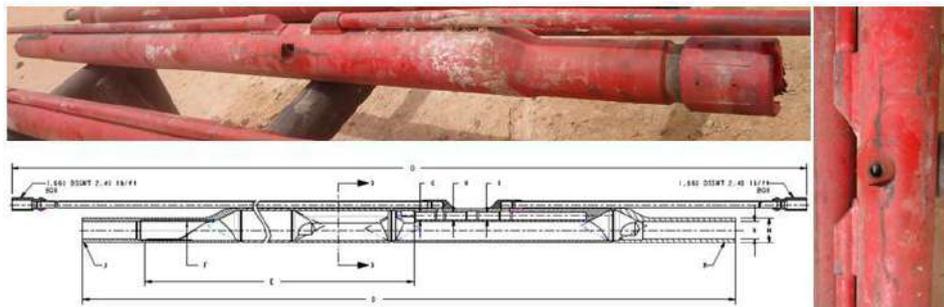


Figure IV. 1. Access switching Valve

- ❖ **La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve)**: c'est une vanne, elle aussi tarée à une certaine pression qui permet le réglage du débit d'eau à injecter ; [1]

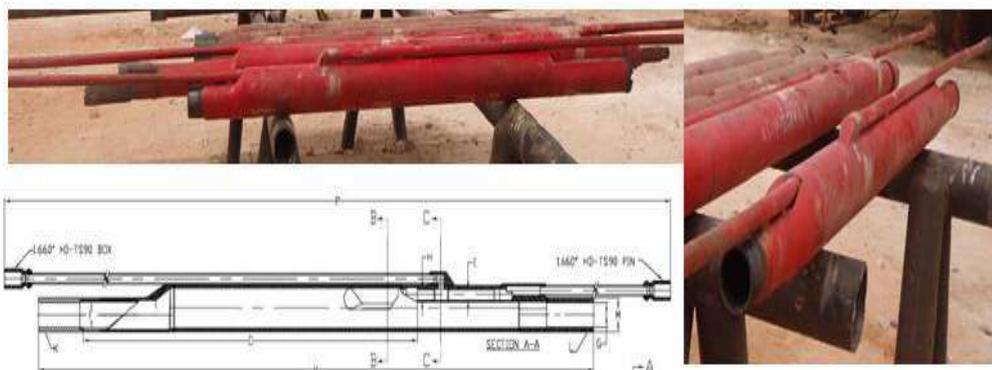


Figure IV. 2. Water flood Valve

❖ **Double Box Locator Sub** : c'est le point de rencontre des deux tubings en parallèle, raccordé au PBR ; ce dernier permettra de créer un nouvel espace annulaire entre le tubing de production 2"7/8 et le BPR pour pouvoir injecter l'eau sous packer ;^[7]



Figure IV. 3. Double Box Locator Sub

❖ **Le BPR (Polish Bore Receptacle)** : c'est un tubing télescopique c'est à dire un tubing qui a la possibilité de coulisser à l'intérieur d'un tubing raccordé à l'*Anchor Seal* qui lui permettra d'être ancré dans le packer. Le BPR va créer un passage entre le packer et le tubing de production 2"7/8 cet espace va permettre à l'eau d'être injectée sous le packer^[1].



Figure IV. 4. Polish Bore Receptacle

❖ **Les raccords spéciaux** : (*Les Joints télescopiques et les Adjustable Swivel Sub*)

Ils servent à ajuster le tubing de production avec les différents éléments de la complétion parallèle. Ils ont la capacité de tourner mais aussi de coulisser de haut en bas pour garder les deux tubings le plus parallèle possible, car au cours de la descente de la complétion les deux tubings parallèles ne doivent pas avoir un mouvement de rotation ou de traction^[3].



Figure IV. 5. Raccords Spéciaux

IV.2.1. Schéma de la complétion GLC système de dessalage (injection sous packer)

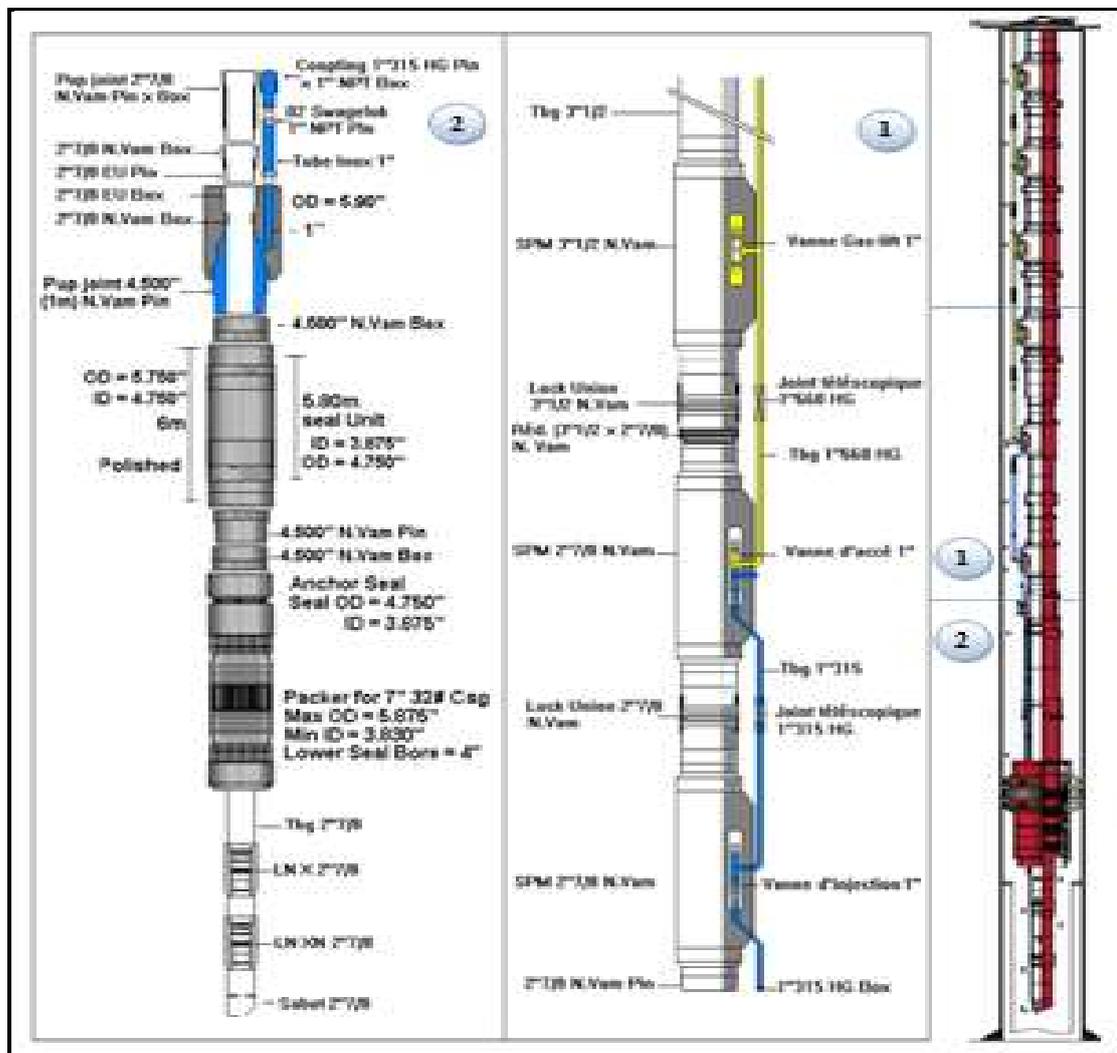


Figure IV. 6. Schéma de la complétion GLC^[8]

La complétion parallèle doit répondre aux exigences suivantes:

- Pouvoir injecter du gaz et de l'eau simultanément ;
- Assurer une contre pression au niveau du 7" au droit du LD2 (annulaire 7" toujours plein d'eau) ;
- Protéger le réservoir contre l'inondation par l'eau de dessalage en cas d'arrêt du GL ;
- Faire produire les puits à faible pression de gisement ;
- Permettre une exécution aisée des travaux wire line ;
- Faciliter l'accès au fond du puits pour des éventuelles opérations ;
- Diminuer ou éliminer les interventions Snubbing.

IV.2.2. Critères de sélections des puits candidats à la complétion parallèle

Les principaux paramètres de sélections des puits sont :

- Les puits non éruptifs salés (Puits GL avec Water Cut) ;
- Les puits non éruptifs salés (Puits GL avec BE périodique) ;
- Puits très salée sollicitant une injection d'eau en continu ;
- Les puits non éruptifs activés par le gaz lift.

Les puits doivent répondre aux critères suivants :

- Puits salés ou avec un Water Cut très élevé;
- Pression de gisement faible ;
- Le puits ne doit pas être repris en Tie Back (4" cimenté) ;
- Eviter les puits en percé de gaz ;
- Vérifier l'état de cimentation du casing 7" .

IV.3. Liste des puits candidats pour une complétion parallèle

Chaque puits sur le champ de Hassi Messaoud peut devenir un candidat potentiel pour la complétion parallèle, car au début d'exploitation ou de production, la pression de gisement est généralement assez élevée pour laisser les puits éruptifs, donc ils n'ont pas besoin d'assistance pour acheminer le fluide du fond jusqu'à la surface (dans le cas où il n'y a pas de problèmes de dépôts ou d'endommagements). Mais après un certain temps de mise en production le gisement commence à perdre de l'énergie. Il faut donc passer par la récupération assistée (récupération secondaire ou tertiaire dans le pire des cas). Ajoutant à

cela le problème de percée d'eau de formation qui est très salée (Water Cut) et la déposition des sels au fond ou au niveau des équipements de surface qui doit être éliminé par l'injection d'eau en continu et qui touche la plupart des puits se trouvant dans le champ de HMD.

Pour notre étude on a commencé dans un premier temps par la sélection des puits candidats pour une complétion parallèle dans le champ de HMD, en basant sur les puits producteurs ouverts au 06/02/2017 mis en GL et qui ont besoin de dessalage en continu ou de bouchon d'eau périodique très rapproché.

❖ *Etat actuel des puits en production au niveau du champ de Hassi Messaoud*

Mise à jour du 06/02/2017 :

- Nombre des puits Producteurs : **1107** puits.
- Nombres de puits ouverts **719** soit (**65.95 %** Par rapport au nombre total des puits).
- Nombres de puits fermés **388** soit (**35.05 %** Par rapport au nombre total des puits).
- Nombre de puits Gaz Lift **515** soit (**46.52 %** Par rapport au nombre total des puits).^[1]
- ↪ Nombre de puits GL ouverts **370** (**71.84 %** Par rapport au nombre total des puits GL et **33.42 %** Par rapport au nombre total des puits).
- ↪ Nombre de puits GL fermés **145** (**28.16 %** Par rapport au nombre total des puits GL et **13.1 %** Par rapport au nombre total des puits). Distribution des puits GL sur le champ de HMD : 06/02/2017 :

Tableau IV.1. Distribution des puits GL sur le champ de HMD

Champ	Nombre total	Puits abandonné ou Inexploitable	Puits GL en percer de Gaz	Puits GL actifs	Puits fermés				Puits ouvert	Puits ouverts		
					Plus de 5 ans	Plus de 2 ans	Moins de 2 ans	Total puits ferme		Puits sans dessalage	Puits GL avec injection d'eau en continu	Puits GL avec BE périodique
Nord	364	22	15	327	33	27	37	97	230	19	25	186
Sud	184	12	18	154	16	6	26	48	106	1	27	78
Total	548	34	33	481	49	33	63	145	336	20	52	264

✚ Filtration pour les puits candidats à la complétion GLC :

Sur les 336 puits GL actifs et ouverts, nous avons 316 puits nécessitent un dessalage en continu ou périodique soit (94.04 % du nombre total des puits GL ouverts) :

Tableau IV.2. Sélection des puits pour la complétion GLC

Champ	Nombre de puits GL actifs et ouverts	GL + Injection eau en continu			BE espacé	BE périodique	(*) Puits en Tie Beack (4"1/2 cimenté)	Puits candidats GLC
		Total	Avec BE espacé	Avec BE périodique				
Nord	230	25	7 (3*)	18	155	31 (5*)	8	48
Sud	106	27	7 (1*)	20 (3*)	5	73 (6*)	10	90
Total	336	52	14	38	160	106	18	138

On peut répartir les 138 puits candidats à une complétion parallèle, d'après les critères de choix ; le puits OMKZ103 est un bon candidat pour cette complétion.

le puits OMKZ103, est un puits producteur d'huile dirigé foré le 22/06/2004 (équipé avec un liner de production 4"1/2 et CCE1"660). Il a été équipé de CCE car c'était un puits producteur moyen (à sa mise en production).

IV.4. Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau)

La méthodologie et les technologies nécessaires pour la récupération des hydrocarbures depuis le fond jusqu'à la surface n'est pas facile car la sélection le design et l'installation des équipements de fond et de surface et leur localisation précise dans le puits demande beaucoup d'efforts.

Une bonne complétion doit produire le maximum de brut et/ou de gaz avec :

- ✓ Le moins de risque;
- ✓ Le plus d'efficacité ;
- ✓ Le moindre coût.

Pour pouvoir effectuer une meilleure optimisation de la complétion GLC et de voir l'influence du design de la complétion sur les paramètres de production, nous avons choisi parmi les 138 puits candidats un puits avec des données d'essai de puits récentes (Build Up) et qui n'a subi aucune intervention Work Over afin d'avoir les meilleurs résultats possibles et une meilleure intégrité des puits [1].

Le but de notre étude est d'établir un changement de complétion par rapport à l'ancienne complétion. Cette étude nous a conduits à établir une optimisation de l'injection de gaz et l'influence du Water Cut afin de voir l'effet résultant de l'injection de l'eau pour le dessalage sur la production.

IV.4.1. L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle

IV.4.1.1. Situation actuelle du puits

- Puits producteur ouvert avec un débit de : **2.21 m³/h** ;
- Mis en Gaz lift le : **20/09/2005** ;
- Complétion en **4''^{1/2} NEW Vam** ancré, avec un CCE **1''900** ;
- Liaison couche trou : **LPP** [2].

IV.4.1.2. Localisation du puits OMKZ103

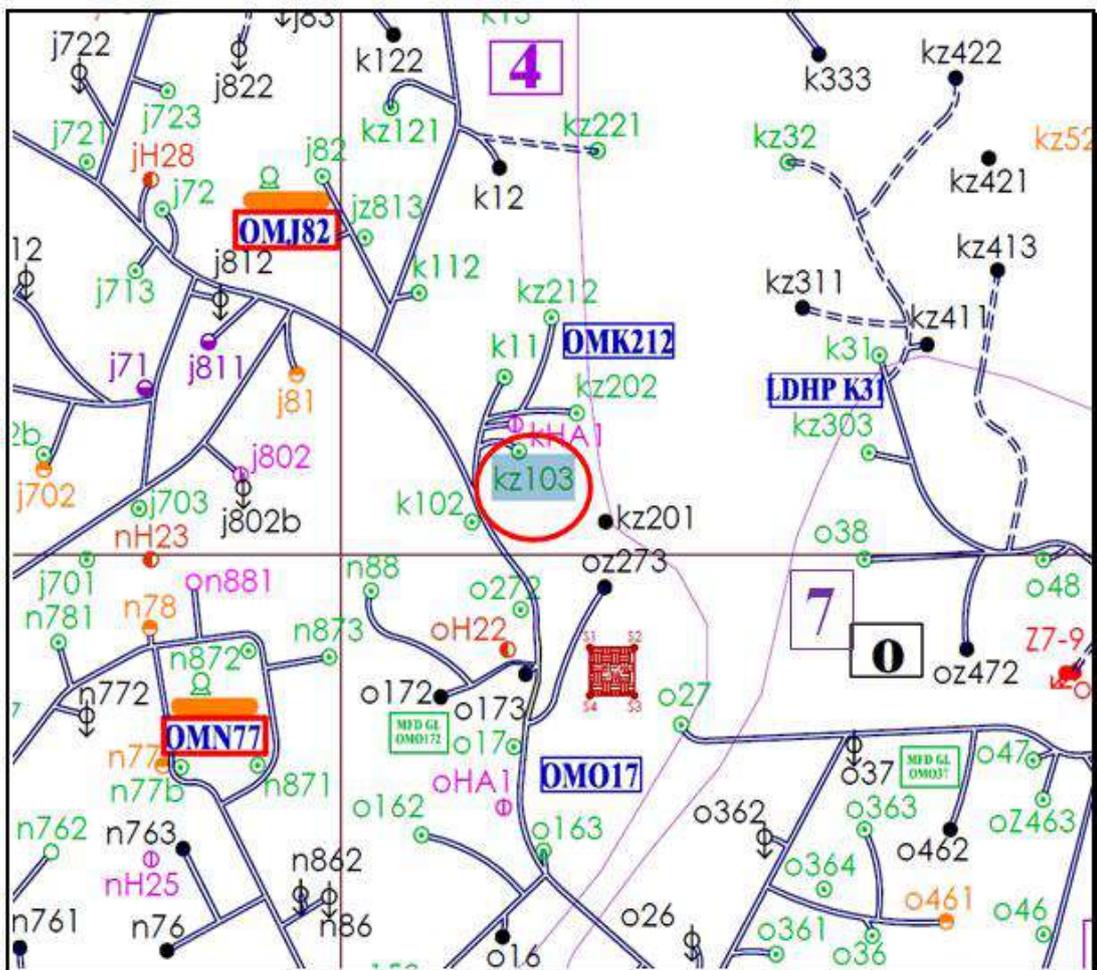


Figure IV. 7.localisation des puits OMKZ103 [2]

IV.4.1.3. Historique des opérations [2]

Tableau IV.3. Historique des opérations

Historiques des Opérations effectuées Sur omkz103			
Date Début	Date Fin	Opérations	Sous/opérations
28/11/2016	28/11/2016	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE,
06/04/2015	30/04/2015	SNUBBING	-----
02/04/2015	02/04/2015	OPERATION_SPECIALE	Kick Off CCE
06/12/2014	06/12/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
21/11/2014	21/11/2014	WIRELINE	Mesure de pression LBU
01/07/2014	01/07/2014	WIRELINE	Mesure de pression PFD
30/06/2014	30/06/2014	WIRELINE	Mesure de pression PFD
28/07/2013	28/07/2013	SNUBBING	-----
06/12/2010	23/12/2010	SNUBBING	-----
12/06/2009	05/07/2009	SNUBBING	-----
10/04/2009	10/04/2009	WIRELINE	Contrôle
20/12/2008	20/12/2008	WIRELINE	Contrôle
26/05/2007	26/05/2007	WIRELINE	Mesure de pression LBU
12/05/2007	12/05/2007	WIRELINE	Mesure de pression LBU
12/05/2007	12/05/2007	WIRELINE	Contrôle
27/02/2007	12/03/2007	SNUBBING	-----
06/06/2005	29/06/2005	SNUBBING	-----
16/08/2004	16/08/2004	OPERATION_SPECIALE	KICK OFF
15/08/2004	15/08/2004	OPERATION_SPECIALE	kick off
14/08/2004	14/08/2004	OPERATION_SPECIALE	kick off
31/07/2004	31/07/2004	OPERATION_SPECIALE	DEMARRAGE
08/07/2004	08/07/2004	OPERATION_SPECIALE	Kick off
16/06/2004	17/06/2004	DIAGRAPHIE	-----
14/06/2004	20/06/2004	COMPLETION	-----
11/06/2004	21/06/2004	COMPLETION	-----
07/06/2004	11/06/2004	DIAGRAPHIE	-----
15/05/2004	15/05/2004	DIAGRAPHIE	-----

Le puits **OMKZ103** a subi six interventions Snubbing pour le changement de CCE.

- ❖ Le puits OMKZ103 qui souffre de deux problèmes d'exploitation, déplétion de la pression de gisement et dépôts de sels est un candidat à la complétion GLC. Cette dernière nous donnera la possibilité d'éliminer l'endommagement du puits dû à la déposition des sels par l'injection d'eau en continu, et de le maintenir en production par l'injection de gaz GL par des SPM, mais aussi d'éliminer les interventions Snubbing, et par conséquent maintenir ou améliorer la productivité du puits.
- ❖ Mais pour cela il faut voir l'influence de la nouvelle complétion sur les paramètres de production et si oui, le puits OMKZ103 est un bon candidat pour la complétion GLC.

Nous allons utiliser un logiciel de simulation (PROSPER) pour pouvoir estimer l'influence d'une telle complétion sur la productivité du puits.

NB : Vu qu'on ne peut pas simuler une injection double, nous allons considérer l'injection d'eau comme un Water Cut (Le logiciel va prendre en considération l'influence de l'eau dans la colonne de production, et vu que l'eau n'est pas injectée avec le gaz cela n'aura pas un très grand impacte sur les résultats donnés).

Le logiciel n'a pas comme objectif de nous donner des résultats exacts des paramètres de productions, car il y'a toujours une marge d'erreur, mais nous permet de savoir si le puits peut fonctionner dans des conditions données.

IV.4.1.4. l'analyse nodale

❖ L'analyse du comportement du puits avec sa complétion actuelle

A. Matching du Build Up test (06/12/2014)

Pour la création du modèle qui nous servira pour l'analyse, il faut introduire les différentes données et informations collectées sur le puits sélectionné (OMKZ103).

Données de Test Build Up :

Les données introduites pour le matching sont les suivantes : La Pression de gisement, la pression de fond dynamique à la cote réelle (Calculée), la pression de tête, la pression de pipe, le diamètre de la duse, l'indice de productivité (par jour), le débit d'huile.

Il est aussi nécessaire d'avoir les données du suivi de l'opération de forage (data surveillance, la fiche technique du puits, ainsi que les données géologiques pour avoir une idée sur les gradients de température et de pression, les paramètres de Gaz lift sont aussi importants (Point d'injection, débit et pression d'injection). Une fois les données du puits introduites, il faut par la suite introduire les données PVT pour pouvoir lancer la simulation et pouvoir effectuer notre étude. Les résultats du matching du Build Up sont montrés dans la figure (**Figure V.8**) qui nous donne le point de fonctionnement du puits avec les conditions du test.

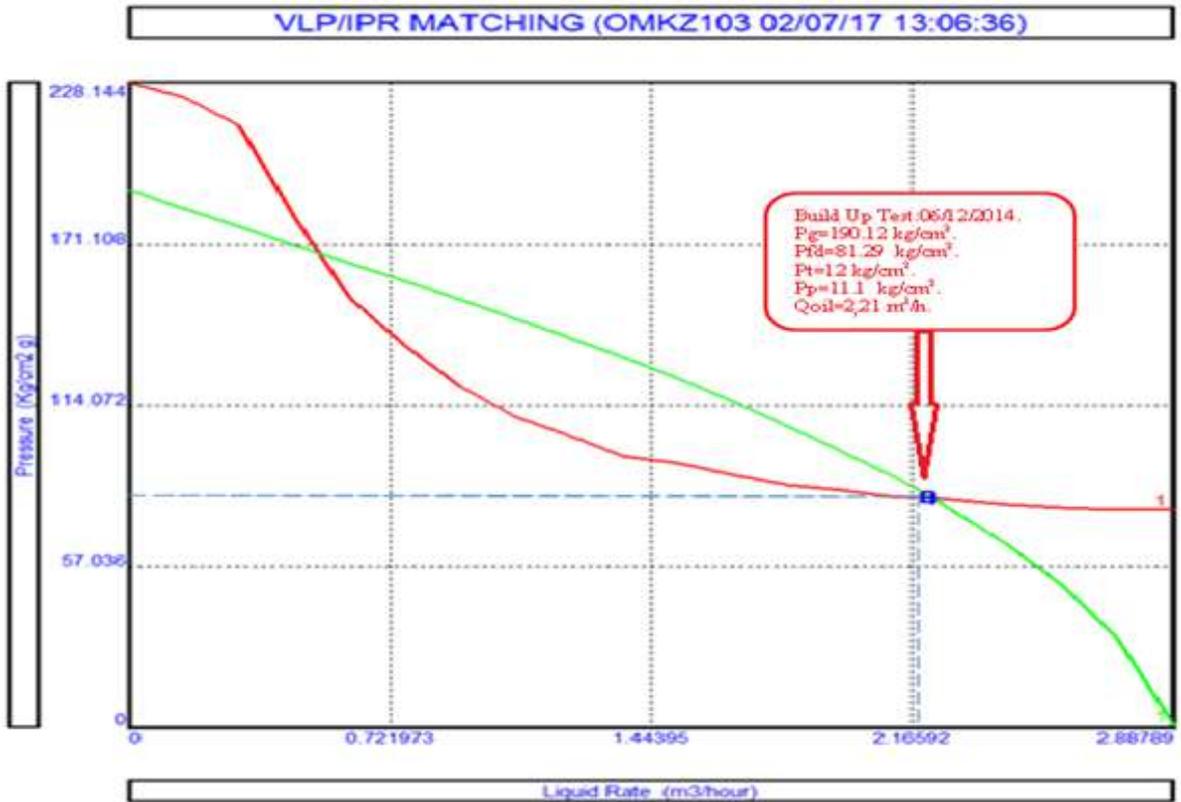


Figure IV. 8. Matching de la courbe VLP/IPR du puits OMKZ103

B. Gas lift matching jaugeage: 24/01/2017

COILED TUBING DATA (OMKZ103.Out)

Done Cancel Export Report Help

Gaslift Gas Data			Coiled Tubing Data		
Gaslift Gas Gravity	0.7	sp. gravity	Coiled Tubing Inside Diameter	1.29	inches
GLR Injected	0	m ³ /m ³	Coiled Tubing Thickness	0.37	inches
Mole Percent H ₂ S	0	percent	Coiled Tubing Inside Roughness	0.0006	inches
Mole Percent CO ₂	0	percent	Coiled Tubing Outside Roughness	0.0006	inches
Mole Percent N ₂	0	percent			

Gaslift Details

Lift Method	Specified Injection Depth		Coiled Tubing Specified Depth	3106	m
	Optimum Injection Depth				
			Gas Injection Pressure	100	Kg/cm ² g
			dP Across Valve	0	Kg/cm ²

C. Optimisation Gaz Lift

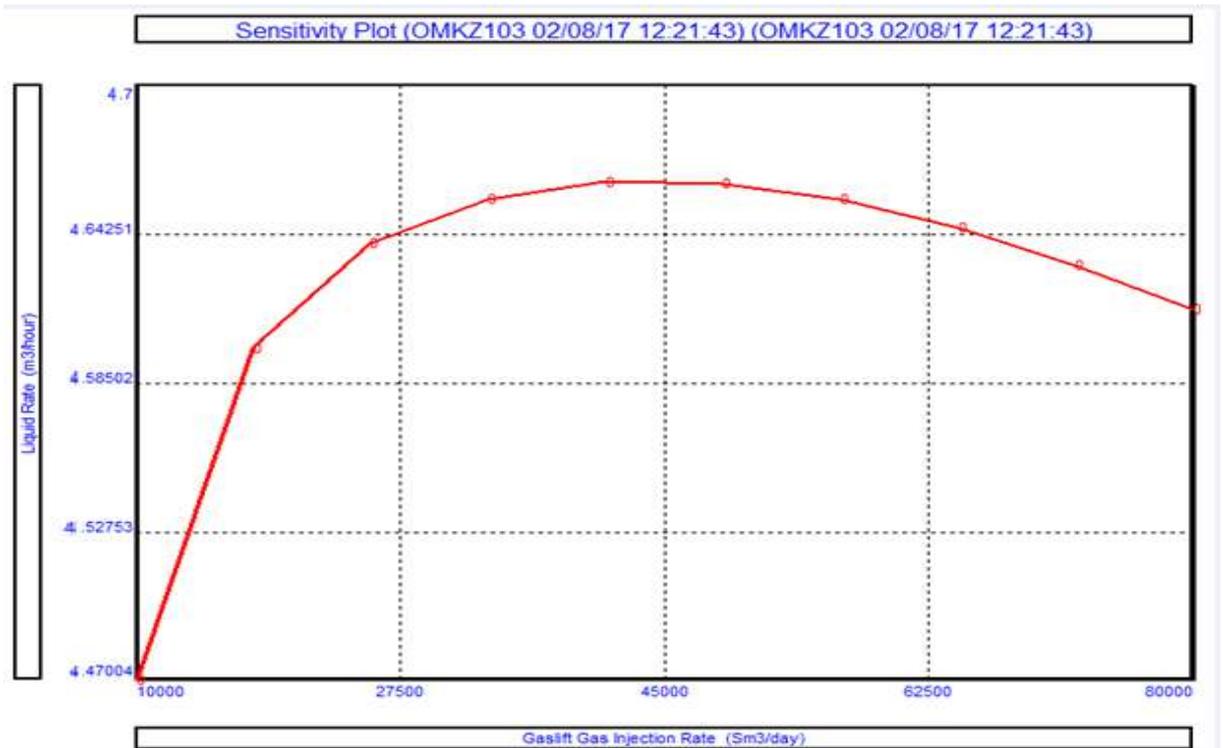


Figure IV. 9. Optimisation Gaz lift dernier jaugeage

D'après La figure V.9 , on va faire l'optimisation de gaz lift pour assurer un bon activation et produire le maximale,on remarque dans ce graphe le débit optimale de gaz 30000m³/day qui donne Qh=4.6 m³/h.

D. Dernier jaugeage : 24/01/2017

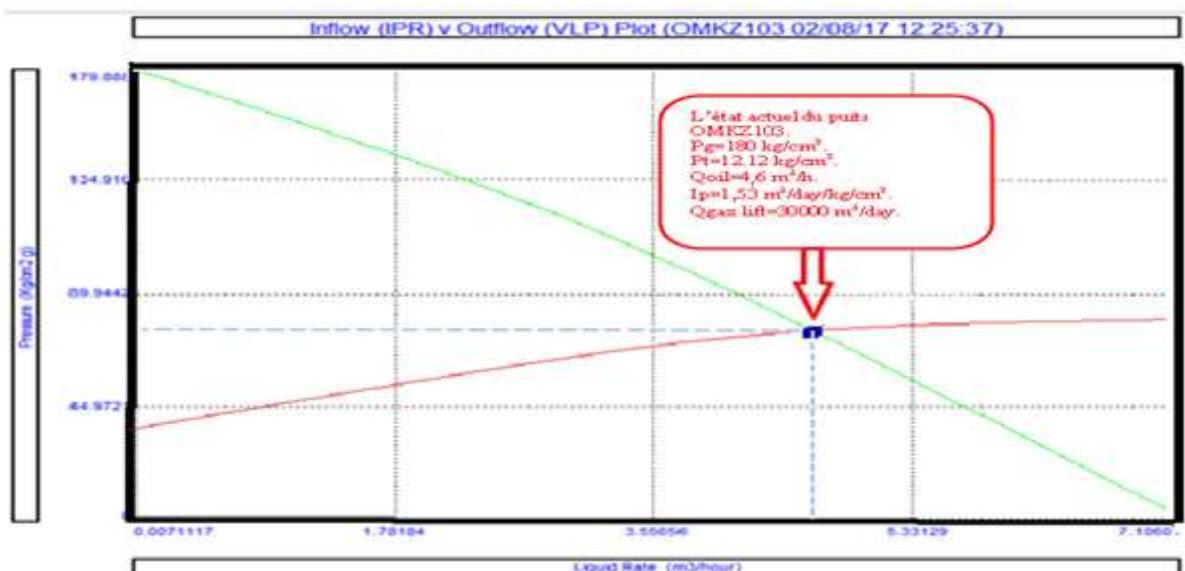


Figure IV. 10. Etat du puits OMKZ103 avec le dernier jaugeage

Le but de créer un modèle avec les paramètres du dernier jaugeage est de savoir si notre modèle est juste (si il n y a pas des erreurs à corriger) et si les corrélations choisies pour le modèle sont justes (*Figure .10*).

E. Design Gaz lift pour une complétion GLC

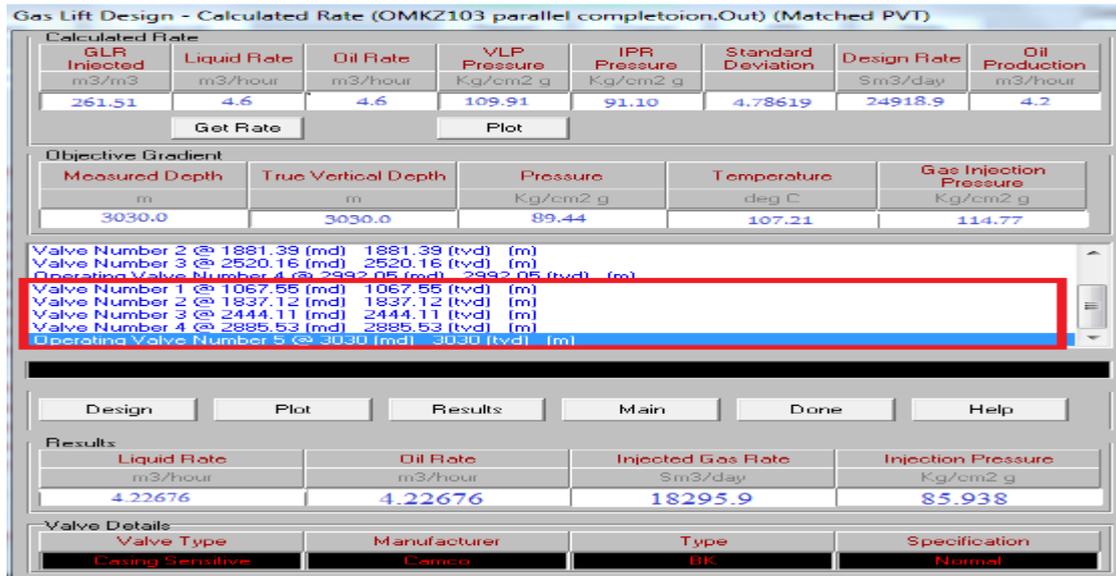


Figure IV. 11. Choix du design Gaz Lift

F. Optimisation Gaz lift de complétion parallèle

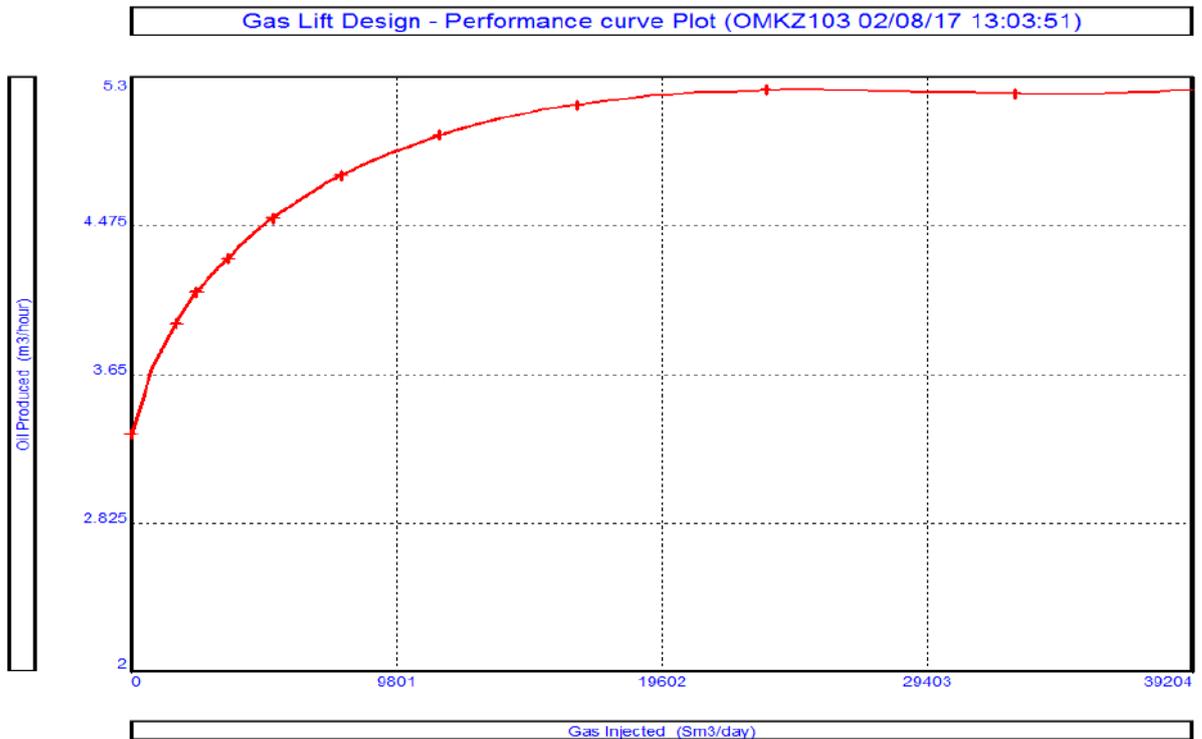


Figure IV. 12. Optimisation Gaz Lift de complétion parallèle

Ce graphe représente le débit optimal de gaz avec lift la complétion parallèle $Q_g=19000\text{m}^3/\text{day}$ qui donne un débit $Q_h=5.3\text{m}^3/\text{h}$ (on aura une quantité d'huile MAX récupérer avec une quantité optimum de gaz injecter, une fois cette quantité de gaz injecter augmente on va avoir plus de perte de charge dans le tubing et donc on aura plus de gaz que de huile, et le débit d'huile va diminuer

G. Influence du Water Cut sur le débit d'huile

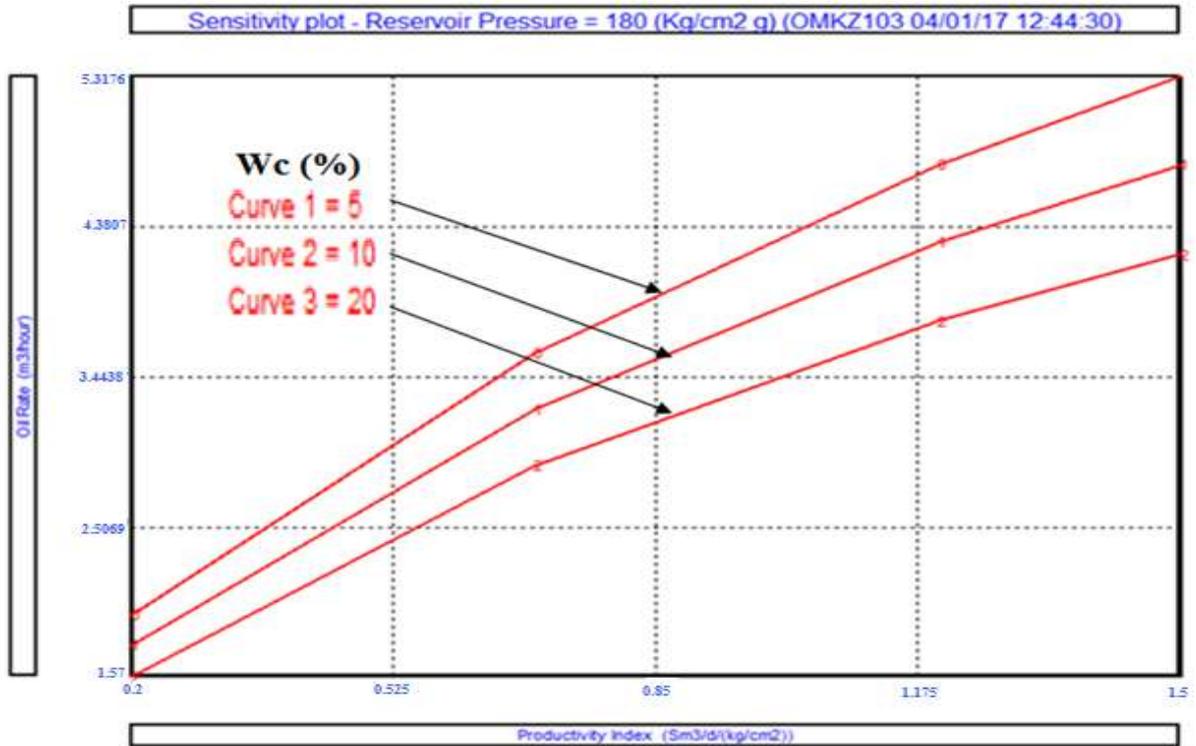


Figure IV. 13. Influence de IP sur le débit d'huile avec différents Wc

Résultats obtenu avec le simulateur (Tableau IV.4) :

Tableau V.4. Influence de IP sur le débit d'huile avec différents Wc

IP \ Wc(%)	0.2	0.525	1.175	1.5	Débit d'huile en (m ³ /h)
5	1.97	3.07	4.74	5.3	
10	1.73	2.74	4.29	4.8	
20	1.57	2.46	3.75	4.1	

NB : Vu les résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, on peut proposer un traitement matricielle pour le puits OMKZ103 afin d'améliorer son indice de productivité.

Quand on a IP=1.5 avec 5% de water cut on donne un meilleur débit=5.3m³/h (la masse d'eau dans la colonne de production est supérieur a la masse d'huile donc plus on aura d'eau plus la

pression hydrostatique augmenta et par conséquent on va freiner l'avancement d'huile. on aura un débit plus faible).

H. Paramètres de production du puits OMKZ103 avec une complétion GLC

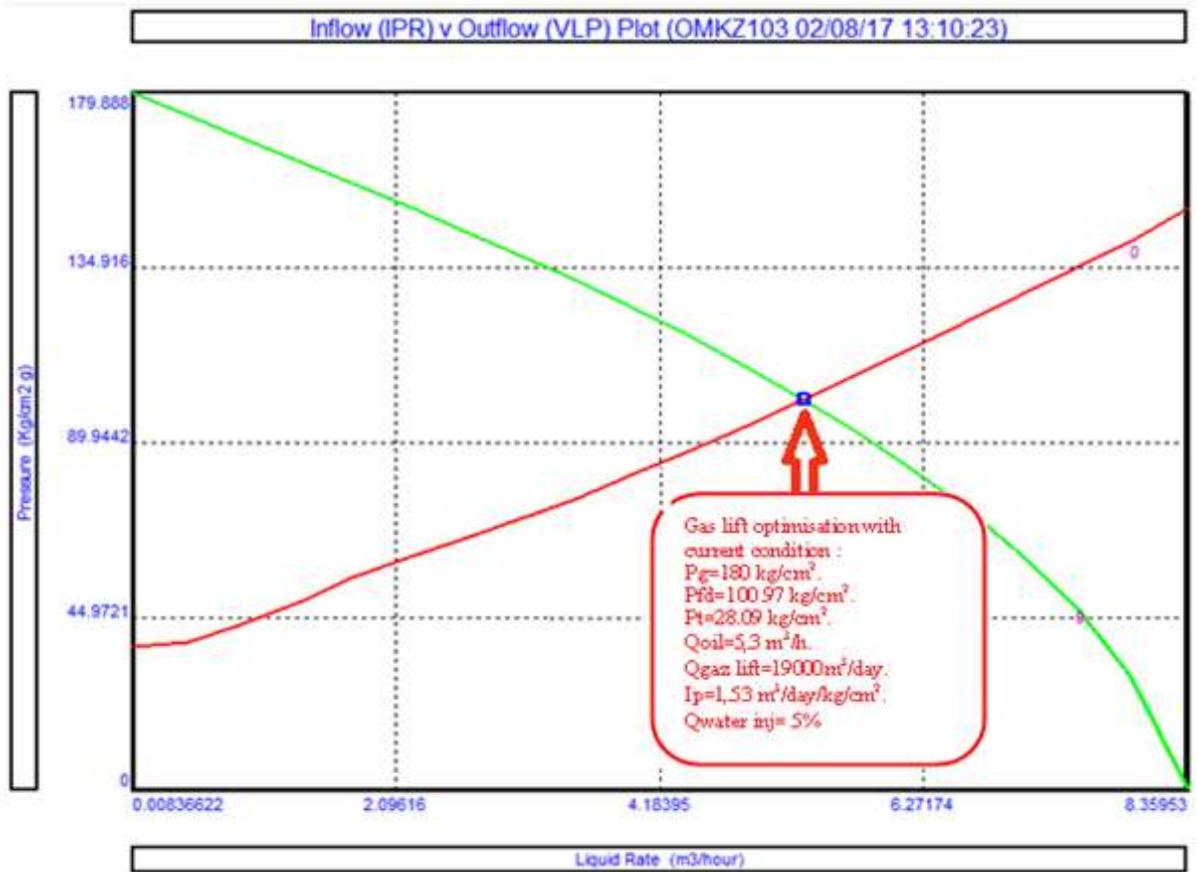


Figure IV. 14. Courbe IPR pour le puits OMKZ103 avec une complétion GLC

Conclusion

Le but de notre étude était d'établir un changement de complétion par rapport à l'ancienne complétion et de voir son impact sur la productivité du puits OMKZ103.

D'après l'étude et la simulation effectuée sur le puits OMKZ103, le puits est un bon candidat pour la complétion parallèle GLC (double injection eau et gaz), et l'utilisation de cette dernière peut améliorer la productivité et stabiliser son comportement compte tenu des résultats obtenus. La conversion du puits en complétion parallèle nous permettra d'avoir :

- ✓ Un puits avec un débit identique ou meilleur qu'avec la complétion ancienne.
- ✓ Une meilleure optimisation des paramètres d'injection eau et gaz séparément.
- ✓ Faciliter les interventions avec CTU pour la stimulation du puits.
- ✓ Elimination des Snubbings préventifs.

Conclusion et recommandations

Conclusion et recommandations

Vu la complexité et la diversité des problèmes d'exploitation liés au réservoir (percée d'eau d'injection et de formation, percée de gaz, dépôts organiques et minérales.....), le choix et l'optimisation d'une complétion adéquate susceptible de répondre aux exigences de production et d'entretien des puits s'avère souvent très difficile.

La pression du gisement ne cesse de chuter causant ainsi l'arrêt de certains puits éruptifs. Compte tenu des prévisions de production et des percées d'eau de formation probable dans le futur, la plupart des puits seront soumis à ces deux problèmes d'exploitation. Donc des efforts sont nécessaires pour se pencher sur le choix d'une nouvelle complétion qui sera la mieux adaptée aux puits non éruptifs et salés qui nous donnera la possibilité d'injecter l'eau en continue pour le dessalage et le gaz pour le gaz lift tout en évitant les problèmes d'exploitation liés aux types de configuration actuels utilisés sur le champ de Hassi Messaoud.

Pour faire face aux contraintes sus-cités, nous avons fait une présélection des puits qui représente ce type de problèmes (puits non éruptifs et salés), et nous leur avons préconisé un nouveau type de complétion (La complétion parallèle, complétion GL Conventionnelle). Pour juger de la performance de cette dernière, nous avons fait une analyse nodale pour le puits OMKZ103 afin de voir son impacte sur la productivité du puits. Après l'étude et la simulation effectuée sur le puits, nous avons conclu que c'était un bon candidat pour la complétion parallèle GLC. L'utilisation de cette dernière pourra améliorer sa productivité et stabilisera son comportement, comme nous l'avons vu dans la conclusion de l'analyse nodale du cinquième chapitre.

L'optimisation de la quantité d'eau à injecter dans les puits salés est nécessaire. Si le débit d'eau est faible ou insuffisant, il y aura de nouveau la formation des dépôts de sel provoquant le bouchage dans le puits, si le débit est très important le puits sera chargé en eau qui va donner une diminution dans la production d'huile avec un risque de nettoyage.

L'optimisation du débit de gaz pour le gas-lift permet une meilleure exploitation des puits. Il faut trouver le débit de gaz optimal à injecter pour maximiser la production d'huile, l'augmentation du débit de gaz au-delà du débit « optimum » provoque une chute dans la production à cause des pertes de charge élevées dans le tubing.

Tous les puits susceptibles à court terme d'être candidat au gaz lift et/ ou injection d'eau sous Packer, peuvent être équipés en tant que tel dès leur première complétion en prévision de leur exploitation future pour éviter le recours aux interventions Work Over juste pour changer la complétion existante.

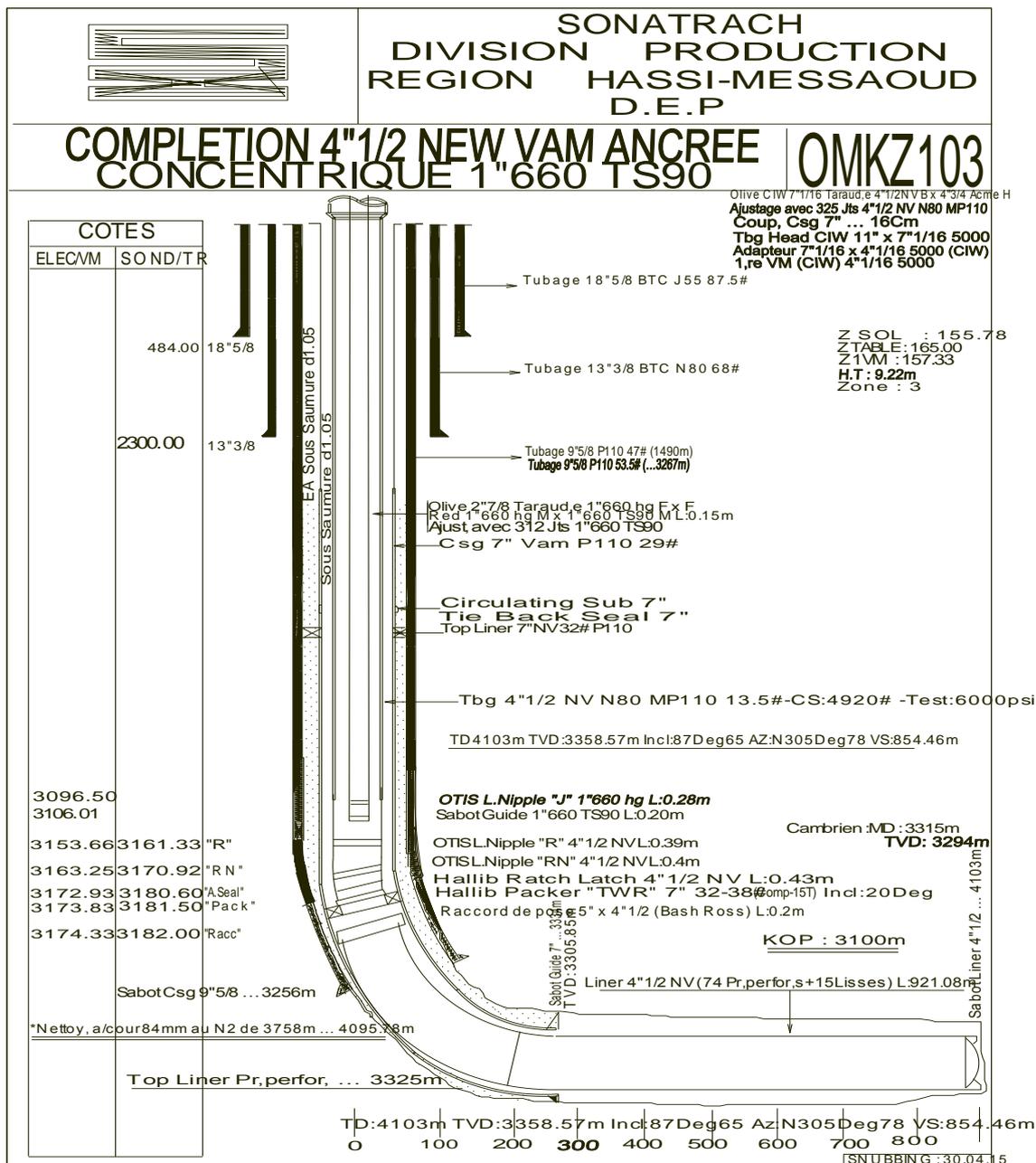
Pour que la complétion parallèle soit la plus efficace et la plus rentable possible, nous recommandons ce qui suit :

- Une meilleure sélection des puits candidats pour la complétion GLC limitera le risque d'échec de son utilisation.
- Faire un test Build Up. Car les tests (BU) de certains puits sont anciens et peuvent erroner les estimations des analyses nodales pour la selection des meilleurs puits candidats qui nécessite le maximum de données, pour faire une analyse approfondie qui vise essentiellement à identifier les causes de succès ou d'échec
- Prendre en considération le temps de production sans problèmes apparents après avoir mis en place la nouvelle complétion pour évaluer son efficacité.
- Prévoir une stimulation des puits (si nécessaire) afin de profiter de l'amélioration de son débit (avant ou durant la mise de la nouvelle complétion).
- Prendre en considération les paramètres PVT du puits avant la mise en place de la complétion définitive.

Traiter l'eau et le gaz d'injection en utilisant des filtres pour éviter le bouchage des vannes SPM. Vu que cette complétion comporte des équipements délicats, une qualité du gaz et de l'eau performante doit être recommandée pour assurer un bon fonctionnement des équipements et une durée de vie étendue de la complétion.

Annexes

Fiche technique des puits OMKZ103 :



ETAT DE LA CIMENTATION DES TUBAGES :

CBL/VDL DU 9"5/8 : Log introuvable dossier vide.

CBL/VDL DU 7" Ref log du 07/06/04

Du sabot à 3289m bonne cimentation par endroit tres bonne.
 de 3289 à 3236m tres mauvaise cimentation.
 de 3260 à 3236m cimentation moyenne.
 de 3236 à 3190m tres bonne cimentation à bonne cimentation.
 de 3190 à 3075m tres mauvaise cimentation à free pipe

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE			RESULTATS - CAROTTE							INTERPRETATION - ELAN				
DRAIN	TOIT (metres)	MUR	EPAIS. (m)	EPAIS.EFF (m)	PERMEA. (md)	PHIE. (%)	So (%)	Sw (%)	SILT. (m)	INTER.INTER	PERMEA (md)	PHIE (%)	Sw (%)	VCL (%)
TVD	3300	---	3316											
RESERVOIR COMPLETEMENT FORE														
D3	MD	3325	---	3365								09.0	19.0	08.0
TVD	3316	---	3340									07.0	07.0	08.0
D2	MD	3365	---	3818										
TVD	3340	---	3351									08.0	08.0	07.0
ID	MD	3818	---	4103										

Listes des puits candidats pour la complétion parallèle :

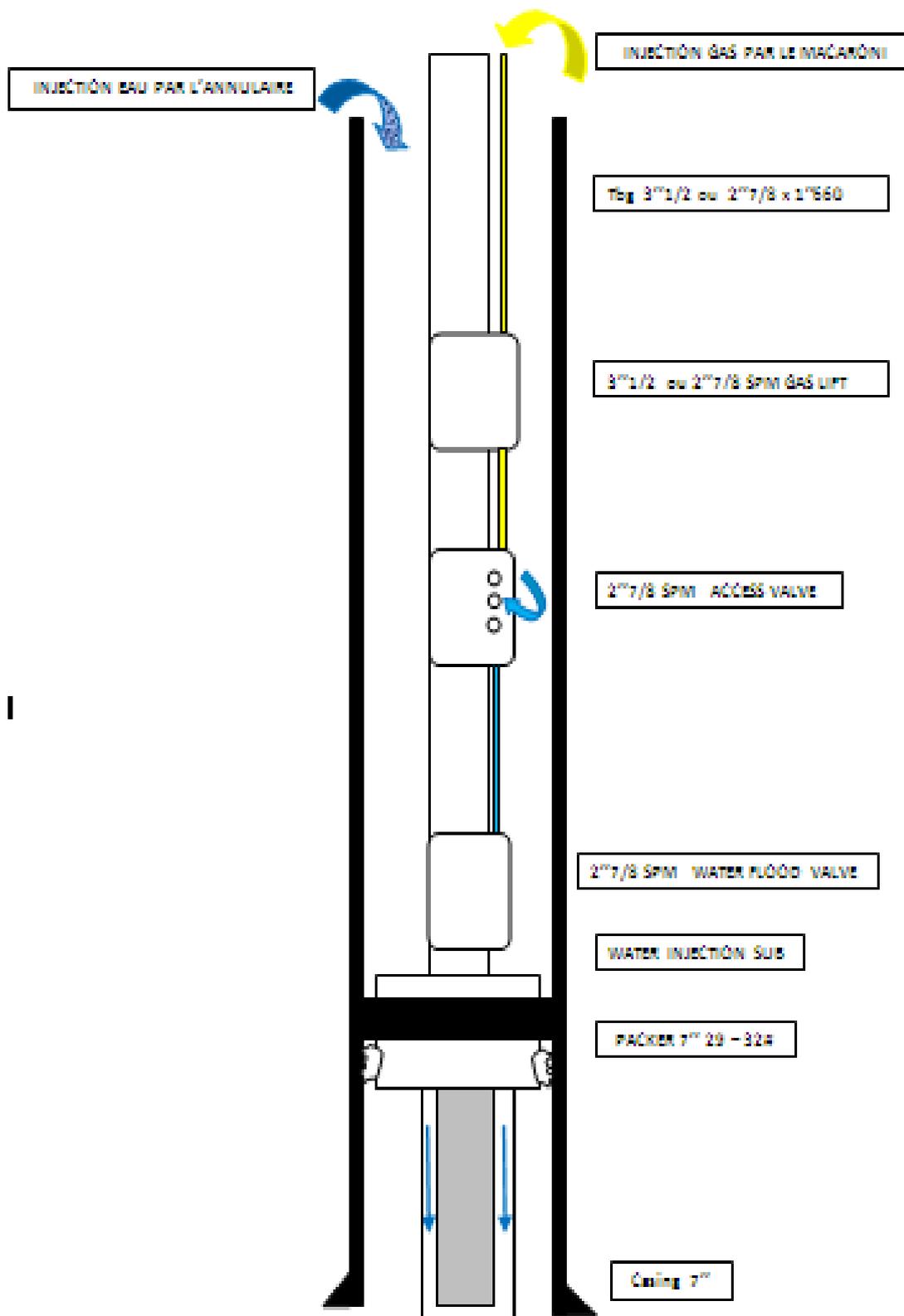
N°	Puits	Types du puits	Type de complétion			Remarque
1	MD141	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
2	MD161	SR	4"1/2	1"660	LPP	
3	MD164	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
4	MD179	Vertical	3"1/2	1"315	LCP	
5	MD341	SR	4"1/2	2"7/8 x 1"315	L. Mixte	
6	MD380	SR	4"1/2	1"660	LPP	
7	MD495	SR	4"1/2	1"660	Open Hole	
8	MD526	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	
9	MD59	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
10	MDZ602	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
11	OMJ771	Vertical	4"1/2	2"7/8	LCP	Programme lourd
12	OMJ832	Vertical	5" x 4"1/2	1"660	Crépine	
13	OMJZ633	Horizontal	4"1/2	1"660	LPP	
14	OMN31	Side Track	4"1/2	1"660	Crépine	
15	OMNZ153	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
16	OMNZ232	Horizontal	4"1/2	1"660	LPP	
17	OMNZ242	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
18	OMOZ232	Horizontal	4"1/2	1"660	Open Hole	
19	OMOZ422	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
20	OMP522	Side Track	3"1/2	1"315	LCP	
21	ONMZ313	Horizontal	4"1/2 x 3"1/2	1"660 x 1"315	L. Mixte	
22	ONMZ473	Horizontal	4"1/2 x 3"1/2	1"660	L. Mixte	
23	ONMZ513	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
24	MD140	Side Track	4"1/2	2"7/8 x 1"315	LCP	
25	MD200	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
26	MD376	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	

27	MD421	Vertical	4"1/2	2"7/8 x 1"315	Crépine	
28	MD68	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
29	OMJZ742	Horizontal	4"1/2	1"660	LPP	
30	OMK27	SR	4"1/2	2"7/8 x 1"315	LPP	
31	MD222	Vertical	4"1/2 x 3"1/2	+ SPM + 1"660	Crépine	
32	OMM71	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
33	ONM352	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
34	MDZ510	Horizontal	4"1/2	1"660	Open Hole	
	MDZ551	Horizontal	4"1/2	1"660	LCP	
35	OMJZ761	Horizontal	4"1/2	2"7/8 x 1"315	L. Mixte	
36	MD235	Vertical	4"1/2	2"7/8 x 1"315	LCP	
37	MD311	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
38	OMP53	Side Track	4"1/2	1"660	Crépine	
39	ONM11	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
40	MD531	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
41	MD57	SR	4"1/2	2"7/8 x 1"315	L. Mixte	
42	MDZ562	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
43	MDZ565	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
44	OMN872	Vertical	5" x 4"1/2	1"660	Crépine	
45	MD190	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
46	MD191	SR	4"1/2	1"660	Open Hole	
47	MD210	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	
48	MD212	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
49	OMKZ103	Horizontale	4"1/2	1"660	L. Mixte	
50	MD231	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
51	MD234	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
52	MD254	SR	4"1/2	1"660	LPP	
53	MD280	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	
54	MD296	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
55	MD304	SR	4"1/2	1"660	Slim Hole	3"3/4 open hole
56	MD317	Vertical	3"1/2 x 2"7/8	+ SPM + 1"315	Crépine	
57	MD322	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
58	MD34	SR	4"1/2	1"660	multilatera 1	
59	MD344	SR	4"1/2	1"660	multilatera 1	
60	MD357	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
61	MD405	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
62	MD41	SR	4"1/2	1"660	LPP	
63	MD430	SR	4"1/2 x 3"1/2	1"660	L. Mixte	
64	MD441	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
65	MD443	SR	4"1/2	1"660	LPP	
66	MD471	Vertical	3"1/2	1"315	LCP	
67	MD473	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
68	MD507	SR	4"1/2	1"660	Open Hole	
69	MD519	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	

70	MD52	SR	4"1/2	1"660	LPP	
71	MD56	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
72	MD60	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
73	MD600	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	Programme lourd
74	MD648	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	Programme lourd
75	MD659	Vertical	4"1/2	2"7/8	Crépine	Programme lourd
76	MDZ491	Horizontal	4"1/2	1"660	Open Hole	
77	MDZ561	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
78	MDZ587	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
79	MDZ595	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
80	MDZ606	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
81	MDZ625	Horizontal	4"1/2 Puncher	/	L. Mixte	
82	MDZ651	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
83	OMJ60	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	
84	OMJ67	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	Programme lourd
85	ONM243	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
86	ONMZ333	Horizontal	3"1/2	+ SPM	multistage	
87	MD131	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
88	MD137	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	
89	MD167	Side Track	3"1/2	1"315	LCP	
90	MD204	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
91	MD214	SR	3"1/2	1"315	L. Mixte	
92	MD215	Side Track	4"1/2	1"660	Crépine	
93	MD253	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	
94	MD278	SR	4"1/2	1"660	LCP	
95	MD318	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
96	MD396	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
97	MD43	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
98	MD433	SR	4"1/2	1"660	Open Hole	
99	MD436	SR	4"1/2 x 3"1/2	1"660	L. Mixte	
100	MD597	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	Programme lourd
101	MDZ532	Horizontal	4"1/2	1"660	multistage	
102	MDZ553	Horizontal	4"1/2	1"660	Open Hole	
103	MDZ573	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
104	MDZ581	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
105	MDZ605	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
106	MDZ608	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
107	MDZ616	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
108	OMJ702B	SR	5"	1"660	Open Hole	
109	OMJ743	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	Programme lourd
110	OMJZ502	Horizontal	4"1/2 x 3"1/2	+ SPM	Open Hole	
111	OMK14	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
112	OMK16	Vertical	3"1/2	1"315	Crépine	
113	OMK842	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	Programme lourd
114	OMKZ611	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
115	OML103	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	Programme lourd
116	OMN261	SR	4"1/2	1"660	L. Mixte	
117	OMO163	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	

118	OMO36	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
119	OMO442	SR	4"1/2	1"660	LPP	
120	OMOZ322	Horizontal	4"1/2	1"660	L. Mixte	
121	OMOZ801	Horizontal	4"1/2	1"660	multistage	
122	OMP263	Vertical	5" x 4"1/2	1"660	Crépine	
123	OMP75	SR	3"1/2	1"315	Slim Hole	LPP 2"7/8
124	OMP85	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
125	OMPZ331	Horizontal	4"1/2	1"660	LPP	
126	ONM223	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	Programme lourd
127	ONM32	SR	4"1/2	1"660	Slim Hole	LPP 2"7/8
128	ONM33	Vertical	4"1/2	1"660	Open Hole	
129	ONM461	Vertical	4"1/2	1"660	Crépine	
130	MD13	Side Track	3"1/2	1"315	LCP	
131	MD130	Side Track	4"1/2	1"660	LCP	
132	MD150	SR	4"1/2	1"660	Crépine	
133	MD154	Side Track	3"1/2	1"315	Open Hole	
134	MD273	Vertical	4"1/2	2"3/8	Crépine	
135	MD422	SR	4"1/2	2"7/8	L. Mixte	
136	MD468	Vertical	4"1/2	1"660	LCP	
137	MDZ541	Horizontal	4"1/3	1"660	multistage	

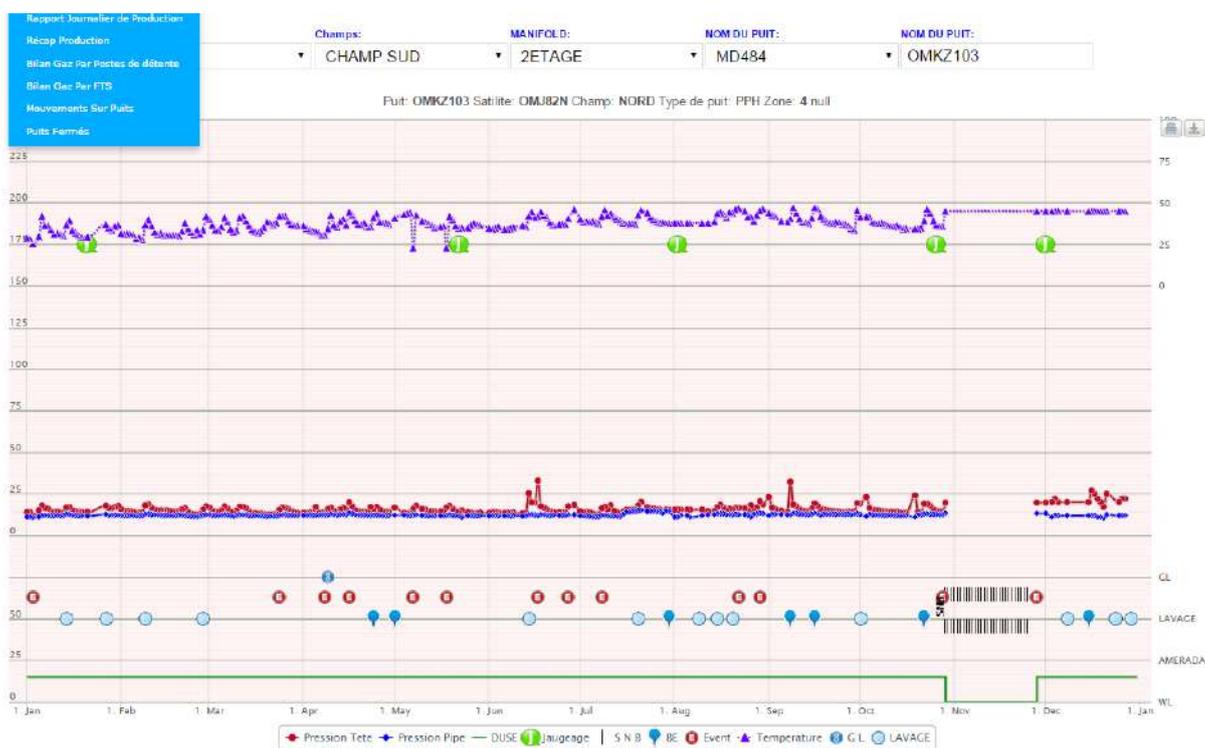
DUAL COMPLETION 3"1/2 ou 2"7/8 x 1"660



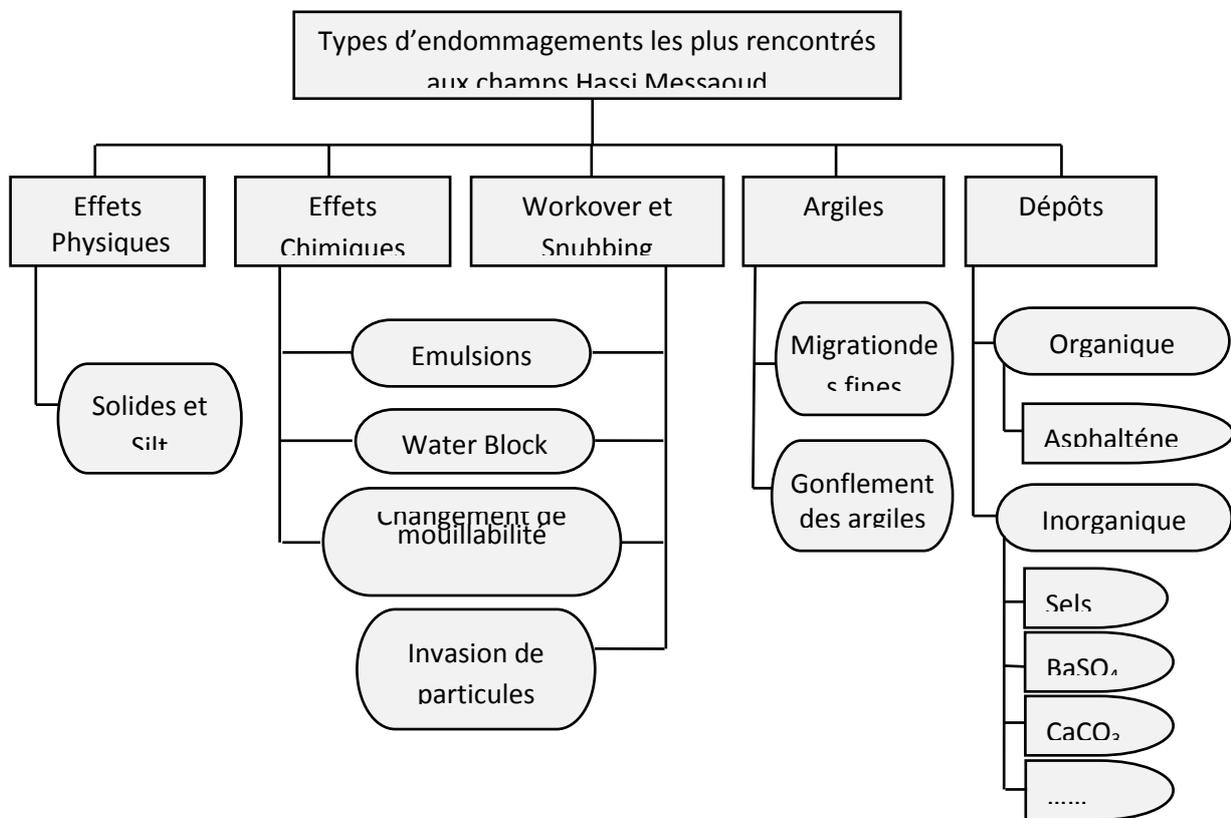
La stratigraphique et la lithologique

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		discordance alpine				
MESOZOIQUE	CRETACE	EOCENE		120	Sable, calcaire à silex	
		SENONIEN	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	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse		
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire		
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie		
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés		
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite	
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés	
			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	
		TRIAS	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		Grés, argile			
ERUPTIF	0-92		Andésites altérées			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA		75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE		25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI		50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES		20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	R1	50	Grés isométriques, fins, silteux		
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts		
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique		
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse		
	INFRA-CAMBRIEN		45	Grés argileux rouges		
	S O C L E					Granite porphyroïde rose

Intervalles des BE (pour le dessalage) OMKZ103



Les types d'endommagements sur le champ de HMD



Bibliographie :

[1] : Documentation De Berkaoui.

[2] : Documentation DE IRARA .

[3] : ENSPM Formation Industrie –Forage ,Production ,Gisement.D.PERRIN.

[4] :Halliburton All Right Rerved Printed in USA(COPLETION PRODUCTS 2005).

[5] :Petroleum en production Engineering

[6] : Production Optimisation Using Nodal Analysis.Beggs .H.D.Edition OGCL 1999.

[7] :Weatherford All Right Rerved 2007.

**[8] :Weatherford Technical Water Desgin of Dual Gas and Water injection for
Sonatrach Wells (Berkaoui and hmd).**

Résumé

L'objectif de la complétion est de permettre de cheminer l'effluent depuis le fond de puits jusqu'à la surface mais dans le champ de HMD il existe plusieurs problèmes tels que la déplétion de la pression de gisement, l'endommagement, et il existe aussi d'autres types de problèmes causés par la nappe Lias dolomitique.

Pour cela le bon choix de la complétion pour la résolution des problèmes est la complétion parallèle qui permet de maintenir la production par le liftage et le dessalage par l'injection continue d'eau douce.

Dans notre travail nous avons étudié l'impact de l'utilisation de cette complétion sur la productivité de puits OMKZ 103, et après la simulation par le logiciel PROSPER, les résultats obtenus montrent que la complétion parallèle améliore la productivité de ce puits.

Mots clés : complétion, déplétion, liftage, PROSPER, productivité.

Abstract

The aim of this study is to analyze HMD oilfield exploitation problems. The well completion purpose is to forward the effluent from the bottom of the mine-shaft into surface. During this process, many problems may be faced such as oil pool pressure depletion and damage, in addition to other problems caused by dolomite formation.

For that purpose, the good choice of completion method which is capable of resolving such problems is the parallel completion which permits maintaining of production by lifting and desalination through continuous injection of fresh water.

During our work, we studied the impact of use of such completion method on the productivity of the well OMKZ 103. After simulation by PROSPER software, results are showing that parallel completion improves the well productivity.

Key words : Completion, depletion, lifting, PROSPER productivity.

ملخص

تهدف هذه الدراسة إلى تحليل مشكلات الاستغلال بحقول حاسي مسعود، إذ تعمل تهيئة البئر للإنتاج على توصيل السائل المتدفق من قعر البئر إلى غاية السطح، وبالتالي تعترض هذه العملية عدة مشكلات مثل نقص ضغط طبقة المعدن و التلف فضلا عن بقية المشكلات التي تتسبب فيها طبقة الرخام.

و عليه فإن أفضل اختيار لطرائق التهيئة التي تسمح بحل المشكلات المذكورة يتمثل في التهيئة الموازية التي تسمح بالمحافظة على إنتاجية البئر عن طريق الصيانة و التنقية عن طريق الحقن المستمر للماء العذب.

و درسنا خلال هذا العمل أثر استعمال هذا النوع من التهيئة على إنتاجية البئر OMKZ 103، و بعد المحاكاة باستعمال البرنامج المعلوماتي " PROSPER"، توصلت النتائج المتحصّل عليها إلى أن التهيئة الموازية تسمح بتحسين إنتاجية هذا البئر.

كلمات مفتاحية

تهيئة البئر للإنتاج، نقص الضغط، الصيانة، بروسبر، الإنتاجية