

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des Hydrocarbures, Energies Renouvelables et Science de la Terre et de l'Univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production

Présenté Par :

**MEKKI DJAMEL EDDINE-BOUROUCHE AISSAM-BOUKHOBZA
MOHAMED MISSOUM**

-THEME-

CHOIX D'UNE COMPLETION PARALLELE ADEQUATE DES Puits SALES ET NON ERUPTIFS (Cas de Puits OMJZ742)

Soutenue le : / / 2021 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	Mr. MEHASSOUEL Ammar	M.C	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mr. HADJADJ Sadek	M.C	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. OUZZAZI Mohamed	M.A	Univ. Ouargla
Co – Encadreur :	Mr SOBHI Ibrahim	Doctorant	Univ. Ouargla

Année Universitaire 2020/2021



Remerciement

Tout d'abord, nous remercions Dieu le clément et le miséricordieux de nous avoir donné le courage, la force et la patience de mener à bien ce modeste travail et de nous avoir éclairé dans le chemin du savoir. En priant sa grâce pour ce qu'il nous réserve pour l'avenir.

Le présent projet n'aurait pas vu le jour sans l'aide bienveillante, la compréhension et le dévouement d'un certain nombre de personnes, qui par leur présence et leurs conseils, nous ont apporté leur soutien chacun à sa manière. Nous les en remercions vivement.

*Nous exprimons notre profonde gratitude et nos remerciements à :
Notre encadreur : **Mr. Hadjadj Sadek**, qui nous a énormément aidé au cours de la préparation du mémoire, mais aussi pour sa disponibilité, sa bienveillance, son soutien permanent, son aide, sa gentillesse et ses qualités humaines.*

*Nous tenons à remercier **Mr. MEHASSOUEL Ammar**, pour l'honneur qu'il nous a fait en acceptant de présider le jury de cette thèse.*

*Nous présentons également notre profonde reconnaissance à **Mr. OUZZAZI Mohamed**, qui a accepté d'examiner notre travail.
Mr. Ibrahim Sobhi, pour ses orientations, ses conseils, ses explications, ses critiques constructives et son aide.*

Tout le personnel des différents départements et service de la Direction Engineering Production de Hassi Messaoud Division Engineering Production, qui ont mis à notre disposition tous les moyens nécessaires afin de réaliser une grande partie de notre travail dans une ambiance très agréable.



Dédicaces

Au nom de Dieu, le plus gracieux, le plus miséricordieux Ce travail est dédié à:

Ma précieuse petite famille: Maman, aucun dévouement ne peut exprimer l'amour, l'appréciation, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour toi, et rien au monde ne vaut l'effort que je déploie jour et nuit pour m'éduquer et être heureux.

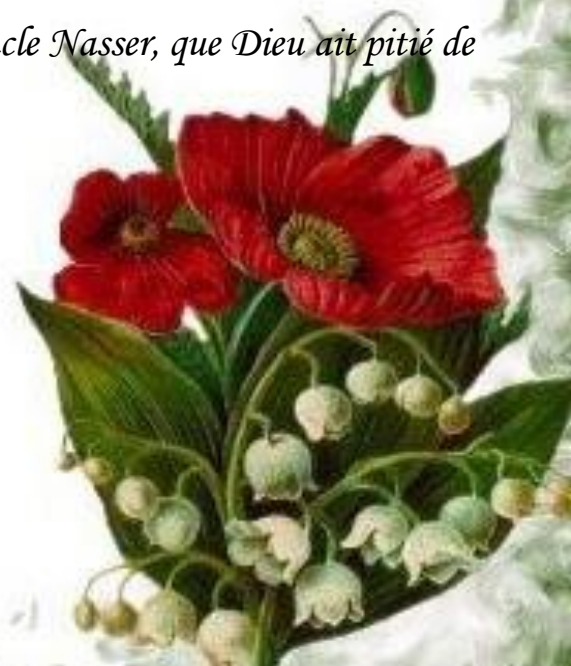
Ma chère grand-mère, vous représentez pour moi un symbole du bien par excellence, une source de tendresse et un exemple de dévotion qui ne cesse de m'encourager et de prier pour moi. Frère: AbdelAli, je n'oublie jamais le soutien que vous m'avez apporté toute ma vie, vous avez été un exemple pour moi, merci beaucoup.

Chers amis: Job; Mesum. Aissam. J'étais toujours là pour obtenir les bons conseils. Votre amour et votre soutien m'ont beaucoup aidé tout au long de ma vie professionnelle et personnelle.

À M. Hadjadj Sadeq, mon superviseur pour ses conseils et son soutien, et à M. Ibrahim Sobhi pour leur aide.

Enfin, je veux dédier ce travail à ma très chère personne, l'oncle Nasser, que Dieu ait pitié de vous.

Mekki Djamel Eddine



Dédicaces

Au nom de Dieu, le Très Miséricordieux Ce travail est dédié à:

Ma précieuse petite famille: Mon père aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être.

Ma chère mère tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et De prier pour moi. Mes chères sœurs: Karima et Asma et Wissal pour leur aide et soutien

Mes chers frères: Ali et Ahmed et Mes cousins et cousines merveilleux. Mes amis les plus cher(e)s: Aymen ; Walid ; Missoum ; Djamel. Vous avez toujours été présents pour les bons conseils. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au Long de ma vie professionnelle et personnelle.

A monsieur Hadjadj Sadek mon encadreur pour ses conseils et son soutien et à monsieur Ibrahim Sobhi pour leur aides.

Bourouche Aissam



Dédicaces

Je dédie ce modeste travail :

*A BOUKHOBZA MUSTAPHA mon très chère père, et a ma mère
qui me donnent toujours l'espoir de vivre et qui n'ont jamais
cessées de prier pour moi et pour leur amour et leur sacrifice afin
que rien n'entrave le déroulement de mes études.*

*J'adresse aussi mes sincères remerciements et respect à mon fiancé
Achat Houaripour ses encouragements, son Soutien.*

A mes frère : Djamel eddine et Réda.

A ma petite soeur : Firdaous

A ma mes grands parent: Abdelkrim et Zohra belhadj

A mes chère oncles : Mourad et Amine

A mon chère: OUALI KAMEL

*.A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de
ce travail. A tous ceux que j'aime et qui m'aiment. A la fin je dédie
très chaleureusement ce mémoire à mes binômes BOUROUCH
AISSAM ET MEKKI DJAMEL EDDINE et leurs familles.*

MISSOUM Mohamed



المخلص

يعرض حقل حاسي مسعود العديد من المشاكل التشغيلية (استنفاد ضغط الترسبات ، والأضرار ، وأنواع أخرى من المشاكل الناجمة عن طبقة المياه الجوفية.) ، مما يقلل من إنتاجية الآبار من أجل حل هذه المشاكل ، تم تطوير استكمال جديد يعرف باسم "الإكمال المتوازي" خاصة لحقل حاسي مسعود من أجل ضمان التحسين الأمثل لحقن الماء والغاز في وقت واحد وبشكل منفصل (المياه لتحلية المياه و الغاز لاجياء عمود الإنتاج) وبالتالي التخلص من عيوب الإكمالات المستخدمة بالفعل لهذا النوع من المشاكل ، الغرض من دراستنا هو إنشاء تغيير في الإكمال مقارنة بالإكمال القديم ومعرفة تأثيره على إنتاجية بئر OMJZ 742.

الكلمات المفتاحية: الإنجاز الملائم ، النضوب ، ترسب الملح ، التحلية ، التلف

Abstract

the HMD field presents several operational problems (depletion of deposit pressure, damage, and other types of problems caused by the Lias dolomitic aquifer.), which decreases the productivity of the wells In order to solve these problems, a new completion known as "parallel completion" was developed especially for the HMD field in order to ensure the optimization of the injection of water and gas simultaneously and separately (water for the desalting and GAS-LIFT for lightening the production column) thus eliminating the drawbacks of completions already used for this type of problem, The purpose of our study is to establish a change in completion compared to the old completion and to see its impact on the productivity of the OMJZ 742.

Key words: Adequate Completion, Depletion, Salt deposits, Desalting, damage

Résumé

le champ de HMD présente plusieurs problèmes d'exploitation (la déplétion de la pression de gisement, l'endommagement, et d'autres types de problèmes causés par la nappe Lias dolomitique.), ce qui diminue la productivité des puits, Afin de résoudre ces problèmes, une nouvelle complétion dite « complétion parallèle » a été développé spécialement pour le champ de HMD afin d'assurer l'optimisation de l'injection d'eau et de gaz en simultané et séparément (l'eau pour le dessalage et le GAS-LIFT pour l'allégement de la colonne de production) éliminant ainsi les inconvénients des complétions déjà utilisées pour ce genre de problème, Le but de notre étude est d'établir un changement de complétion par rapport à l'ancienne complétion et de voir son impact sur la productivité du puits OMJZ 742 .

Mots clés : Complétion Adéquate , Déplétion, Dépôts de sel, Dessalage l'endommagement

Table des matières

Remercîment	I
Dédicace	II
Résumé	III
Liste des figures	IV
Liste des tableaux	V
Abréviation	VI
Introduction générale	1
Chapitre I : Présentation Historique et Géologique du champ Hassi Messaoud	
I.1.Historique du champ.....	3
I.2. Situation du champ de hassi Messoaud	3
I.2.1. Situation Géographique	3
I.2.2. Situation Géologique	4
I.3 .Description du réservoir	5
I.3.1. Subdivision Diagraphie	6
I.3.2. Subdivision pétrophysique et notion du drain	6
I.4 .Stratigraphie du champ	7
Chapitre II : Le Gaz lift et le dessalage dans le champ de HMD	30
Introduction	9
II.1. Les différents modes d'activation	9
II .1.1 Allègement du fluide par mélange de gaz injecté.....	9
II .1.2 Récupération mécanique par pompage	9
II .2. Gaz lift.....	11
II .2.1. Définition	11
II .2.2 . Les compositions du gaz injecté.....	11
II .2.3 .Types de gaz -lift	11
II .2.3 .1. Gaz-lift continu	11

II .2.3 .2. Gaz-lift intermitten	12
II .2.4 .Application du Gaz-lift	13
II .2.4.1. Les puits à huile	13
II .2.4.2. Les puits à eau	13
II .2.4.3. Démarrage des puits (kick off)	13
II .2.4.4. Nettoyage des puits injecteur.....	13
II.2.5. Les problèmes liés au gaz lift a HDM	13
II .2.5.1. Formation des hydrates	13
II .2.5.2. Erosion des équipements.....	13
II .2.5.3. l'émulsion	14
II .2.5.4 Formation des givres.....	14
II .2.6. Avantages et inconvénients du gaz-lift	14
II .2.6.1 Les avantages	14
II .2.6.2 Les inconvénients	14
II .3. Problème du sel (chlorure de sodium) dans le champ HMD	15
II .4. Le dessalage	15
II .4.1 .Bouchon d'eau avec fermeture	15
II .4.2 . L'injection d'eau par circulation.....	16
II .4.3 . Injection continue d'eau.....	16
II .5 .Conclusion	17

Chapitre III: Etude de la complétion parallèle GLC :

III .1 . Introduction.....	18
III .2 . Système de dessalage	19
III .3 . L'objectifs de la complétion GLC.....	20
III .4 . Equipements de la complétion GLC	20
III .4 .1 .SPM (Side Pocket Mandrin)	20
III .4 .2 . Access Switching Valve.....	20
III .4 .3 . La vane d'injection d'eau (Water Flood Valve)	21
III .4 .4 . Double Box Locator Sub	21
III .4 .5 . Le PBR (Polish Bore Receptacle)	22

III .4 .6 . Les vannes de gaz lift	22
III .5 . Principe de fonctionnement de la complétion GLC	23
III .6 . Configuration d'une complétion parallèle GLC	24
III.7 . Les avantages de la complétion GLC.....	25
III .8 . Inconvénients de la complétion GLC.....	26
III .9 . Conclusion	26
 Chapitre IV: Etude de cas de puits OMJZ742:	
IV .1 . Introduction	27
IV .2. Sélection des puits candidats pour une complétion parallèle	28
IV .3 . Les critères de sélections des puits candidats à la complétion GLC	29
IV .4 . Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau)	30
IV .4.1 introduction du puits (OMJZ742)	30
IV .4.2 . Situation du Puits (OMJZ742).....	30
IV .4.3 . Données du Puits (OMJZ742)	31
IV .4.3.1 Coordonnées du Localisation	31
IV .4.3.2 Localisation du Puits (OMJZ742).....	31
IV.4.3.3 Coté du Tubage	32
IV.4.3.4 Etat du Cimentation.....	32
IV.4.3.5 Puits voisins	32
IV.4.4. Caractéristique Géologique.....	33
IV.4.5 Caractéristique Pétro physique et Découpage en Drain	33
IV.4.6. Caractéristique de Production	34
IV.4.7 Data BUP test	34
IV.4.8. Data du jaugeage	34
IV.4.9. Historique du Puits	35
IV.4.8 Historique du Production	37
IV.4.9 Détails des Travaux	38
IV.4.10 Etude économique	39
 Conclusion et recommandations	41
Bibliographie	
Annex.....	

Liste des figures

Fig .I.1 : Situation Géographique du champ de HassiMessaoud.....	3
Fig.I.2 :Situation Géologique du champ de Hassi Messaoud.....	4
Fig. I.3 : Carte de zonage du champ de Hassi Messaoud.....	5
Fig.I.4 :Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.....	7
Fig.II.1 : les différents types d'activation.....	10
Fig.II.2 : Les types de gaz lift.	12
Fig.III.1 : complétion gaz-lift conventionnelle avec système de dessalage au fond.	18
Fig.III.2 : Systeme de dessalage.....	19
Fig.III.3 : SPM.....	20
Fig.III.4 l'accès switching valve.....	21
Fig.III.5 . water flood valve	21
Fig.III.6 . double box Locator sub.....	22
Fig.III.7 . Le PBR.....	22
Fig.III.8 : vanne de GL	23
Fig.III.9 . schéma de la complétion GLC.....	25
Fig.IV.1 : les puits gaz lift dans la zone 14.....	28
Fig.IV.2 : les puits sales et gaz lift dans zone 14	29
Fig.IV.3 : localisation du puits OMJZ742.....	31
Fig.IV.4 : Historique de Production	37
Fig.IV.5 : Evolution du prix de pétrol en 2018.....	40

Liste des tableaux

Tableaux II.1 : Compositions Du Gaz Lift.....	11
Tableaux IV.1 : Situation actuelle du Puits.....	30
Tableaux IV.2 : Coté du Tubages	32
Tableaux IV.3 : Etat de la cimentation des Tubages	32
Tableaux IV.4 : Puits Voisins	32
Tableaux IV.5 : Caractéristique Géologique	33
Tableaux IV.6 : Caractéristique Pétro physique	33
Tableaux IV.7 : Data BUP Test	34
Tableaux IV.8 : Data jaugeage.....	34

Liste des abréviations

API : American Pétroleum Institut

BE : Bouchon d'Eau

BC : Bouchon de Ciment

BSW : Basic Sedement and Water

CTU : Coil Tubing Unité

CCE : Concentrique

DST : Drill Stem Test (Test en cours de forage)

ESP : Electrical Submersible Pump

GL : GAS-LIFT

GLC : GAS-LIFT Conventiennelle

GLR : Gas Liquid Ratio

GOR : Gas Oil Ratio

HMD : Hassi Messaoud

HZN : Hors Zone Nord

HZS : Hors Zone Sud

HCl : Acide Chlorhydrique

H : Hauteur ou épaisseur du réservoir (m)

IP : Indice de Productivité (bbl/j/psi)

IFP : Institut Française de Pétrole

K : Perméabilité (md)

KH : La conductivité (md.ft)

LD2 : Lias Dolomitique

LPP : Liner Pré- Perforé

LCP : Liner Cimenté Perforé

LCM : liner Cimenté Mixte

MWD : Measement While Drilling

N2 : Azote

OH : Open Hole

PBR : Polish Bore Receptacle

Pg : Pression de Gisement (Kg/cm²)

Pt : Pression de Tête (Kg/cm²)

PFD : Pression de Fond Dynamique (Kg/cm²)

PFS : Pression de Fond Statique

PCI : Pompe Centrifuge Immergée

Qo : Débit d'huile (m³/h)

ROP : Rod Pump

TVD : Total Vertical Depth

TD : Total Depth

S : Skin

SNB : Snubbing

SPM : Side Pocket Mandrin

SBU : Short Build Up

LBU : Long Build Up

TW : Treated Water (eau traitée)

VTP : Volume Total Perdu

WO : Work Over

WL : Wire Line

WC : Water Cut

WHP : Well Head Pressure (Pression de tête) (Kg/cm)

CHAPITRE I:
Présentation Historique et Géologique
Du champ Hassi Messaoud

I.1.Historique du champ :

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 3338m comme étant producteurs d'huile.

En mai 1957, la société CFP A 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 1000 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, etc...) . [12]

I.2.Situation du champ Hassi Messaoud :

I.2.1. Situation Géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50 % de la production algérienne. Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'Est de Ouargla (Figure. 1). Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 @ 840.000 EST
- Y : 110.000 @ 150.000 Nord

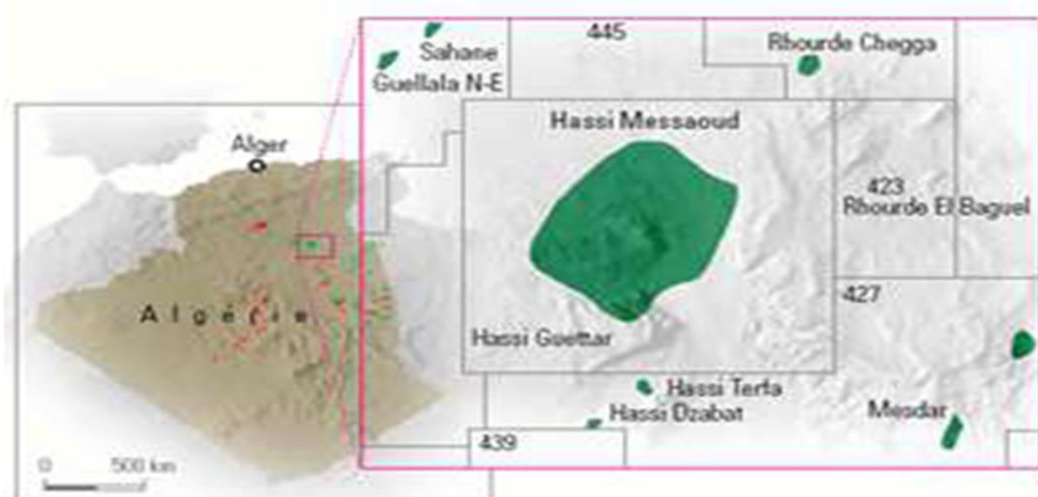


Fig .I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud[7].

I.2 .2 Situation Géologique :

Le champ de Hassi Messaoud, correspond à la structure positive de la dorsale d'Amguid El Biod, considéré comme étant le plus grand gisement de la province triasique, il est situé au Nord-est de la plateforme saharienne où il occupe sa partie centrale.

Il est limité par:

- La structure DJAMAA-TOUGGOURT au Nord.
- La dépression d'oued MYA à l'Ouest.
- Les hauts fonds de Dahar-Rhoud El Baguel et la dépression de Berkine à l'Est. [12]

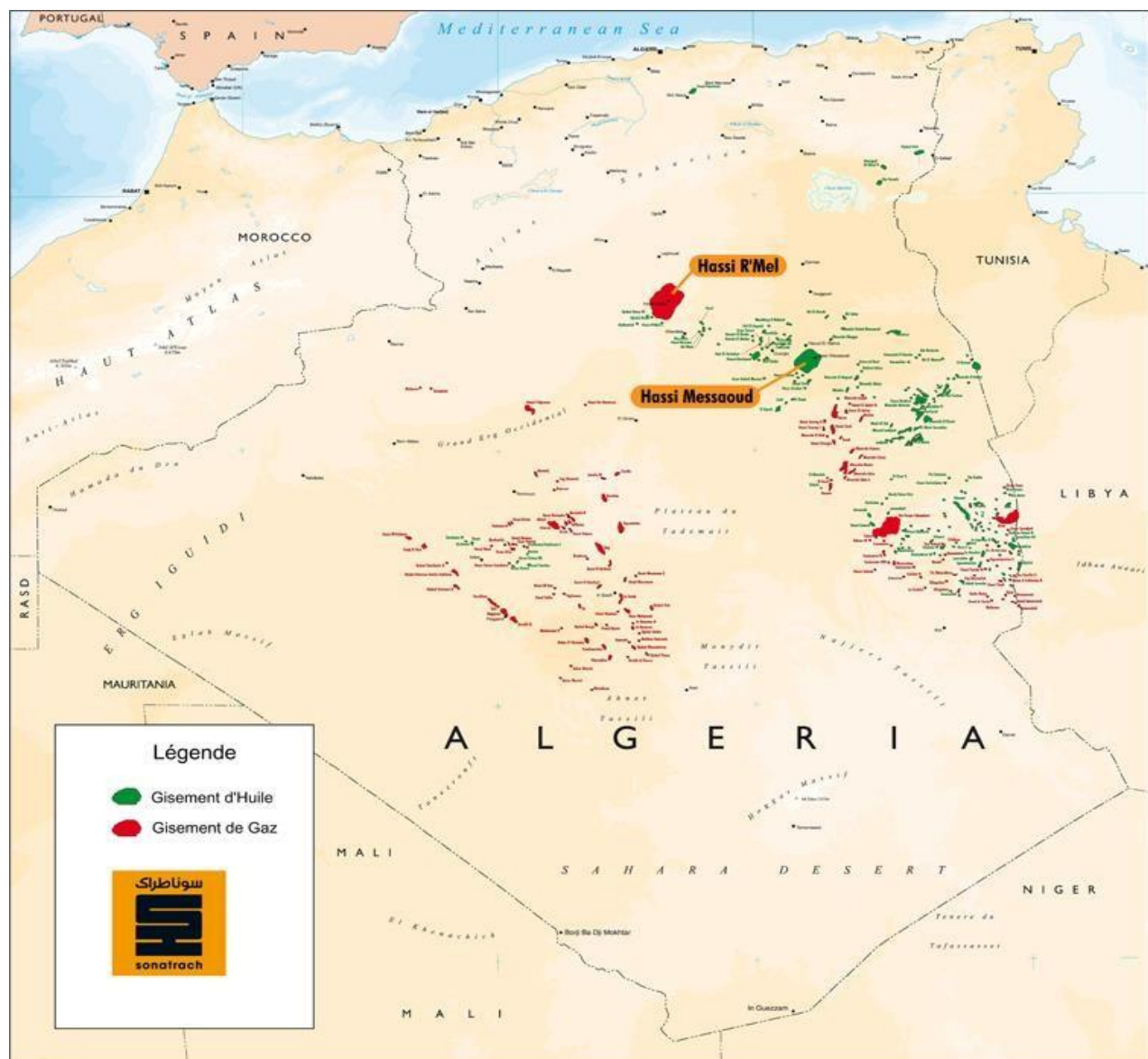


Fig.I.2.Situation géologique du champ de Hassi Messaoud[7].

I.3. Description du réservoir :

I.3-1 Subdivision diagraphie :

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes RA, RI, R2 et R3 où :

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

Zone I : grossière inférieure subdivisée de bas en haut :

- Drain D1.
- Drain ID (Inter Drain).
- Drain D2.

b. Zone II : Fine intermédiaire (D3).

c. Zone III : Grossière supérieure (D4).

2. Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R70 – R90), subdivisé en trois tranches 7, 8, 9.

3. Zone R2 : zone de grès quartzites.

4. Zone R3 : zone très grossière à micro-conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400). [7]

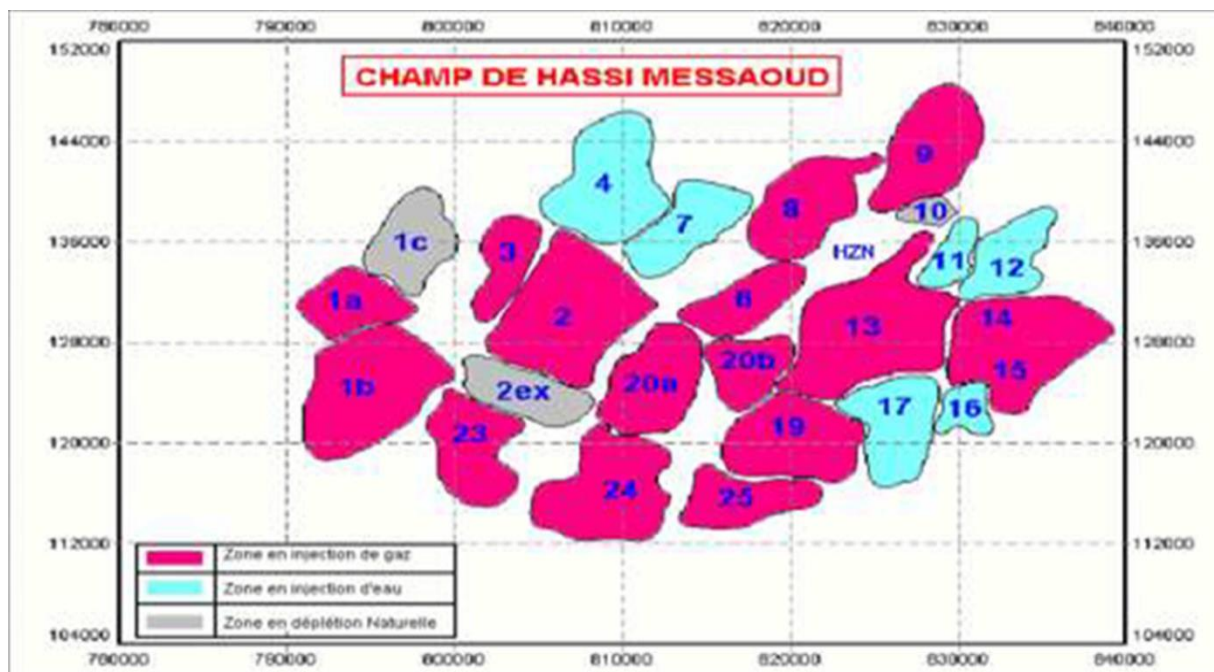


Fig. I.3.Carte de zonage du champ de Hassi Messaoud[12].

I.3.2 . Subdivision pétro physique et notion du drain :

La notion du drain fait appel aux données sédiment logiques, diagraphiques et à la qualité du réservoir. Cette notion caractérise les propriétés pétro physiques du réservoir, verticalement et horizontalement. Le terme drain qualifiant des zones faiblement cimentées, coïncidant avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

Ra inférieur : Constitué de trois grands massifs grossiers qui sont : G1 (30m), G2 (8-12 m) et G3 (24-28 m). Ces trois grands massifs coïncident avec les zones préférentielles du Ra (D2, ID et D1).

Ra moyen : On le trouve dans les intercalations silteuses ou argileuses.

Ra supérieur : Constitué du même matériel que le Ra inférieur, la différence se trouve dans le style de dépôt. [7]

I.4. Stratigraphie du champ :

Du point de vu stratigraphie, la zone de Hassi Messaoud est constituée de haut et bas par la figure suivante :

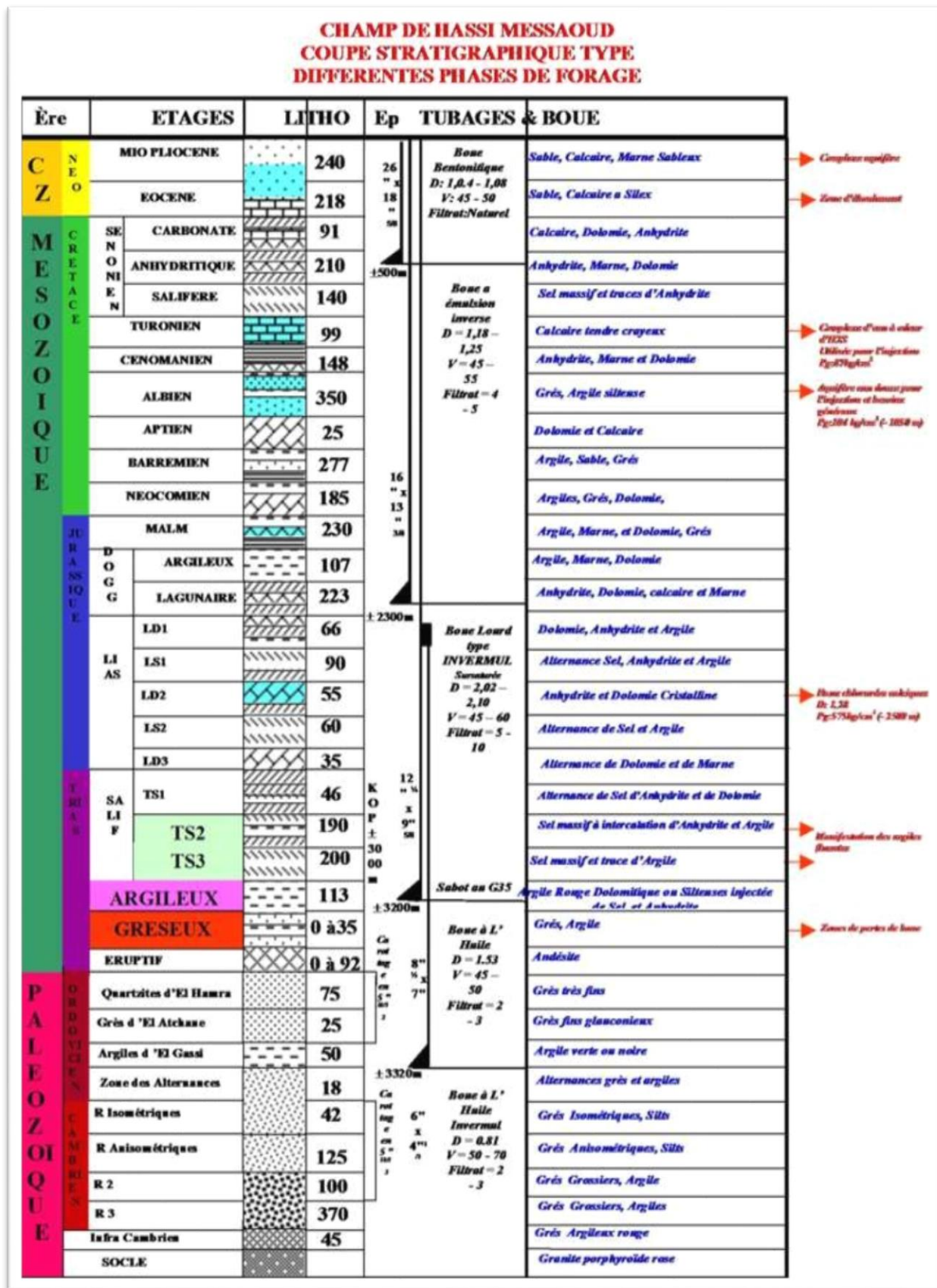


Fig.I.4.Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud[12].

CHAPITRE II:

Le Gaz lift et le dessalage dans le champ de HMD

Introduction :

Le but d'une activation par gaz-lift est la réduction de la pression du fond du puits en écoulement ce qui permet l'augmentation de la production du réservoir.

Le principe du gaz lift consiste à l'injection du gaz aussi profondément que possible afin d'alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Dès le début de l'exploitation l'activation peut s'imposer pour les puits à huile, lorsque l'indice de productivité du puits est jugé insuffisant ou le gisement ne renferme pas suffisamment d'énergie pour relever le fluide depuis le fond jusqu'aux installations de traitement de surface.

Dans le monde l'activation 75% des puits à huile hors USA, et 90 % USA inclus, est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

- Relevage mécanique par le pompage.
- Allègement du fluide par mélange de gaz injecté dans la partie basse de la colonne de production ou gaz lift.

II.1.Les différents modes d'activation :

Dans le champ de HMD, les méthodes d'activation qui concernent les puits à huile est réalisée principalement sous deux formes de procédés :

II.1.1. Allègement du fluide par mélange de gaz injecté :

C'est le mode d'activation le plus répandu et le plus performant dans le monde. Son principe est basé sur l'allègement de la colonne hydrostatique en injectant un gaz sous le niveau dynamique du fluide à travers des vannes bien placées (SPM) ou bien à travers un concentrique ou chemisage pour cet effet d'allègement. [1]

II.1.2. Récupération mécanique par pompage :

C'est un procédé mécanique utilisé généralement dans les puits qui ne sont pas profonds. Il se base sur l'utilisation d'une pompe placée sous le niveau dynamique du fluide dans le puits afin de booster le brut jusqu'en surface

Il existe plusieurs types de pompe et les modes les plus répandus dans le monde sont :(3)

- Le pompage aux tiges : une pompe de fond à piston est actionnée depuis la surface par l'intermédiaire de tiges et d'un système de va-et-vient ;
- Le pompage centrifuge : en fond de puits, un moteur électrique, alimenté depuis la surface par un câble, entraîne une pompe centrifuge multi étagée ;

- Le pompage hydraulique : la pompe de fond à piston est accouplée à un moteur hydraulique à piston actionné depuis la surface par circulation d'huile sous pression.
- La Figure (III.1) représente les différents types d'activation.

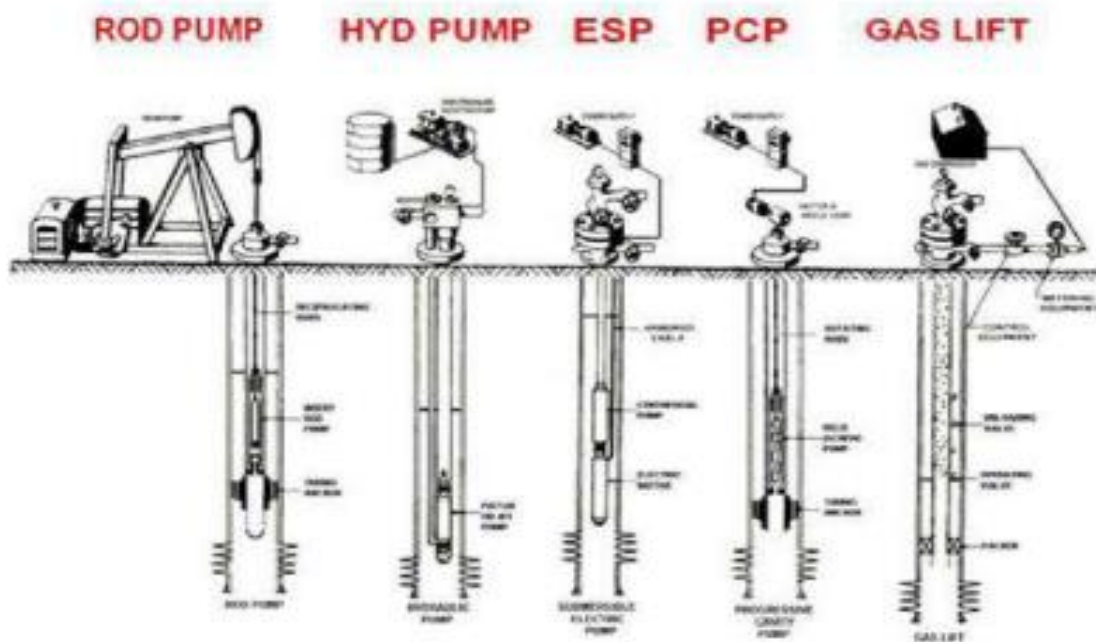


Fig. II.1 :les différents types d'activation[1]

GL: Gaz lift

ESP: Pompage centrifuge immergé (Electro Submersible Pump)

PCP: Pompage à cavité progressive (progressive cavity pump)

RP: Pompage aux tiges (Rod pumping)

HP: Le pompage hydraulique (HYD PUMP)

II. 2. GAZ LIFT :

II.2.1. Définition :

Le gaz lift est une technique de production par injection de grande quantité de gaz au niveau des puits producteurs d'huile , l'objectif d'une activation par le gaz lift est de réduire pression de fond en écoulement du réservoir, pour produire le maximum avec le minimum de perte de charge le long de la colonne de production. [3]

II.2.2.Compositions Du Gaz Lift :

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante[15] :

Tableau. II.1 : Composition de gaz lift[1]

Constituants	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	n-C ₅	C ₆	C ₇
Fr. Molaire	5.38	0.31	82.98	8.89	1.69	0.28	0.39	0.06	0.02	0.00

II.2.3. Types de gaz-lift :

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

II.2.3.1. Gas- lift continu :

Considérez comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de Gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui diminue la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. [2]

II.2.3.2. Gas-lift intermitten :

Injection intermittente consiste à injecter, cycliquement et instantanément, de forts débits d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production dans le but de chasser vers le haut le volume de liquide au-dessus du point d'injection. Soulagée, la couche se met à débiter de nouveau jusqu'à ce que le liquide s'accumule au-dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite. [2]

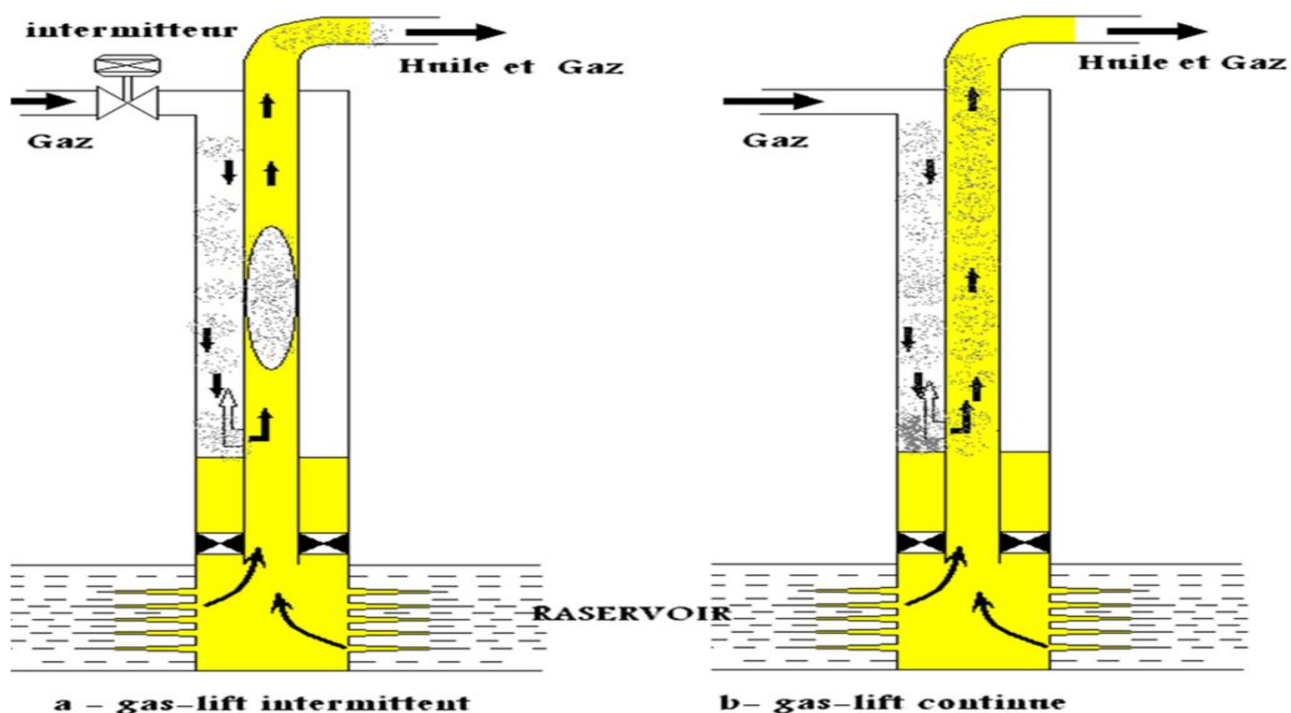


Fig. II.2 : les différents types d'activation[2]

II.2.4. Applications du gaz-lift :

Le Gaz-lift offre de nombreuses applications, on compte environ 20 % des puits en production dans le monde qui sont concernés par ce mode d'activation. [3]

II.2.4.1. Les puits à huile :

L'application principale du Gaz-lift dans ces puits est d'augmenter la production des champs déplétés. De plus en plus souvent, il est utilisé dans des puits encore éruptifs et même des puits neufs.

II.2.4.2. Les puits à eau :

Ces puits produisent des aquifères pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou l'usage domestique. Il arrive aussi que le Gas-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de Gas-lift pour puits à huile et pour puits à eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du Gaz (Air-lift). [3]

II.2.4.3. Démarrage des puits (kick off) :

Dans certains cas, le Gaz-lift sert uniquement à mettre en route un puits mort et dès que son éruptivité retrouvée le Gaz-Lift sera arrêté.

II.2.4.4 Nettoyage de puits injecteur :

Les puits injecteurs ont besoin périodiquement d'être mis en production pour éliminer des particules qui encombrant les perforations ou la formation. Cette opération est souvent assurée par un passage du puits en Gaz-lift. Elle est couplée avec un nettoyage à l'acide si nécessaire

II.2.5. Les problèmes liés au gaz lift à HMD:

Les principaux problèmes sont:

II.2.5.1. Formation des hydrates:

La formation des hydrates provoque la perte de production dans des conditions (baisse pression et haute température avec la présence des gouttelettes d'eau dans le gaz). [2]

II.2.5.2.Érosion des équipements :

L'érosion est un phénomène indésirable créé par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement . [2]

II.2.5.3.L'émulsion:

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. L'émulsion est favorisée par le ratio gaz lift injecté / huile mais aussi par les impulseurs des PCI. Comme:

- Mauvaise performance du puits.
- Problème de séparation eau/huile et gaz . [2]

II.2.5.4.Formation des givres :

Le passage de gaz dans la Duse de gaz-lift au niveau de puits provoque une diminution de la pression dans le pipe (0.4 à 0.50 c/bars), cette diminution s'accompagne par la diminution de température, la présence de l'eau dans le pipe favorise ce phénomène, et cela est dû au mauvais traitement de gaz et aussi dans le cas où il y'a une injection d'eau. La formation des givres empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits. [2]

II.2.6. Avantages et inconvénients du gaz-lift .

II.2.6.1.Les Avantages :

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

II .2.6.2.Les Inconvénients :

- Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques.
- Rendement reste faible dans les puits profonds.

- Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates, il y aura nécessité de traiter le gaz par la déshydratation.
- Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- Son efficacité est parfois faible comparée à celle des autres techniques d'activation.
- -Érosion des équipements créés par l'action physique des molécules du gaz contre les parois du milieu de l'écoulement.

II.3. Problème du sel (chlorure de sodium) dans le champ HMD :

Dans certaines régions, la présence de sel à l'état naturel peut être attribuable au fait que le secteur a été recouvert d'eau de mer après la dernière époque glaciaire. La région de HMD connaît ce phénomène. Certains puits connaissent ce problème (bouchon d'sel) qui provoque une diminution du diamètre des perforations et du tubing donc une diminution du débit. La solution est de faire le traitement de dessalage[2]

II.4. Le Dessalage :

Le dessalage est une opération essentielle dans l'industrie de raffinage, car elle conduit au bon fonctionnement des traitements aval. En effet, un mauvais dessalage a des conséquences directes sur le fonctionnement de la tour de distillation atmosphérique cela peut provoquer des effets néfastes sur l'ensemble des l'installation comme:

- Encrassement des échangeurs et des fours.
- Corrosion des circuits de tête des colonnes.
- Obtention des résidus riche en sels.

Vis-à-vis de l'environnement l'entraînement massif d'hydrocarbures dans les eaux issues du dessaleur induit des sérieux problèmes écologiques que leur résolution nécessite une effort et un coût supplémentaire qui il faut gérer.[13]

II.4.1. Bouchon d'eau avec fermeture :

C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés. Un volume de 3 à 10 m³ d'eau traitée est pompé en tête de puits à l'aide d'une unité de pompage (puits fermé). Il descend dans le tubing, en dissolvant sur son passage les ponts de sel rencontré. Arriver dans le découvert au bout 8 heures ce que créer des pertes de production très importantes.

Actuellement une autre technique a été pratiquée à HASSI MESSAOUD qu'est la chasse de ce bouchon par le gaz pour activer leur descend et minimisé le temps de fermeture du puits. Cette opération durée jusqu'à 3 h. Le puits est ensuite remis en production, le bouchon d'eau étant dégorgé sur torche ou envoyé au centre de production suivant les puits. Cette opération de bouchon d'eau est efficace dans les cas suivants :

- Bouchage au fond au-dessous de la vanne d'injection.
- Bouchage au niveau de la Duse et au flow line.
- Pour venir en aide au travail au câble dans les cas de coincements d'outils ou de dépôts difficiles à détruire.
- Les bouchons d'eau permettent de détruire les dépôts dans les tubes perforés ou crépines, ou il est particulièrement délicat d'intervenir avec des outils sans risquer une rupture d'attache. [13]

II.4.2. L'injection d'eau par circulation :

Dans ce cas la production se fait par tubing et l'injection par l'espace annulaire. L'opération est réalisée par l'injection d'eau douce en continue par l'espace annulaire, à partir d'un petit réservoir à l'aide d'une unité de pompage, par un débit et une pression déterminée selon les paramètres du puits. L'eau injectée soit fait passer par l'espace annulaire et traverse la vanne de circulation dans le cas de complétion par Packer, soit continue la circulation jusqu'au fond du puits et monter par la colonne de production. Cette opération est utilisable pour remédier aux problèmes de dépôts de sel dans les cas suivants :

- Bouchage au-dessus de la vanne d'injection.
- Bouchage au niveau de surface (Duse et Flow Line).

L'eau injectée est traitée au niveau d'EDR et stockée dans des bacs, cette eau arrive aux puits à travers un réseau des conduites qui relie les puits et les bacs de stockage d'eau . [13]

II.4.3. Injection continue d'eau :

Cette procédure est réalisée en premier lieu pour empêcher la formation des dépôts de sel. C'est une méthode plus préventive. Ainsi, pour limiter la précipitation et dissoudre le sel formé, et pour diluer l'eau de gisement afin d'éviter la sursaturation vis à vis de NaCl. Cette injection d'eau est efficace pour les cas suivants :

- Problème de dépôts de sel au niveau de tubing et tête de puits.
- Bouchage au flow line (réseaux de collectes, les conduites de production) . [13]

II.5.Conclusion :

A partir de cette analyse on peut conclure que les essais d'activation par Gas-Lift à HMD ont été effectués sur un ensemble de puits non éruptifs avec des complétions différentes en fonction des problèmes particuliers aux puits , Et l'une des méthodes les plus importantes utilisées dans le champ HMD c'est le complétions parallèle ce que nous expliquerons dans le chapitres suivant.

CHAPITRE III:
Etude de la complétion parallèle
GLC

III.1.Introduction :

La complétion parallèle permet le démarrage du puits avec la pression disponible de la station de compression, le gaz sera injecté à travers une vanne gaz-lift appelée vanne de fonctionnement, elle permet de vider le puits de l'eau de complétion et d'alléger ainsi la colonne hydrostatique, par conséquent la pression de fond pousse l'effluent du réservoir vers le point d'injection, le gaz se mélange à l'effluent et fait diminuer sa densité ainsi le puits commence à produire. (Figure II.1)

Circuit de gaz : Le gaz est injecté par le macaroni 1"660 et passe dans le tubing à travers la vanne gaz-lift logée dans les "SPM" (Figure II.2).

Circuit d'eau de dessalage :L'eau est pompée dans l'annulaire 7"x tubing à l'aide d'une pompe actionnée par le gaz, puis passe de l'annulaire vers le fond du puits, grâce à deux vannes placées en série respectivement vanne d'accès et vanne d'injection. L'eau passe d'abord par la vanne actionnée par le gaz, qui laisse passer l'eau vers la vanne d'injection.

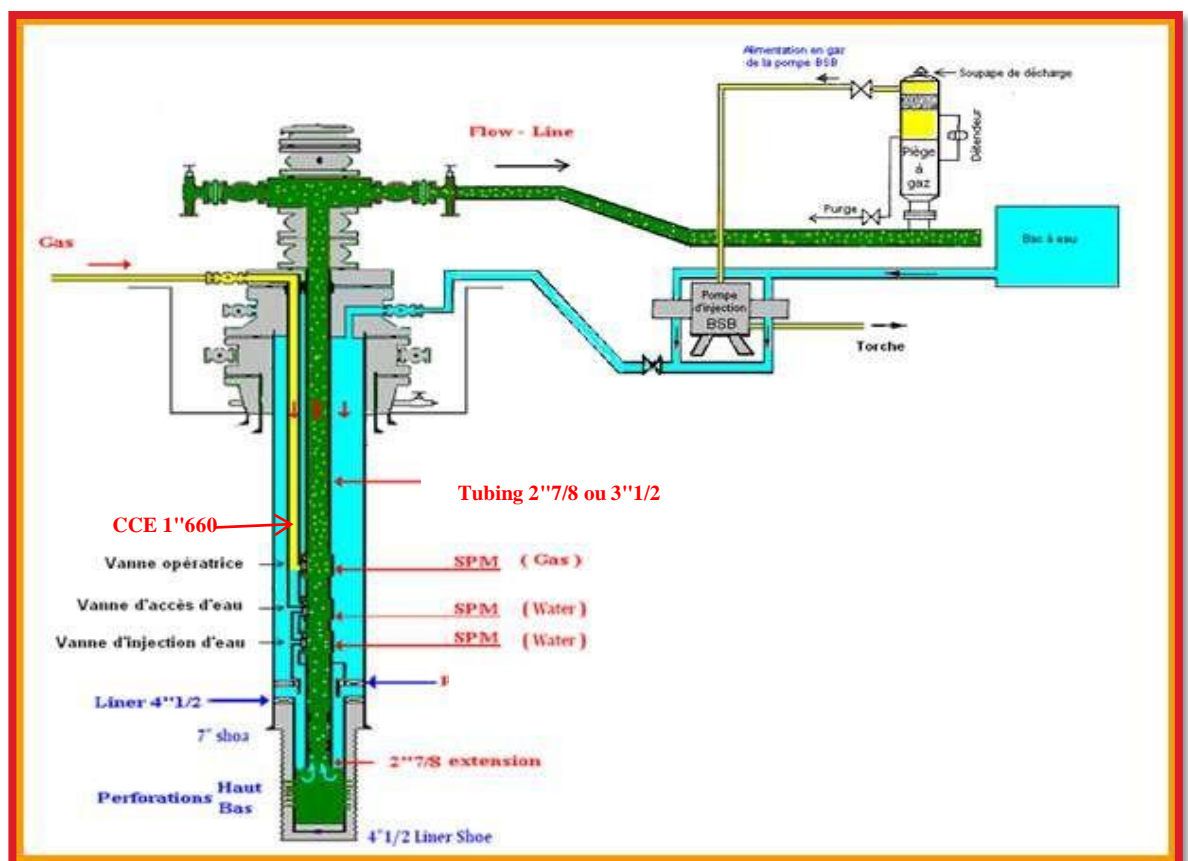


Fig.III.1: complétion gaz-lift conventionnelle avec système de dessalage au fond[9]

III.2.Système de dessalage :

Le système de dessalage au fond d'une complétion GLC est composé de deux vannes:

- a) Vanne d'accès d'eau.
- b) Vanne d'injection d'eau.

La vanne d'accès d'eau ou "Switching valve" est une vanne de sécurité commandée par la pression de gaz d'injection. Cette vanne est calibrée au laboratoire à une pression prédéterminée pour se fermer en cas d'arrêt de gaz dont le but d'éviter l'invasion du réservoir par l'eau d'annulaire. Située au-dessous de la vanne d'accès, la vanne d'injection d'eau sert à injecter l'eau au fond du puits à un débit constant, à travers le Packer. [4]

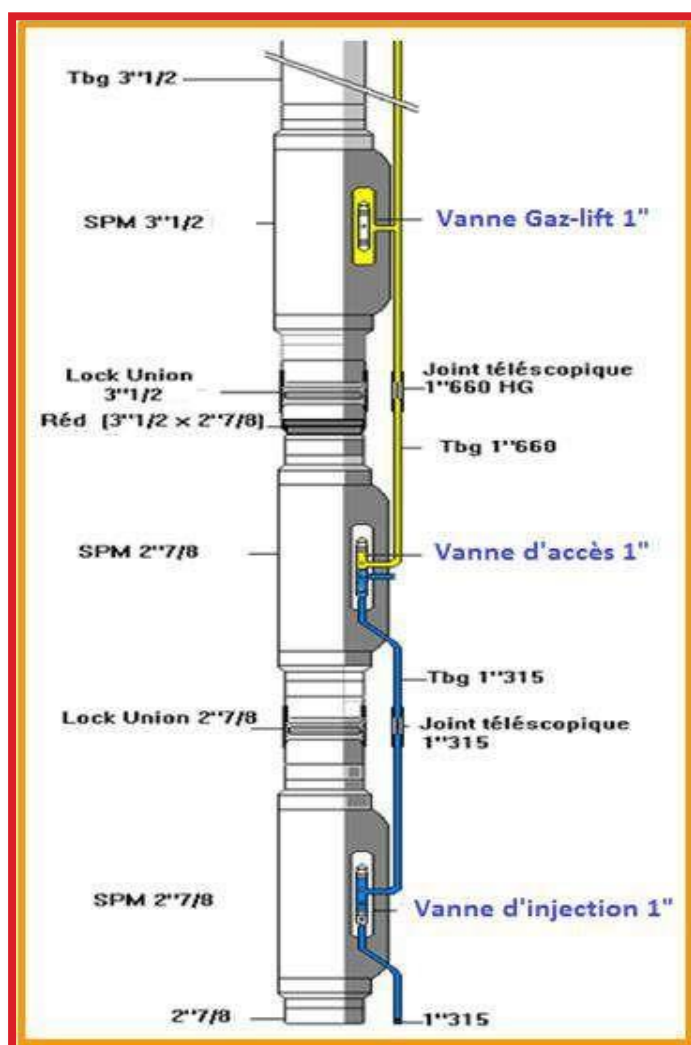


Fig.III.2: Systeme de dessalage[9]

III.3.L'objectifs de la complétion GLC :

- Minimiser le nombre d'interventions.
- Faciliter le passage pour les interventions à venir.
- garder une production stable le plus longtemps possible.

III.4. Équipements de la complétion GLC :

III.4.1.SPM (Side Pocket mandrin):Cette technologie des mandrins est inventée par le constructeur Américain CAMCO en 1954, et associée au développement de WL. Incorporé dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de l'équipement de puits. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de WL;ellesont les mêmes pour les complétions GLS.[9]

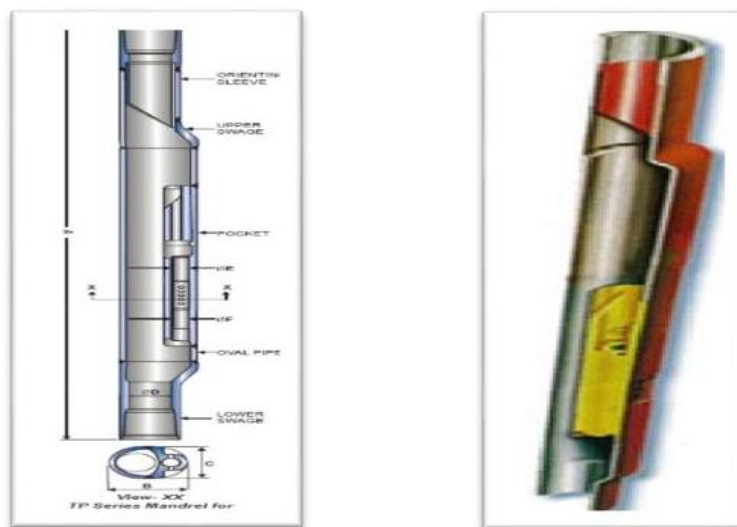


Fig.III.3 : SPM[9]

III.4.2-Access Switching Valve : est un orifice avec une vanne d'accès qui sera activée par le 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. [9]

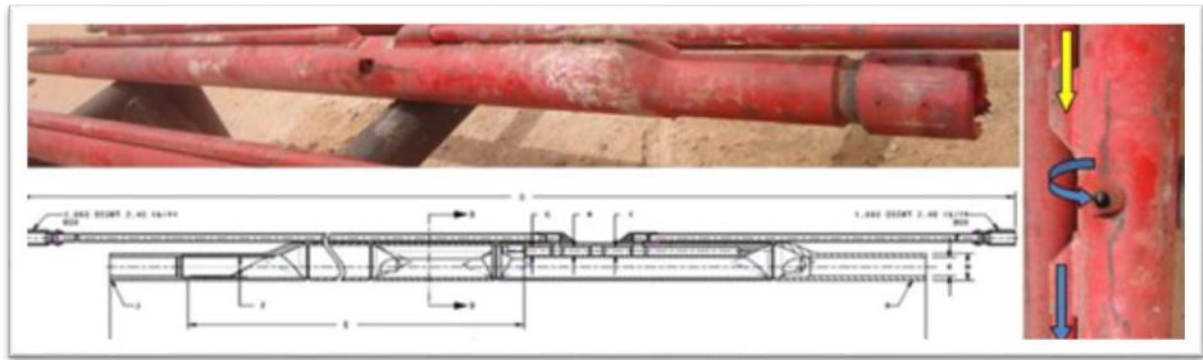


Fig.III.4 : l'accès switching valve[9]

III.4.3.La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve): c'est une vanne qui permet le réglage du débit d'eau à injecter.[9]

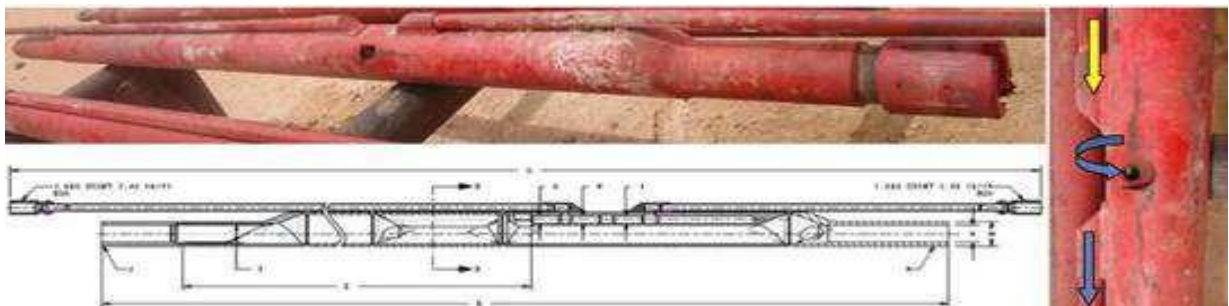


Fig. III.5: water flood valve [9]

IV.4.4.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 PBR pour pouvoir injecter l'eau sous packer. [9]



Fig.III.6 : double box Locator sub[9]

III.4.5. Le PBR (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 PBR 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. [9]



Fig.III.7 : Le PBR[9]

III.4.6. Les vannes de gaz lift :

Les vannes de gaz lift comportent un régulateur de flot de gaz, piloté par la pression amont ou par la pression aval suivant le modèle, permet l'ouverture et fermeture de ces vannes.

Les vannes de Gaz-lift sont descendues dans les puits à l'aide d'une opération de Slick line, manœuvrées par un treuil et posées dans des mandrins (SPM). Le choix des mandrins et des vannes dépend de la taille du Casing et du Tubing, du chemin emprunté par le gaz (annulaire ou intérieur du tubing) et du débit d'injection du gaz.

Les vannes de Gaz-lift permettent de faire descendre le point d'injection à une cote plus profonde qui est en fonction de la pression de gaz disponible. La dernière vanne est appelée la vanne opératrice, et en général n'est constituée que d'une Duse calibrée. Un minimum de 3 bars de chute de pression est à prévoir sur cette Duse pour assurer une bonne stabilité du débit.

En positionnant la vanne opératrice le plus profondément possible, on assure une efficacité maximale. [9]



Fig.III.8: vanne de GL[9]

III.5. Principe de fonctionnement de la complétion GLC:

La 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 sera injectée sous le Packer.

La conception d'une installation de cette complétion a pour but de déterminer la profondeur des mandrins, de sélectionner les vannes à installer dans ces mandrins et de calculer leurs caractéristiques.

Lors de la conception, il est important de prendre quelques coefficients ou marges de sécurité pour être certain que le puits pourra démarrer dans toutes sortes de configurations. Il est préférable d'installer un mandrin en plus plutôt que d'être obligé de faire venir un compresseur haute pression pour que le gaz puisse atteindre le premier mandrin.

Le concepteur doit se souvenir de la chronologie des fermetures des vannes. Au démarrage, pendant l'injection de gaz dans le tubing 1"660, la 1^{ère} vanne de décharge s'ouvre quand la pression d'injection atteint la pression de tarage. La colonne de production s'allège sous l'effet de gaz après cette dernière la 1^{ère} vanne se ferme.

La fermeture de la 1^{ère} vanne provoque l'ouverture de 2^{ème} vanne avec la pression d'injection égale à la pression de tarage pour l'allègement de 2^{ème} partie. la même procédure pour les vannes de décharge suivantes.

Il est important que seule la dernière vanne reste ouverte durant la phase d'exploitation pour tirer le meilleur rendement du gaz injecté.

Lorsque la pression d'injection de GAZ LIFT atteint la pression de tarage, la vanne s'ouvre et permet l'entrée d'eau au concentrique 1"660 passant par la vanne d'eau pour le réglage du débit d'injection d'eau.

Elle est généralement effectuée grâce à six éléments principaux :

1-SPM.

2-Switching Valve.

3-La vanne d'injection d'eau.

4-Double Box Locator.

5-Le PBR.

6-Vanne de gaz lift.

III.6. Configuration d'une complétion parallèle GLC :

1. Les Tubings : (3"1/2 parallèle 1"660), (2"7/8 parallèle avec 1"660, ou bien : 2"7/8 parallèle 1"315).

2. Les éléments de raccord :

- Pup joint (4"1/2, 3"1/2, 2"7/8, 1"660).
- Les Lock Union (Adjustable Swivel Sub 3"1/2, 2"7/8).
- Les Joints télescopiques (1"660, 1"315)
- Réduction (Cross Over 3"1/2 x 2"7/8).

3. Les SPM 3"1/2 pour les vannes Gaz Lift.

4. Les éléments clés de la complétion parallèle :

- SPM 2"7/8 pour la vanne d'accès (Access Switching Valve).
- SPM 2"7/8 pour la vanne d'injection d'eau 1" (Water Flood Valve).
- La Double Box Locator Sub.
- Le BPR (Polished Bore Receptacle).

5. Les éléments d'encrage : (Anchor Seal et Packer de production 7").

6. Et enfin les sièges LN X et LN XN et le Sabot Guide.

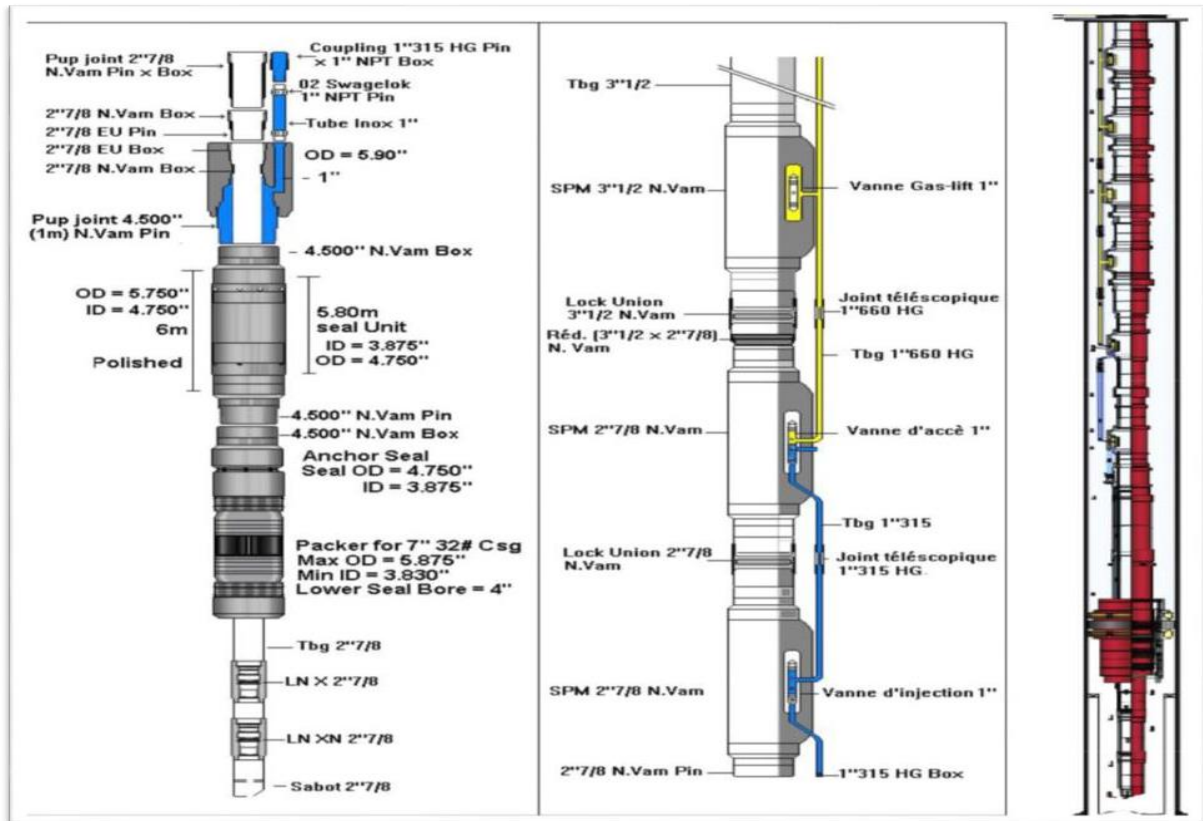


Fig. III.9 :Schéma de la complétion GLC[9]

III.7.Les avantages de la complétion GLC :

Ce type de complétion présente plusieurs Avantages [9] :

- ✓ Faire produire les puits salés et à faible pression de gisement.
- ✓ 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 gaz lift.
- ✓ Accès libre au fond pour différentes interventions.
- ✓ Minimiser les problèmes de givrage en surface.
- ✓ Permettre une exécution aisée des travaux WL.

III.8. Inconvénients de la Complétion GLC :

- ✓ Fracturation non réalisable.
- ✓ Acidification nécessite la mise en place des bouchons au niveau des SPM.
- ✓ Instrumentations WL fréquentes.
- ✓ Nécessité d'utiliser le WO pour tout changement de complétion [9].

III.9. Conclusion :

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.

CHAPITRE IV:
ETUDE DU CAS DE PUIITS
OMJZ742

IV.1. Introduction :

Dans ce chapitre, Nous nous intéressons à l'utilisation de la complétion parallèle GLC 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 en choix de complétion adéquat et plus adaptée aux cette problème pourdouble injection du gaz et l'eau.

Le but de cette complétion est la résolution de ces deux problèmes d'exploitation passe par l'injection continue d'eau douce, qui a pour rôle de diminuer la salinité de l'eau de formation, le débit de l'eau à injecter doit être optimisé afin d'assurer à la fois le dessalage de l'eau dans le puits, Et l'injection du Gaz lift pour augmenter le débit d'huile des puits.

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.

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 OMJZ742) .

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

le choix des puits à gaz-lift et salés dans le champ HMD seront déterminés par une procédure utilisant Logiciel Oil Field Manager (OFM). Les étapes et les procédures de sélection sont énumérées comme suit :

- A. Sélection de tous les puits de HMD, utiliser un filtre pour déterminer les puits producteurs d'huile mise en gaz lift. (Figure V.1) [15].

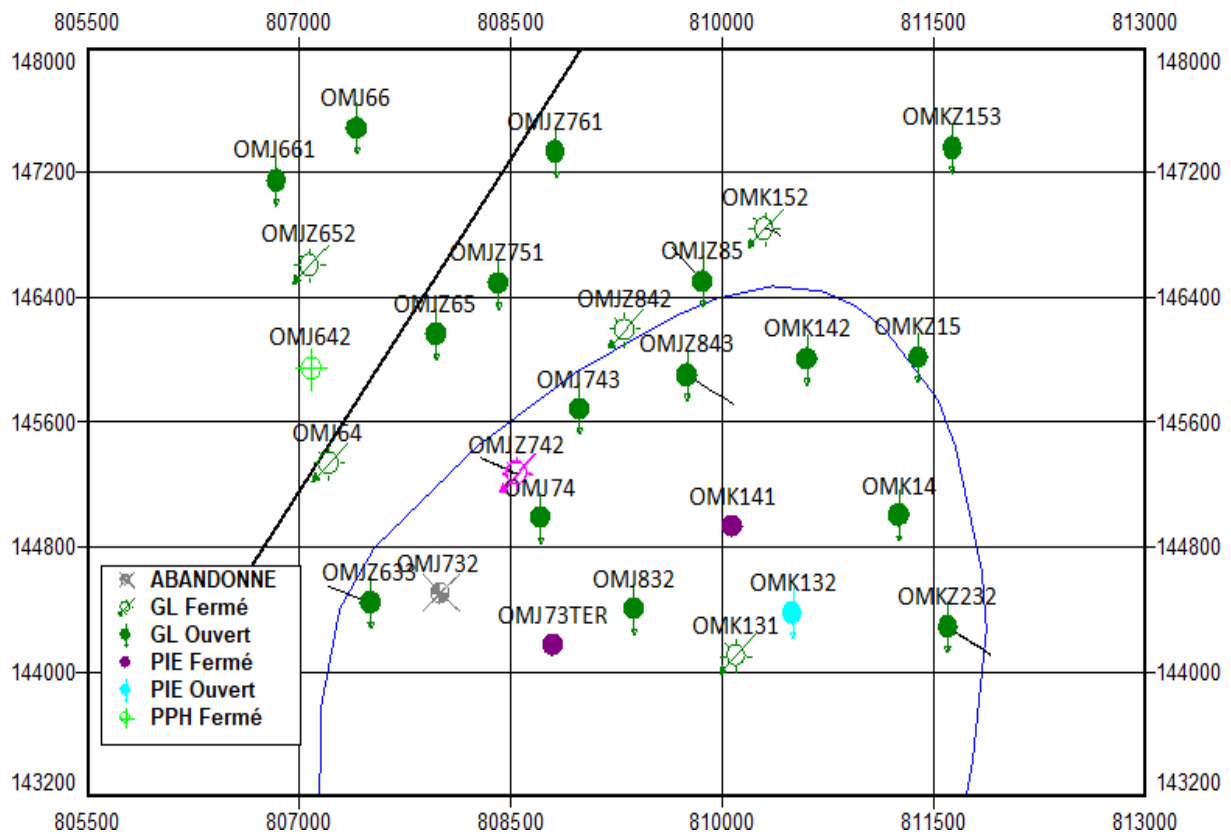


Fig. IV.1 : les puits gaz lift dans la zone 4

B . La sélection des puits salés est déterminée par des mesures de salinités effectuées au laboratoire (salinités ≥ 250 g/l), ces puits sont généralement équipés de CCE 1"660 pour le dessalage[15].

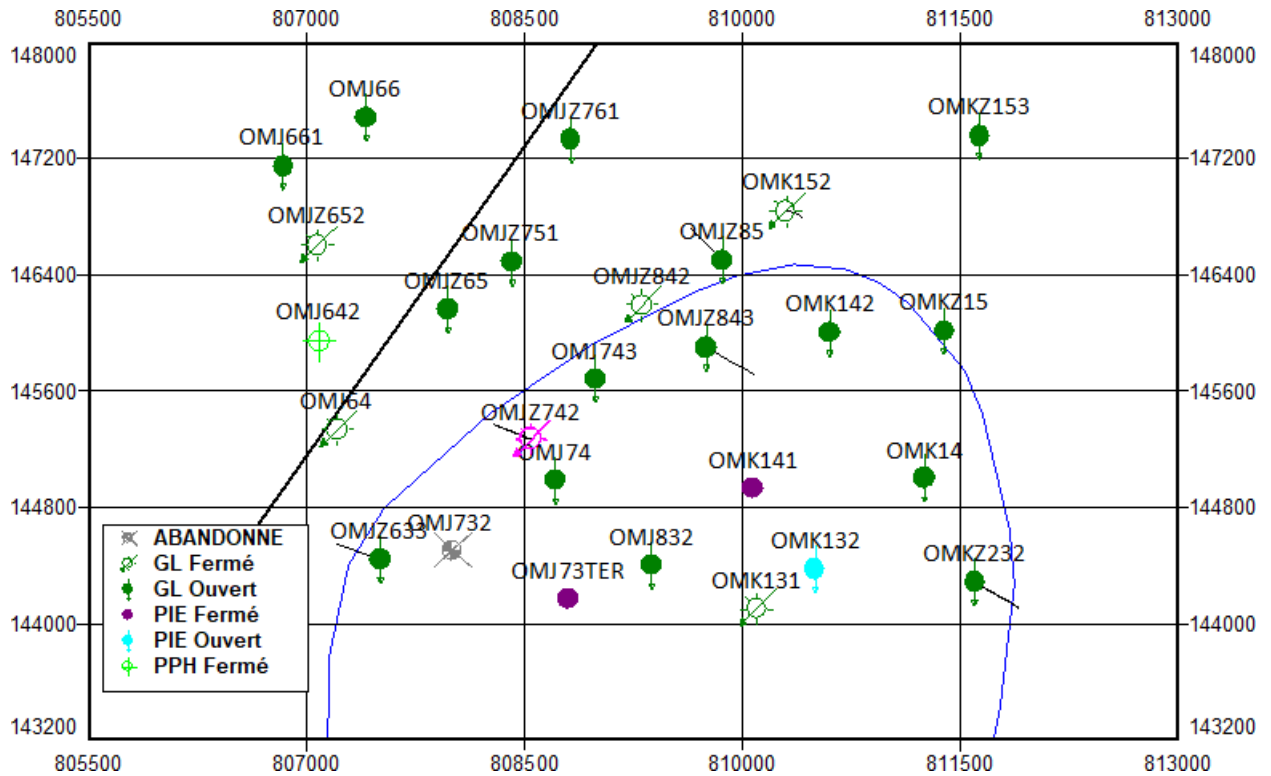


Fig IV.2 : les puits sales et gaz lift dans zone 4

IV.3. Les critères de sélections des puits candidats à la compléon GLC :

- 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.4. Etude d'un cas (Optimisation de l'injection GL et Eau pour le puits OMJZ742) :

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.

Le but de notre étude est d'établir un changement de la complétion parallèle par une complétion 4"1/2 suite à une communication dans l'espace annulaire

IV.4.1 Introduction du Puits OMJZ742 :

Le puits « **OMJZ742** » ouvert, exploité par une injection mixte continue du gaz et de l'eau à travers le **CCE 1''660** en vue de palier au déclin de pression de gisement et aux problèmes des dépôts de sels qui se manifestent dans le puits de plus en plus nécessitant ainsi des appuis d'eau supplémentaires assuré par injection de bouchon d'eau et/ou des bains de pieds.

La fréquence élevée des arrêts du puits (d'ordre 4 à 5 arrêts/mois) due aux injections des BE et les bains de pieds ainsi que les arrêts accidentels engendrés par le givrage sur les installations de surface (action du froid au contact gaz/eau), nous a incité à réfléchir à un moyen permettant une meilleure exploitation du puits en diminuant les fréquences d'arrêts.

Le puits « **OMJZ742** » est candidat pour une complétion parallèle d'où l'objectif de cette intervention au WO.

IV.4.2 Situation actuelle du puits :

Tableau. IV.1 : Situation actuelle du Puits.

Etat actuel puits :		Puits Producteur huile – GL – Dessalage continu – Ouvert						
Paramètres de production du dernier Jaugeage : 29/05/2017								
Qh m ³ /h	Duse	GOR	Pression en tête (Kg/cm ²)	pression pipe (Kg/cm ²)	Eau/Rec(m ³ /h)	Eau/Inj(m ³ /h)	Wor	Cumul (m ³)
1.59	18	3794	45	24	670	0	.04	242050.22
Paramètres de production du :14/07/2017								
/	18	/	38	21	/	/	/	/

Pression de gisement : Pg = 195.17 kg/cm² PFS du 20/06/2013

Salinité d'eau du 21/10/2014 : 116 (g/l)

Salinité d'huile du 21/10/2014 : 335 (mg/l)

IV.4.3.3 Côte des tubages :

Tableau.VI.2 : Côte des tubages

Phase	Tubage	Fonds (m)		Cote Sabots					Etage (Formation- Assise)
		MD	TVD	MD CS	MD CE	Inc (°)	Az (°.N)	Vs (m)	
24"	18"5/8	/	524	505	505	0	/	/	Senonien Anydrique
17"1/2	13"3/8	/	2355	2355	2355	0	/	/	Dogger Lagunaire
12"1/4	9"5/8	3295	3285	3295	3285	33	290.4	/	Trias Argileux/Rep G35
8"1/4	7"	3390	3355	3390	3354	50.1	290	112.85	Cambrien: Top Liner 7" @ 2570m CS
6"	Liner crépiné 4"1/2	4224	3447	4174	/	88.20	290.7	933	Cm. Ra (Z_PSG): Reduction de pose Liner 4"1/2 vers 3061 m/TR

IV.4.3.4 Etat de la cimentation des tubages:

Tableau.VI.3 : Etat de la cimentation des tubages

CBL du Casing 9"5/8 du 17/07/2002		CBL du Casing 7" du 09/08/2002	
Intervalle de mesure	Etat de cimentation	Intervalle de mesure	Etat de cimentation
3330 à 3010	Bonne	3390 à 3335	Moyenne
3010 à 2675	Moyenne	3335 à 3098	Très partielle
2675 à 1706	Partielle	3098 à 2550	Bonne à très bonne (Tête Liner 7" @ 2570 m

IV.4.3.5 Puits voisins:

Tableaux.VI.4 : Les Puits voisins

Puits	Status	Zone	Short Radius	Fracture	Rayon	Dernier Test		
						Type	Date	PG(kg/cm ²)
OMJ74	GAZ LIFT	4	27/02/2007	---	328.52	SBU	13/04/2015	166.38
OMJ743	GAZ LIFT	4	---	---	607.02	DST	31/08/2010	181.91
OMJ2842	GAZ LIFT	HZN	---	---	1199.15	PFS	13/04/2017	182.04
OMJ832	GAZ LIFT	4	---	---	1200.1	PFD	17/11/2012	0
OMJZ751	PRODUCTEUR HUILE	HZN	---	---	1228.3	DST	03/06/2012	263.19
OMJZ633	GAZ LIFT	4	---	---	1328.88	DST	29/05/2004	240.92
OMJ64	GAZ LIFT	HZN	---	---	1336.38	PFS	12/01/2017	220.2
OMJ2843	GAZ LIFT	4	---	---	1357.23	SBU	23/11/2011	170
OMJ73B	ABANDONNE	4	---	---	1495.74	SBU	10/05/1997	141.48
OMJ73	ABANDONNE	4	---	---	1522.36	SBU	19/01/1987	142.48
OMK141	INJECTEUR EAU	4	---	---	1557.51	--	--	--
OMJZ85	GAZ LIFT	HZN	---	---	1802.34	SBU	25/01/2008	204.14
OMJ83	INJECTEUR EAU	4	---	---	1932.46	--	--	--
OMK131	GAZ LIFT	4	12/01/2007	24/04/2000	1940.06	PFS	04/01/2015	274.2
OMJZ652	GAZ LIFT	HZN	---	---	1990.46	PFS	10/03/2016	282.8

IV.4.4 Caractéristiques géologiques :

Tableaux. VI.5 : Caractéristiques géologiques

CARACTERISTIQUES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR														
DECOUPAGE				RESULTATS - CAROTTE					INTERPRETATION - ELAN					
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.T	KMD	PHIE. %	So %	Sw %	SILT.	INTERVALLE (m)	INTERPRETE	EPAI.EF (m)	PHIE %	Sw %	VCL %
D3	MD	3390	3412.0	22.00					3390 @ 3412.0		15.68	09.0	22.0	08.0
	TVD	3346	3368	22.00					-		-	-	-	-
D2	MD	3412	3470.0	58.00					3412 @ 3470.0		53.12	09.0	10.0	05.0
	TVD	3368	3393	25.00	RESERVOIR CmRa ENTIEREMENT FORE									
ID	MD	3470	3765.5	295.50	BAS du D3 + D2 + ID + D1"partiel									
	TVD	3393	3422	29.00					-		-	-	-	-
D1	MD	3765.5	4224.0	458.50					3765.5 @ 4224.0		375.70	11.0	14.0	06.0
	TVD	3422	3447	25.00					-		-	-	-	-

EVENEMENTS SURVENUS (DURANT ET APRES LA TRAVERSEE EN FORAGE DU RESERVOIR CmRa) :

- LORS DU FORAGE, DE 3701 @ 4224m, enregistré grand nombre de pertes partielles de circulation boue ; VIP = 101m3.
- EN COURS DE LA COMPLETION VTP = 197m3.

TOPS DES FORMATIONS TRAVERSEES																
ETAGES->	T.ARGILEUX	T.GRESEUX	T.ERUPTIF	Q.HAMRA	G.E.A	A.E.G	Z_ALT	Cm Ri	Cm Ra	Cm R2	FOND (CS)					
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD
TOIT (m)	3207	3206	3347	3323							3377	3346	3456*	4224	3447	
Cte Abs (m)	3033	3033	3150	3150							3173	3173		3274	3274	
Epais. (m)	140	117	30	23							847	101				

ALBIEN : 1090 @ 1462m. Epais. = 372m.
 LD2 : 2630 @ 2688m. Epais. = 58m.
 TS3 : 3019 @ 3206m. Epais. = 187m.

NB : LES PHASES 26", 16" ET EN PARTIE LA 12 1/4" SONT FORÉS À LA VERTICALE. DE 0.00 JUSQU'À 3030.0m. AU DELÀ , TROU DÉVIÉ ET Puits DÉRIGÉ.
 PHASE 12 1/4".

KOP @ 3030.0m : TRIAS SALIF.III ou TS3. Az.D = N290° ; Incl.= 0.00° et VS = 00m.
 G35 (TAG) @ 3310.0m en MD ; 3297.0m en TVD. Incl.= 35.10° ; Az.D = 292.10° et VS = 57.90m.
 FOND 12 1/4" @ 3295.0m en MD ; 3285.0m en TVD _ TAG _ . Incl.= 33.0° ; Az.D = N290.4° et VS = 48.77m.
 PHASE 8 3/4".

CIBLE (Disc. hercyn. _ Cm Gréss) Top @ 3377.0m en MD ; 3346.0m en TVD. Incl.= 50.00° ; Az.D = 290° et VS = 100.85m.
 FOND 8"3/4 @ 3390.0m en MD ; 3354.45m en TVD _ Cm Gréss "D3" _ . Incl.= 50.10° ; Az.D = 290° et VS = 112.85m.
 PHASE 6".

FOND 6" @ 4224.0m en MD ; 3447.0m en TVD _ Cm Gsx bas du D1. _ . Incl.= 88.20° ; Az.D = 290.7° et VS = 933.76m.
 ANOMALIE GÉOLOGIQUE : NEANT.

IV.4.5 Caractéristiques pétro-physiques et Découpage en drains :

Tableaux. VI.6 : Caractéristiques pétro physiques et Découpage en drains

Caractéristiques pétrophysiques du réservoir													
Découpage				Résultats - Elan					Résultats - Carotte				
Drain		Top (m)	Btm (m)	Ep (m)	E. Ef	Vsh (%)	Φ (%)	Sw (%)	Φ (%)	K (md)	So (%)	Sw (%)	Silt (%)
D3	MD	3390	3412	22	15.68	8	9	22	Reservoir CmRa Antérieurement foré (Bas de D3+D2+ID+D1 partiel)				
	TVD	3346	3368	22	/	/	/	/					
D2	MD	3412	3470	58	53.12	5	9	10					
	TVD	3368	3393	25	/	/	/	/					
ID	MD	3470	3765.5	395.5	283.66	6	9	10					
	TVD	3393	3422	29	/	/	/	/					
D1	MD	3765.5	4224	458.5	375.7	6	11	14					
	TVD	3422	3447	25	/	/	/	/					

IV.4.6 Caractéristiques de production :

IV.4.6.1 Data BUP Test :

Tableaux. VI.7 : Data BUP Test

Type Test	Date	PG	PFD	IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Débit
DST	18/08/2002	230.66	185.43	.268	04/11/1905	--	7.2
SBU	02/04/2008	--	51.49	--	--	--	.85
PFS	20/06/2013	195.17	--	--	--	--	--

IV.4.6.2 Data Jaugeage: Tableaux.VI.8 :DataJaugeage

Date Mesure HG46	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m³/h)		GOR	Pression (kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
16/08/2002	12.7	1440	7.2	479.42	43	32.3	null	5.5	53	.435	0	0
16/10/2002	12.7	1440	6.46	565.01	84	26.3	13.2	5.2	32	.395	0	0
23/02/2003	12.7	1440	3.56	476.80	138	21.8	12.6	4.1	19	.595	0	0
26/06/2003	12.7	1440	1.98	202.03	88	18.2	14.1	2.5	29	.876	0	0
16/12/2003	12.7	1440	4.74	633.70	128	21	11.5	3.5	27	.43	0	0
22/03/2004	12.7	1440	3.16	264.19	91	17.9	16.7	5.1	20	.354	0	0
20/06/2004	12.7	600	2.57	296.10	114	18.9	13	3.9	24	.714	0	0
11/11/2004	18.2	740	7.07	3376.37	478	33	15.5	4.59	21	.8655	0	0
16/04/2005	18	655	5	2935.13	587	28.9	17.9	4.28	15	1.0506	0	0
01/09/2005	18.2	720	1.19	1078.10	905	16.8	13.2	4.28	23	2.5303	0	0
12/10/2005	18.2	600	1.19	2502.87	2098	22	18.5	6.42	21	3.05	0	0
03/01/2006	15.8	720	5.49	4207.91	766	56	26	5.2	10	1.4656	0	0
04/05/2006	15.8	600	5.56	1727.80	311	21.2	18.2	4.28	22	.4705	0	0
23/12/2006	15.8	655	.91	3367.98	3684	23	20.5	4.49	9	2.8265	0	0
17/02/2007	15.8	720	.99	4732.15	4763	23.5	20.5	6.22	22	2.8186	0	0
29/05/2007	15.8	600	3.78	214.96	57	19.2	17.4	3.98	21	.5391	40	0
04/07/2007	15.8	600	5.34	2594.42	485	28.8	21.2	4.28	26	.7747	150	0
19/01/2008	18.26	Vx29	.45	1229.90	2727	32.9	19.1	--	15	13.6057	400	200
04/02/2008	18.26	Vx29	.85	2700.80	3177	44.4	20.3	--	--	9.7424	68	0
17/05/2008	18.26	720	7.92	1838.43	232	35	23	4.38	26	.8246	0	0
21/05/2008	18.26	600	7.77	1196.29	154	23	19.5	5	29	.486	53	0
11/10/2008	18.26	600	.4	1337.85	3354	21	19.2	5.71	18	6.9915	0	0
07/08/2013	18.26	720	2.99	4235.24	1417	33	20	7.44	19	2.0594	750	0
15/04/2014	18	Vx29	2.4	3466.00	1442	31.1	22	--	15	2.3523	1281	0
02/07/2014	18	Vx29	2	3151.60	1577	30	18	--	15	2.7277	233	0
21/10/2014	18	655	2.77	2905.86	1048	29	21.4	5.61	25	1.9002	430	0
11/01/2015	18	1440	3.47	2828.06	815	20.1	18.5	17.64	13	.7274	0	0
29/04/2015	18	Vx29	3.74	5529.40	1477	38.4	24.7	--	15	1.8647	535	0
02/08/2015	18	FastQ	3.16	2513.49	795	26.6	17.69	--	--	1.53	300	0
09/10/2015	18	Vx29	2.75	3563.10	1294	28.5	20	--	--	1.8816	625	0
13/11/2015	18	600	3	2384.09	795	23.9	16.2	4.08	16	1.4493	255	0
02/02/2016	18	600	3.99	2336.92	585	23	16.8	5.51	17	1.0471	170	0
22/06/2016	18	600	3.78	2361.40	624	24.5	16.5	4.28	20	1.1773	1359	0
29/05/2017	18	600	1.59	6035.65	3794	45	24	7.14	21	5.1412	670	0

IV.4.7 Historique du puits :

Puits producteur d'huile, activé en gaz lift, foré en 2002, et devrait être équipé d'une complétion permettant une injection du gaz et de l'eau traité pour dessalage depuis presque sa mise en service, vu la salinité élevée qui se manifeste d'avantage dans le puits. Suite manque de ce type de complétion, le puits est donc exploité à travers le kill string 4''1/2 et le CCE 1''660 destiné pour l'injection simultanée du gaz et de l'eau. La production du puits est maintenue par des contrôles grattages réguliers ainsi que des Tube Clean et l'injections de quantité d'eau supplémentaires pour faire face aux dépôts de sels pouvant se déposer à l'intérieur de tubings.

Du 17/10/2003 au 29/11/2003: Intervention au snubbing: Nettoyage puits (couronne 84mm de 3320.7m à 4218.10m) & Descente CCE 1''660 hg

Du 12/11/2005 au 30/11/2005: Intervention au Snubbing: Changement CCE 1''660 & Nettoyage Puits aubrut nitrifié + BE a/couronne 83mm de 3655,23m à 4226,48m

Du 07/04/2007 au 13/05/2007 : Intervention au Snubbing : Changement CCE 1''660 & Nettoyage Puits a/couronne 84mm au brut nitrifié de 3406,63m à 4216,63m

Du 10/02/2009 au 10/02/2009 : Intervention au Snubbing : Remontee CCE 1''660, essai nettoyage à 3335m. Passage SR. Essai démarrage puits au N2 SR. Abandon pour WO

Du 27/03/2009 au 23/04/2009 : Intervention au WorkOver : Desequipé Puits (4''1/2)-Nettoyage Puits à 4222m. Descente liner 4''1/2 (71Crépiné x 28Lisses) LPP 4''1/2 13.5# N80 soit 1112,70m à 4174,26m Test EA 13''3/8 x 9''5/8 a 800psi ok. Descente Kill string 4''1/2 à 3060.08 m/VM pour manque équipement gas lift parallèle

Le 20/04/2013 : Tube Clean

Du 24/04/2013 au 28/04/2013 : Intervention au Snubbing : Snubbing lourd pour ajuster Tbg au KOP + Nettoyage puits a/cour94mm à OBM D0, 88 + ↘ CCE Dessalage- attente completion parallèle en 4

Du 28/03/2016 au 04/04/2016 : Intervention au snubbing: Changement CCE 1''660 & Opération pulsonix acide TD:4220m

Le 31/03/2016: Tube clean / Pulsonix : Tag TD =4174m (Nettoyage OK)

Le 20/07/2017 : Neutralisation du puits :

Du 27/07/2017 au 22/09/2017 : Intervention au WorkOver : changement complétion par une Complétion double 3''1/2 x 1''660 : 298 Jts + 79 PJ 3''1/2NV N80 9,2# + 298 Jts + 9PJ 1''660TS90 N80 2,4# (Packer Ultrapack Weatherford 7'') + 4 SPM. *Le temps important de la complétion est due en grande partie au manque de pipes jointes 3''1/2 et 1''660.*

Ouverture du puits sur torche le : 13/01/2017

Le 21/11/2017 : Retour d'eau dans l'espace annulaire 9''5/8 x (doubles complétions). Pression annulaire 55 Bar, Passage d'eau négatif.

Le 13/12/2017 : Mesure de fond. Afin de déterminer les meilleurs paramètres de production (PFD)

Du 17 au 20/12/2017 Opération Wireline : Changement des valves d'injection (Changement de la valve orifice 5/16 par une 3/16 + Changement swiching valve + Changement water flood).

Résultats d'Analyses eaux du 23/12/2017 : Majorité eau de gisement (Fermeture du puits)

Du 25 au 28/12/2017 Opération Wireline : Changement water flood valve

Le 30/12/2017 : Opération spéciale (CLEAN OUT + TUBE CLEAN) TAG TD à 4174m, retour sur torche eau + gaz + trace d'huile, CT en surface Pression de tête 8 bars.

Le 27 et 28/01/2018 : Opération Wireline : Changement de la vanne orifice + Changement switching valve par dummy switching valve + Changement vannes des décharges (1 et 2 et 3) par des dummies valves
+ Changement Water Flood valve.

Février 2018 : Le puits a commencé à produire 100% d'eau. La source de cette eau était principalement l'eau de gisement, + Fuite au niveau de la vanne latéral du casing 13'' 3/8

Le 02 et du 23 au 25/02/2018 : Opération Wireline : Changement dummy switching valve par switching valve + Changement de la vanne orifice + Changement Water Flood valve.

Du 08/03/2018 au 12/03/2018 : Changement de la switching valve par une valve avec un passage directe (Une switching valve modifier)

Le 14/03/2018 : Test des tubings et Test des espaces annulaires (Complétion integrity testing) avec une unité de pompage, pour déterminer la source du problème où chaque compartiment de la complétion a été testé séparément afin de localiser la défaillance. Test OK.

Le 22/06/2018 : Changement du porte duse et mis en place d'une duse fixe 15 mm.

Le 03/10/2018 : Fuite au niveau de la cave de la ligne GL 2''.

Le 04/10/2018 : Intervention des éléments de MDH pour réparer la fuite sans résultat car la bride est sifflée (Fermeture du puits à 15H30 en attente sa pris en charge par la direction technique).

Le 05 et 06/10/2018 : Vanne de curage HS (vanne feuillard).

Le 07/10/2018 : Intervention pour réparation de la fuite sur la ligne 2'' gaz lift, après changement de labride supérieur test toujours négatif tentative de serrage toujours négatif.

Ouverture du puits le 07/10/2018 à 15H00, légère fuite ligne GL 2'' après réparation.

Le 08/10/2018 : Graissage de la vanne de curage par MDH sans résultat vanne de curage toujours feuillard. Egalisation des pressions de réseau et injection GL. Fermeture du puits à 12H00

IV.4.8 Historique de production :

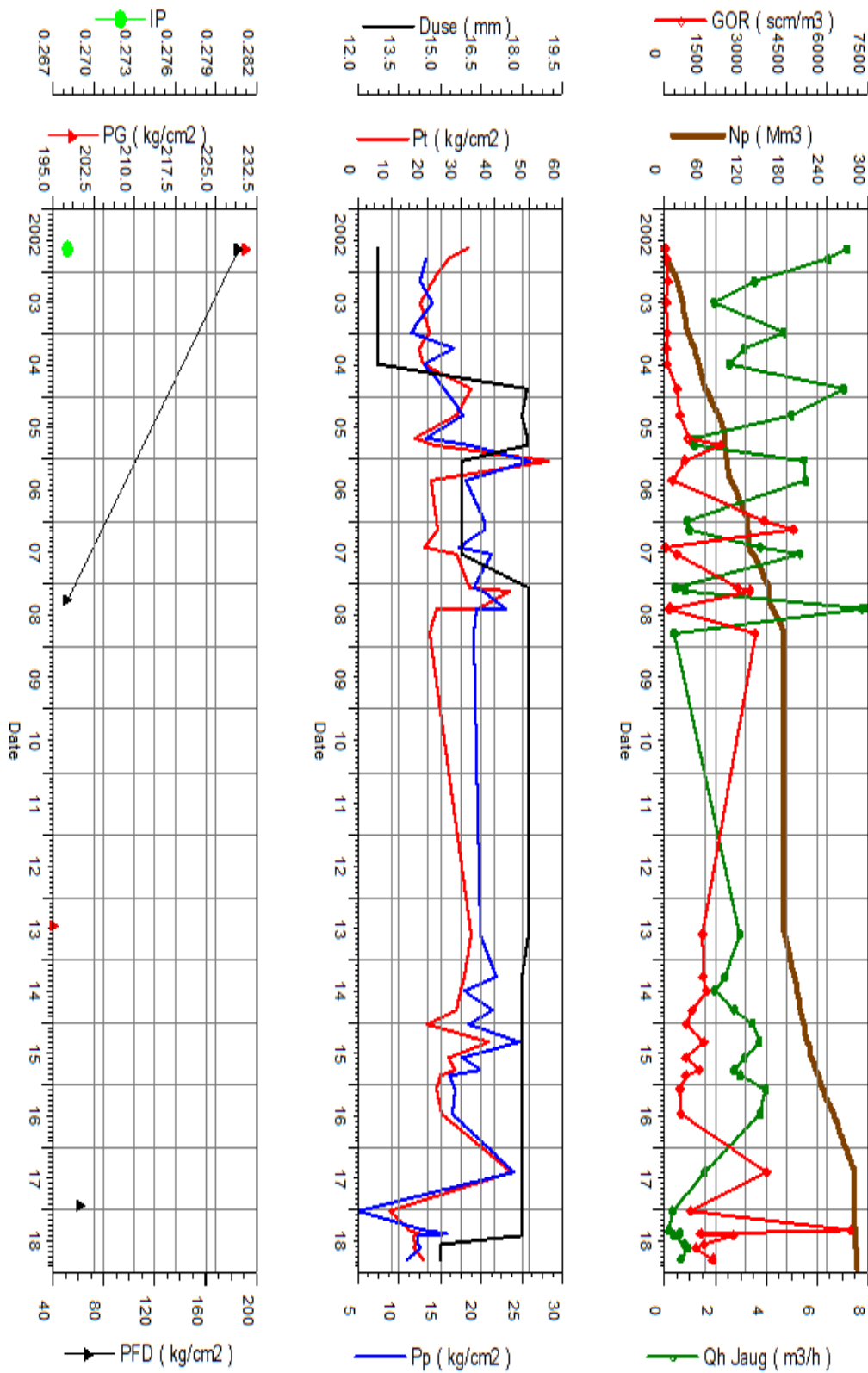


Fig. IV.4 : Historique de Production

IV.4.9 Détails des travaux :

Préparation puits pour WorkOver (Snubbing) :

Neutralisation puits :

- Circulation du puits à travers CCE 1"660 avec une boue de densité **0.88***.
- Remonter le Concentrique 1".660 TS90 en place depuis 04/04/2016.
- Ripper l'appareil Snubbing

Installation appareil workover :

Remonter la garniture de production Tbg 4"1/2 (Kill String 4"1/2 suspendu)

- Circuler le puits à travers le kill string 4"1/2 NVam suspendu
- Remonter le Kill string 4"1/2 NVam suspendu
- Nettoyage et contrôle de l'intérieur du LPP 4"1/2
- Contrôler et nettoyer l'intérieur de Liner 4"1/2 LPP jusqu'au fond du puits soit @ 4172 m/TR et contrôler les pertes éventuelles dans la formation.

Enregistrement METT Log 7"

- ✓ Contrôle de tubage 7" jusqu'au sabot 7" avec un outil 6" + scraper 7".
- ✓ Enregistrement METT Log 7".

Contrôler et tester l'état et l'intégrité des tubages

Suivant les résultats du METT, Tester les casings et les EA pour détecter les éventuelles anomalies.

- ✓ Tester l'EA 7" x 9"5/8 à 2000psi
- ✓ Tester l'EA 13"3/8 x 9"5/8 à 1000psi.
- ✓ Tester l'EA 18"5/8 x 13"3/8 à 500psi

Si test négatif réparer les communications :

- Effectuer une Opération électrique GR/CAL pour localiser le sabot 7" et recalages des côtes.
- Descendre la nouvelle complétion (Parallèle) selon la procédure préconisée par la compagnie de service (Un agent spécialiste de Weatherford sera présent sur place pour le déroulement de l'opération de la mise en place de la complétion parallèle)

IV.4.10. Etude économique :

Le Payout de l'opération : Le Payout d'une opération est égal au nombre de jours de production qu'un puits traité doit livrer après traitement pour couvrir le coût de l'opération par le gain net réalisé suite au traitement. (Suivant l'une des deux formules suivantes) :

$$\text{payout (jours)} = \frac{\text{cout en volume équivalent (bbl)}}{\text{gain net en production (bbl/jour)}}$$

$$\text{payout (Estimé. Jours)} = \frac{\text{cout estimé (\$)}}{\text{gain estimé } \left(\frac{\text{bbl}}{\text{jour}}\right) \times \text{prix du baril } \left(\frac{\$}{\text{bbl}}\right)}$$

D'après les calculs théoriques qu'on a effectués sur le puits OMJZ742 afin de déterminer l'impact économique on a trouvé :

- Prix équipements GLC + tête de puits GLC \approx **29000 KDA. (250009\$)**
- Prix des tubings (3"1/2, 2"7/8 et 1"660) \approx **17000 KDA. (146557\$)**
Une opération de décomplétions sans aucun problème dure généralement **7 jours**.
Une opération de complétion GLC sans aucun problème dure généralement **20 jours**.
- Donc il faut compter **27 jours** pour la re-complétion du puits, avec une moyenne de **1800 KDA/jours**, cela nous donne une valeur de **48600 KDA. (418980,6\$)**

D'après les valeurs précédemment citées, le prix d'une complétion GLC revient à environ : **94600 KDA (815546,6\$)**.

NB : 1 USD = 0.116 KDA (Mai 2018).

1 KDA = 8,621 USD (Mai 2018).

1 m³ = 6.289 US bbl Oil.

Les coûts des opérations estimés sont approximatifs.

Le prix de base sur lequel est calculé le Pay out en Mai 2018 est de 76 US \$/bbl. Figure IV.5

Pour notre calcul, on a utilisé une valeur pessimiste en ce qui concerne le prix du baril. Enprenant la moyenne entre sa valeur la plus basse et sa valeur actuelle. (*Soit 45 US \$/bbl*).



Fig.IV.5 Evolution du prix du pétrole 2018

Conclusion de l'étude du cas

Basé sur ce qui a été dit ci-dessus, on peut dire que vu le comportement instable du puits OMJZ742, et que le puits répond à tous les critères de sélection de la complétion parallèle, on peut alors dire que le puits est un bon candidat pour ce type de complétion. Cette dernière nous donnera la possibilité d'optimiser l'injection d'eau et de gaz afin d'éliminer l'endommagement dû à la déposition des sels par l'injection d'eau en continu, et de maintenir le puits en production par l'injection de gaz GL, mais aussi d'éliminer les interventions Snubbing préventives, et par conséquent maintenir ou améliorer la productivité du puits.

Conclusion :

Le champ de Hassi Messaoud souffre de plusieurs problèmes, et de deux en particulier qui sont la déplétion naturelle de la pression de gisement et les dépôts de sel, ce qui rend le choix de la complétion la mieux adaptée très difficile. Plusieurs efforts ont été donc nécessaires afin de résoudre ces problèmes, d'où le choix d'une nouvelle complétion qui sera la mieux adaptée aux puits non éruptifs et salés et qui nous donnera la possibilité d'injecter de l'eau en continue pour le dessalage et du GAS-LIFT pour l'allègement de la colonne hydrostatique tout en évitant les problèmes d'exploitation liés aux types de configuration actuels utilisés sur le champ de HMD.

Pour cela une nouvelle complétion dite «complétion parallèle » a été choisie et adoptée sur le champ de HMD afin de résoudre les problèmes liés aux puits non éruptifs salés. Afin de sélectionner les meilleurs puits candidats à une telle complétion, il est important de prendre en considération les critères qui ont été préalablement .Après avoir mis en évidence les critères de sélections des puits candidats à la complétion parallèle, nous avons sélectionné une zone d'étude afin d'établir une liste des meilleurs puits candidats à cette complétion et qui répondent à tous les critères de sélection. Parmi cette liste nous avons effectué une étude technico économique sur la candidature du puits OMJZ742 pour une telle complétion, nous avons conclu que le puits est un bon candidat, et que l'utilisation de cette dernière pourra améliorer sa productivité, stabilisera son comportement et éliminera les investissements supplémentaires sur le puits.

Recommandations

La complétion parallèle présente plusieurs avantages, cependant, elle représente aussi quelques inconvénients. L'implantation de ce mode de production nécessite une période d'expérimentation incontournable pour éviter les risques d'ordre pratique et techniques. Pour que la complétion parallèle soit la plus efficace et la plus rentable possible, nous recommandons ce qui suit :

- Le choix des puits candidats doit passer par plusieurs critères de sélection car une meilleure sélection des puits candidats limitera le risque d'échec.
- Lors de la descente de la complétion (en cours de WO), il est préférable d'utiliser des *equalising valve* au lieu des *dammy valve* pour éviter tous risques de coincement des vannes lors des instrumentations Wire line à l'intérieur des SPM.
- Prendre en considération le comportement du puits et le temps de production sans problèmes apparents après avoir mis en place la nouvelle complétion pour évaluer son efficacité.
- Faire un suivi rigoureux des paramètres de production et une analyse approfondie qui vise essentiellement à identifier les causes de succès ou d'échec.
- Faire un test Build Up pour avoir des données récentes, car les tests (BU) de certains puits sont anciens et peuvent induire en erreur les estimations des analyses nodales pour la sélection des meilleurs puits candidats qui nécessitent le maximum de données.
- Traiter le gaz d'injection en utilisant des filtres pour éviter le risque de bouchage, vu que cette complétion comporte des équipements délicats.
- L'optimisation du débit d'injection de gaz conduit à minimiser les pertes de charge totales (gravitationnelles et par frottement).
- L'injection du gaz à un débit optimum améliore la performance du puits par rapport à la diminution de la pression de réservoir.

Bibliographie

Livres :

- [1] Récupération assistée par gas-lift George Douglas Hobson et Eric Neshan Tiratsoo, Introduction to petroleum geology, Scientific Press, 1975 .
- [2] Performance of a gas-lifted oil production well at steady state (Yadua, Asekhame U.; Lawal, Kazeem A.; Eyitayo, Stella I.; Okoh, Oluchukwu M.; Obi, Chinyere C.; Matemilola, Saka (2021-06-04)).
- [3] Petroleum production systems, Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig –economides, Prentice Hall PTR
- [4] Multivariate production systems optimization, James Aubrey Carroll, these Master 1990, Université de STANFORD.

Thèse et mémoire:

- [6] Mémoire : complétion des puits en GLC et optimization Gaz lift 2016 /2017
- [7] Mémoire : Etude de la formation des hydrates et leur inhibition dans le réseau du Gaz lift du champ de Hassi Messaoud 2015/2016
- [8] Projet fin induction : Choix et analyse d'une complétion selon les problèmes d'exploitation au champ HMD Cas d'une double complétion –Injection d'eau et de gaz.

Site internet :

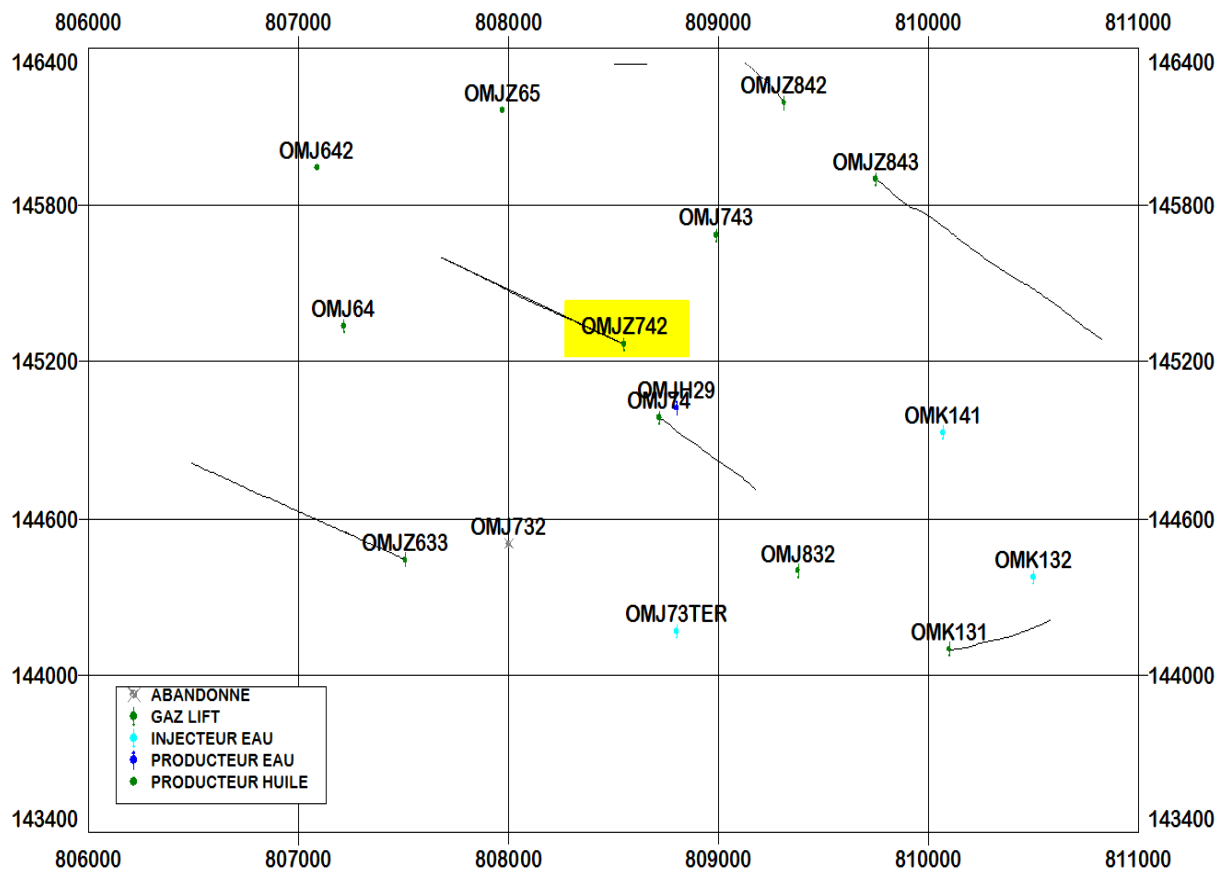
- [9] www.weatherford.com.
- [10] Document internet
- [11] Document de sonatrach

Rapport:

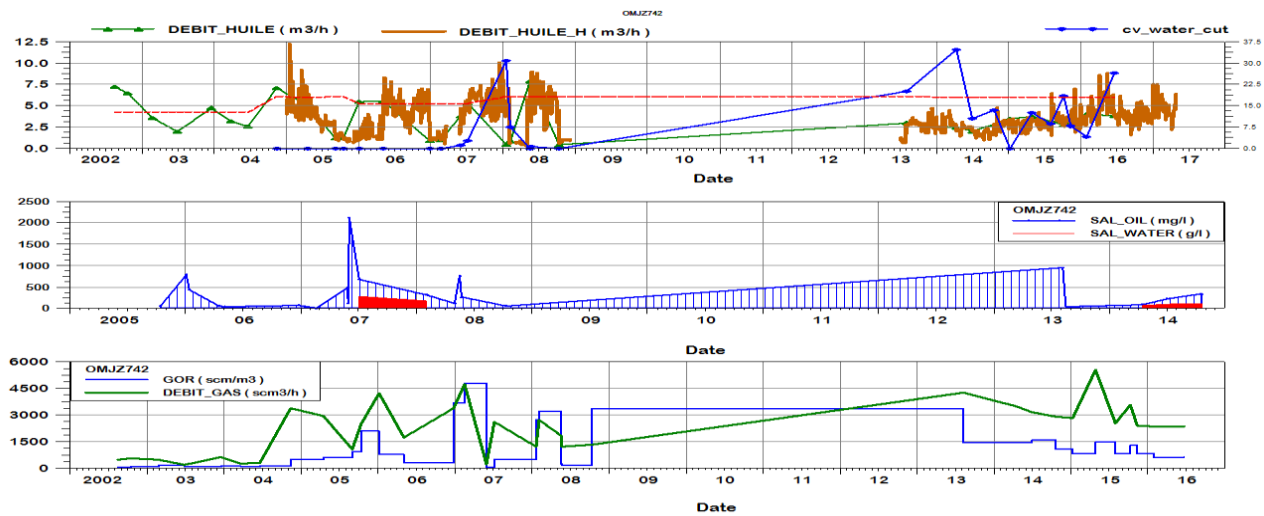
- [12] rapport de stage khelkhal hadjer
- [13] Bammara Mohamed SH DP chef service technique de puits, particulier du Gaz-lift à HBK, JST3/332,
- [14] Rapport de sonatrach base 24 Hassi Messaoud
- [15] le puits éruptif total .

Annexe

Carte de position Puits: OMJZ742 :

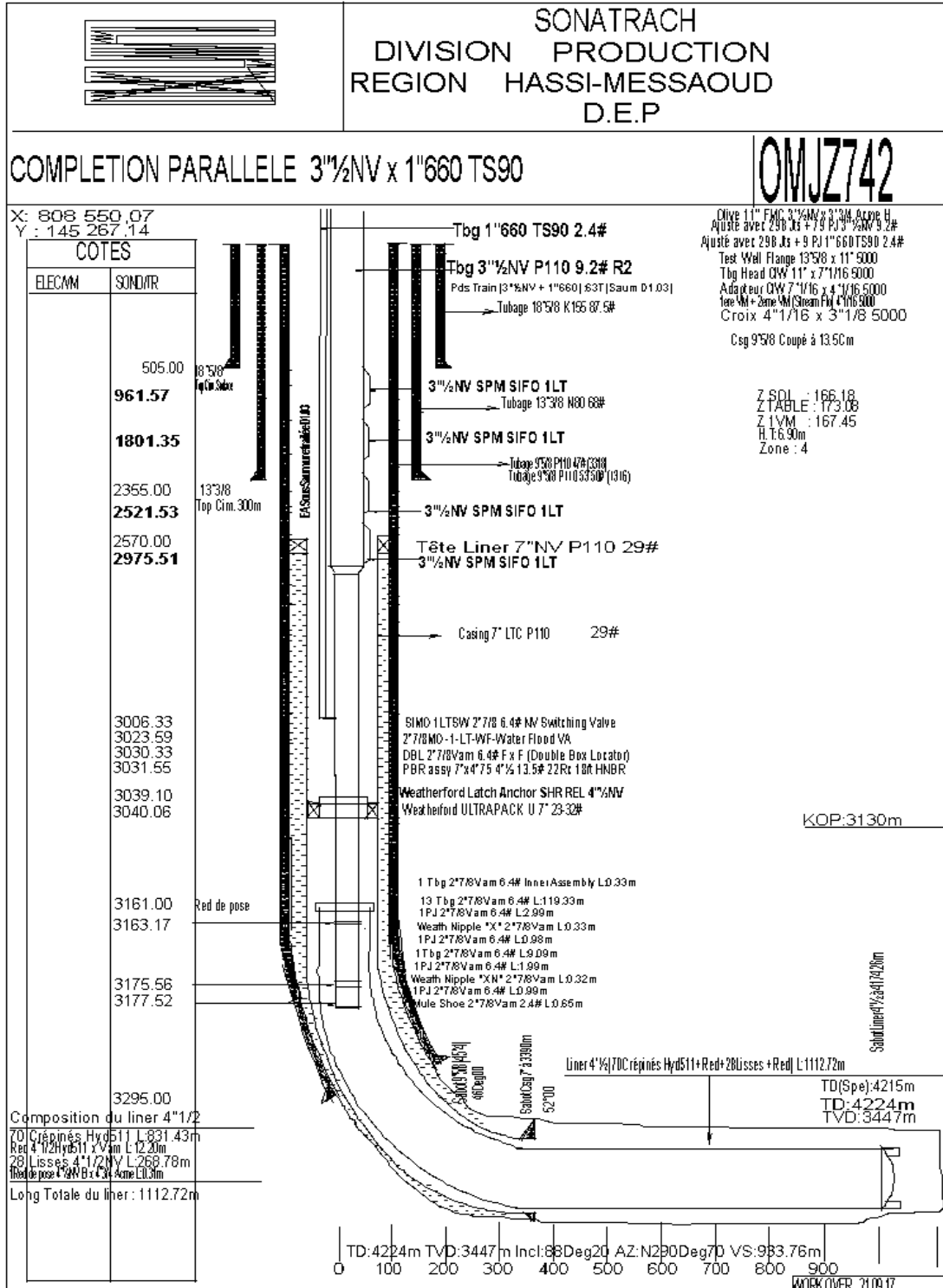


Courbes De Production Puits: OMJZ742 :



Tete de puits de la complétion parallèle (OMJZ742)

Fiche technique du puits OMJZ742 :



COMPLETION SCHEMATIC

Customer: SONATRACH		Casing	Size (in)	Wt. #/ft	ID (in)	Cap ltm	From m	To m	Tubing	Size (in)	Wt. (ppf)	ID (in)	Cap ltm	Thread	Grade	From	To
Well: OMJZ#742		Upper	9 5/8"	47	8.681		0	2570	L/S Upper	3-1/2"	9.2	2.992		HSC	P110	0	3004.28
Field: Hassi Messaoud		Middle							L/S Lower	2-7/8"	6.4	2.442		N Vam	N-80	3004.2	3177.52
Customer Rep.: Ikhlef Lotfi/Damou Simane		Lower							S/S	1.66"		1.38		DSS-HT		0	
Wt Engineer: Hamza Kais/Sayeh Khemis		Liner	4-1/2"	13.5	3.795		3061.66	3259	Hookload: 65 tons (up) / 56 tons (down)		Travell Blocks: 8 tons						
Drilling Co.: ENAFOR		Drill Rig:	7" 29.0		6.184	18.82	2570	3061.66	Max. OD / Min. ID of strings								
Rig Type: Onshore		Install:	Casing/Liner: 7" 29 #/ft		ID: 6.184"	Drift: 6.059"	LS 5.89" / 2.203"										
RT-TH: 7.10		RT-1st Flange:	N/A		Max Deviation:		N/A		CL Protectors: N/A								
RT-TD: 3177.52 m		Original:	N/A		Open Hole:		N/A		BHT °C: N/A								
Date: 21-09-2017		Notes: All depths are referred to the drilling rotary table															

ID in	OD in	Length m	DESCRIPTION	DEPTH m	DEPTH m	DESCRIPTION	Length m	OD in	ID in
		7.10	ROTARY TABLE / TBG SPOOL	0.00	-6.30	ROTARY TABLE / TBG SPOOL	7.10		
		0.28	Tubing Hanger	7.10	0.80	Tubing Hanger	0.28		
2.960	3.920	1.73	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	7.38	1.08	PJ 1.66" 2.4 # HGDS-TS90 PINXPIN	0.76	1.937	1.312
2.980	4.210	2.17	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	9.11	1.84	SWIVEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.04	2.360	1.31
2.960	3.920	948.74	TBG 3 1/2" HSC N80 9.2#	11.28	5.88	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-TS90	948.47	1.937	1.312
2.960	3.920	1.55	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	960.02	954.35	Top side SPM SIFO 1LT	0.92	1.930	1.000
2.900	5.830	2.09	3-1/2" SPM SIFO 1LT	961.57	955.27	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.68	1.930	1.000
2.960	3.920	5.01	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	963.66	957.95	SWIVEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.03	2.360	1.31
2.980	4.210	2.30	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	968.67	961.98	PJ 1.66" Side tube(PJ#4)	3.94	1.937	1.312
2.960	3.920	0.95	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	970.97					
2.960	3.920	827.89	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	971.92	965.92	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-TS90	828.22	1.937	1.312
2.960	3.920	1.54	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1799.81	1794.14	Top side SPM SIFO 1LT	0.91	1.930	1.000
2.900	5.830	2.09	3-1/2" SPM SIFO 1LT	1801.35	1795.05	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.69	1.930	1.000
2.960	3.920	5.00	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1803.44	1797.74	SWIVEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.03	2.360	1.31
2.980	4.210	2.02	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	1808.44	1801.77	PJ 1.66" Side tube(PJ#4)	3.91	1.937	1.312
2.960	3.920	0.96	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	1810.46					
2.960	3.920	708.56	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	1811.42	1805.68	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-TS90	708.64	1.937	1.312
2.960	3.920	1.55	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2519.98	2514.32	Top side SPM SIFO 1LT	0.91	1.930	1.000
2.900	5.830	2.12	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2521.53	2515.23	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.70	1.930	1.000
2.960	3.920	5.02	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2523.65	2517.93	SWIVEL SUB 1.66 2.4# HGDS	3.78	2.360	1.31
2.980	4.210	1.98	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	2528.67	2521.71	PJ 1.66" Side tube(PJ#4)	3.90	1.937	1.312
2.960	3.920	0.96	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2530.65					
2.960	3.920	442.36	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	2531.61	2525.61	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-TS90	442.69	1.937	1.312
2.960	3.920	1.54	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2973.97	2968.30	Top side SPM SIFO 1LT	0.91	1.930	1.000
2.900	5.830	2.12	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2975.51	2969.21	Bottom side SPM SIFO 1LT	2.69	1.930	1.000
2.960	3.920	5.00	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2977.63	2971.90	SWIVEL SUB 1.66 2.4# HGDS	4.03	2.360	1.31
2.980	4.210	2.19	ADJUSTABLE 3.500 9.2# N.V.	2982.63	2975.93	PJ 1.66" Side tube(PJ#4)	3.93	1.937	1.312
2.960	3.920	0.87	Pup Joint 3.5" 9.2# N.V. BXP	2984.82					
2.960	3.920	18.59	TBG 3 1/2" HSC P110 9.2#	2985.69	2979.86	TBG 1.66" 2.4 # HGDS-TS90	19.25	1.937	1.312
2.990	3.900	0.38	X-over 2 7/8 N.V. PX3 1 1/2" B	3004.28					
2.990	3.270	1.67	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3004.66	2999.11	Top side to middle Valve LTSW	0.92	2.000	0.820
2.970	5.79	2.05	SIMO-1LTSW 2.875 6.4# N.V.	3006.33	3000.03	Bottom side to middle Valve LTSW	2.70	1.660	0.820
2.990	3.270	1.98	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3008.38	3002.73	SWIVEL SUB 1.315 1.8#	4.02	2.020	0.995
2.970	5.690	1.47	Adjustable Sub 2.875 6.4#	3010.36					
2.990	3.270	0.99	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3011.83					
2.990	3.270	9.08	TBG 2 7/8" HSC N80 6.4# (QTY=1)	3012.82	3006.75	TBG 1.315 1.8 # HGDS-TS90	9.66	1.562	1.000
2.990	3.270	1.69	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3021.90	3016.75	Top side to middle Valve LTWF	0.88	1.700	0.820
2.970	5.730	2.11	2-7/8" SMO-1-LT-WF	3023.59	3017.29	Bottom side to middle Valve LTWF	2.75	1.660	0.820
2.990	3.270	1.91	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3025.70	3020.70	Flow Conductor	0.29	1.580	1.100
2.970	5.690	1.52	Adjustable Sub 2.875 6.4#	3027.61	3020.33	Swagelok. 1.000 MALE	0.04		
2.990	3.270	1.20	Pup Joint 2.875 6.4# N.V.	3029.13	3020.37	Tubing. control line 1.000	3.62	1.000	0.750
2.990	5.890	0.42	DBL 2.875 6.4# N.V. BXB	3030.33	3023.99	Swagelok. 1.000 MALE	0.04		
3.890	4.590	0.80	Spacer Tube 4.500 12.0# 1m Long WD001 N.V.	3030.75					
3.890	5.800	7.37	PBR Assy 7.0 x 4.750 4.5 13.5# 22Rc 18ft HNBR	3031.55					
3.830	5.780	0.84	Latch Anchor SHR REL 7.000x4.5 13.5# Top sub	3039.42					
3.830	5.780	0.48	Latch Anchor SHR REL 7.000x4.5 13.5#	3040.06					
2.990	3.270	0.33	Tubing 2.875 6.4# N.V. inner assembly	3040.52					
2.990	3.270	119.33	Tubing	3040.85					
2.990	3.270	2.99	Pup Joint 2.875 6.4#	3160.18					
2.915	3.240	0.33	2.313 WX Nipple w/2.875 6.4	3163.17					
2.990	3.27	0.98	Pup Joint 2.875 6.4#	3163.50					
2.990	3.270	9.09	Tubing 2 7/8" 6.4# HSC	3164.48					
2.990	3.270	1.90	Pup Joint 2.875 6.4# HSC N80	3173.57					
2.990	3.290	0.32	2.313 WXN Nipple 2 7/8"	3175.96					
2.990	3.270	0.99	Pup Joint 2.875 6.4# HSC N80	3175.88					
3.870	3.230	0.65	Muleshoe. 2.875 6.4# NV	3176.87					

Ultra-Pak U Packer Assembly (WL Set)				
DEPTH m	DESCRIPTION	Length m	OD in	ID in
3340.06	PKR. PERM UltraPak 7 000 23-32# X 4 000; Top to Middle	1.27	5.700	4.000
SPM Depths				
3023.59	2-7/8" SMO-1-LT-WF 2.875 6.4# N.V.	2.11	5.730	2.370
3006.33	SIMO-1LTSW 2.875 6.4# N.V.	2.05	5.790	2.370
2975.51	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2.12	5.830	2.900
2521.53	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2.12	5.830	2.900
1801.35	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2.09	5.830	2.900
961.57	3-1/2" SPM SIFO 1LT	2.09	5.830	2.900