

N° Série :..... /2018

Université KasdiMerbah - Ouargla -



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

Département de production

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : production académique

Présenté Par :

ANTOURI Hanane, ARBI Boutheina

- THEME -

Critères de choix d'une complétion GAS-LIFT avec système de dessalage (Complétion Parallèle) sur le Champ de HMD

Soutenue le : 26/06/2018

Jury :

Président :	Mr. DADA Sada	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. ABIDI SAAD Aissa	Univ. Ouargla
Encadreur :	Mr. CHATTI Djamel Eddine	Univ. Ouargla
Co-encadreur :	Mr. AMIROUCHE Nadir	SH/DP/HMD



Remerciements

Nous tenons à remercier dieu pour le courage et la patience qu'il nous a donnés afin de mener ce petit projet à terme.

Nous voulons tout d'abord témoigner notre profonde reconnaissance à notre encadreur CHATTI Djamel Eddine, et nos Co-encadreurs AMIROUCHE Nadir et ZATOUI Kamel qui ont dirigés ce travail avec beaucoup d'intérêt, nous les remercions infiniment.

*Nous adressons nos plus chaleureux remerciements au personnels d'Organisation Hassi Messaoud en particulier, AMARA Amar
Chef de département Techniques Puits*

Nous voudrions de plus rappeler le soutien et l'encouragement de nos chers parents et amis

Nous remercions vivement nos professeurs pour leurs aides précieuses et leurs conseils judicieux ainsi que tous les enseignants de l'université d'OUARGLA pour leur contribution à notre formation.

Enfin nous remercions toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.





Dédicace

Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

A mes trois adorables sœurs Amel, Amira, Khadîdja

A mes meilleurs amis chacun son nom

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à ma binôme Arbi Boutheina

Antouri Hanane



Dédicace

Quoi que de plus beau que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.

Arrivée au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

A mon très cher père, pour ses encouragements, son soutien, surtout pour son amour et son sacrifice afin que rien n'entrave le déroulement de mes études.

A ma très chère mère, qui me donne toujours l'espoir de vivre et qui n'a jamais cessé de prier pour moi.

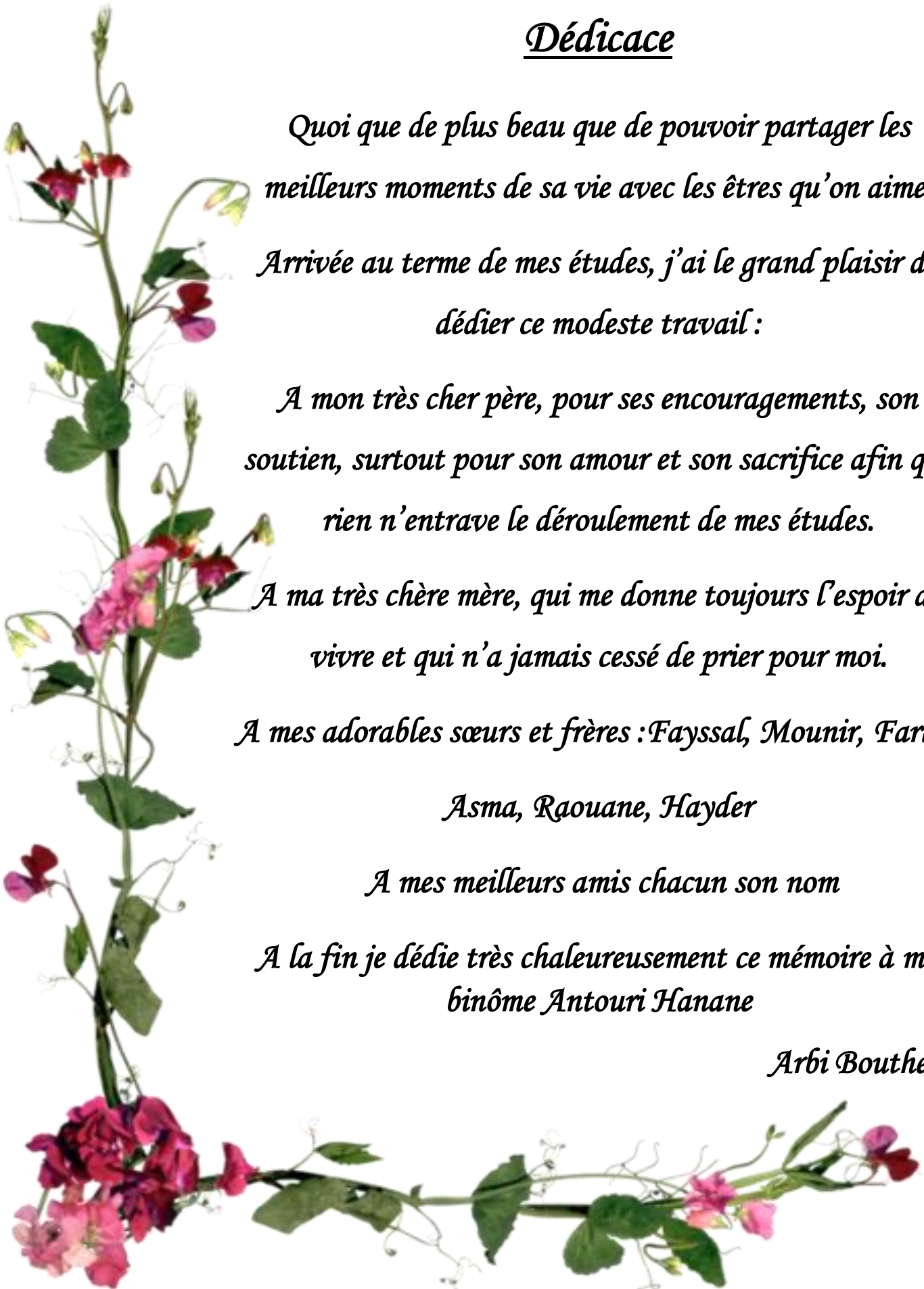
A mes adorables sœurs et frères : Fayssal, Mounir, Fariâl,

Asma, Raouane, Hayder

A mes meilleurs amis chacun son nom

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à ma binôme Antouri Hanane

Arbi Boutheina



Résumé :

Toutes les entreprises pétrolières aspirent à atteindre une productivité optimale et durable par l'application des nouvelles techniques dans le domaine. D'un autre coté le champ de HMD présente plusieurs problèmes d'exploitation (déplétion, dépôts de sel,), ce qui diminue la productivité des puits.

Afin de résoudre ces problèmes, une nouvelle complétion dite « complétion parallèle » a été développée 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, notre étude est axée sur :

- ✓ Les critères de choix d'un puits candidat à la complétion parallèle
- ✓ La méthodologie de sélection d'un puits candidat à une telle complétion.

Les mots clés : Complétion parallèle, dépôts de sel, GAS-LIFT, dessalage, déplétion, critères de choix.

Abstract:

All oil companies aspire to achieve optimal and sustainable productivity by applying the new technics in the oil field. In the other hand HMD field presents several exploitation problems (depletion, salt deposits...), which decreases the productivity of the wells.

In order to solve these problems, a new completion called "parallel completion" has been developed specifically for the HMD field to ensure optimization of water and gas injection simultaneously and separately (water for desalinating and GAS-LIFT for lighting the production column) eliminating therefor the drawbacks of the completions already used for this kind of problems, our study focuses on:

- ✓ Criteria of choosing a well candidate for the parallel completion.
- ✓ The methodology for selecting a candidate well for such a completion.

The key words: Parallel completion, salt deposits, GAS-LIFT, desalination, depletion, selection criteria.

ملخص:

تطمح جميع المؤسسات النفطية إلى تحقيق الإنتاجية المثلى والمستدامة من خلال استعمال أحدث التقنيات في هذا المجال، حيث يعاني حقل حاسي مسعود العديد من مشاكل الاستغلال (انخفاض الضغط، ترسبات ملحية،)، مما يقلل من إنتاجية الآبار.

من أجل حل هذه المشاكل، تم تطوير شكل جديد من طريقة تهيئة الآبار يسمى "أنابيب الإنتاج المتوازية" حيث أن هاتاه التقنية طورت خصيصاً لحقل حاسي مسعود لضمان تحسين طريقة حقن الماء المعدل و الغاز المخفف في أن واحد وبشكل منفصل (الماء لإذابة الأملاح و الغاز لمساعدة النفط للصعود داخل أنبوب الإنتاج) وبالتالي القضاء على عيوب الأنابيب المستخدمة حالياً لهذا النوع من المشاكل، و تتمحور دراستنا حول:

- ✓ معايير اختيار الآبار بشكل جيد لهذا النوع من أنابيب الإنتاج المتوازية.
- ✓ و منهجية اختيار البئر المرشح الأمثل لهذا النوع من التهيئة.

الكلمات المفتاحية: أنابيب الإنتاج المتوازية، ترسب الأملاح، الغاز المخفف، انخفاض الضغط، المعايير.

Sommaires

Remerciements	
Dédicace	
Résumé	
Liste des figures	
Liste des tableaux	
Liste des annexes	
Nomenclature et Abréviations	
Introduction Générale	1

Chapitre I : Présentation du champ Hassi Messaoud

I.1. Introduction	3
I.2. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud	4

Chapitre II : Généralité sur le GAS-LIFT et le dessalage

II.1. Introduction	5
II.2. Différents modes d'activation des puits	5
II.3. Le GAS-LIFT	6
II.3.1. Principe du GAS-LIFT	6
II.3.2. Compositions du gaz pour l'utilisation du GAS-LIFT	7
II.3.3. Utilisation du GAS-LIFT	8
II.3.4. Les principaux paramètres du GAS-LIFT	9
II.3.5. Avantages et inconvénients du GAS-LIFT.....	10
II.3.6. Les problèmes liés au GAS-LIFT	11
II.4. Le dessalage	13
II.4.1. Problèmes de sel (chlorure de sodium).....	13
II.4.2. Méthodes de dessalage.....	14

Chapitre III : La complétion parallèle

III.1. Introduction	15
III.2. Avantages et inconvénients des complétions déjà utilisées	15
III.3. Utilisation de la complétion parallèle sur HMD	16
III.3.1. L'objectif de la complétion parallèle (GLC)	16
III.3.2. Principe de fonctionnement de la complétion parallèle	16
III.3.3. Equipements de la complétion parallèle	18
A. SPM GAS-LIFT (side Pocket mandrel)	18
B. Access Switching mandrel SPM	19
C. La vanne d'injection d'eau (Water Flood Valve)	20
D. Double Box Locator Sub	20
E. Le PBR (Polish Bore Receptacle).....	21
F. Les raccords spéciaux	21
G. Les vannes	22
III.3.4. Les avantages et les inconvénients de la complétion parallèle	23

Chapitre IV : Méthode de sélection d'un puits candidat à la complétion parallèle

IV.1. Introduction	24
IV.2. Les critères de sélection des puits candidats pour une complétion GLC	24
IV.2.1. Eviter les puits en percé de gaz ou/et d'eau d'injection.....	25
IV.2.2. Pression de gisement insuffisante pour acheminer le fluide jusqu'en surface ..	27
IV.2.3. Les puits non éruptifs activés par le GAS-LIFT	28
IV.2.4. Puits salés ou avec présence d'eau de réservoir.....	29
➤ Les puits très salée sollicitant une injection d'eau en continu	30
IV.2.5. Bon état de l'intégrité et de la cimentation du casing 7"	31
IV.2.6. Les puits ne doivent pas être repris en Tie Back (EA 4"1/2 cimenté)	33
IV.2.7. Puits en Open hole	34
IV.3. La méthode de Sélection des puits candidats à la complétion Parallèle	35

Chapitre V : Étude de cas (le puits MDZ587)

V.1. Introduction	39
V.2. Présentation de puits MDZ587	39
V.2.1. Localisation du puits	39
V.2.2. Puits voisins	40
V.2.3. Historique des opérations	41
V.2.4. Essais aux puits	43
V.2.5. Jaugeage et production.....	43
V.2.6. Caractéristiques géologiques et pétrophysiques	44
V.3. Analyse de la candidature du puits pour une complétion parallèle	45
V.3.1. Analyser des paramètres de production	45
V.3.2. Analyse de l'évolution de WC et de la salinité	47
V.3.3. Analyse de la stabilité du puits MDZ587	49
V.3.4. Etude économique	49
✓ L'estimation du coût de l'opération	50
✓ Le Payout de l'opération	50
✓ Conclusion de l'étude du cas.....	52
V.4. Problèmes rencontrés avec les puits OMJZ742 et MDZ651	52
V.4.1. Problèmes rencontrés avec le puits OMJZ742.....	52
V.4.2. Problèmes rencontrés avec le puits MDZ651.....	53
Conclusion	54
Recommandations	55

Références Bibliographiques

Annexes

Liste des figures

Figure	Titre	Page
Chapitre I : Présentation du champ de Hassi Messaoud		
Figure I.1	<i>Situation géographique de champ Hassi Messaoud</i>	3
Figure I.2	<i>Stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud</i>	4
Chapitre II : Généralité sur le GAS-LIFT et le dessalage		
Figure II.1	<i>Modes d'activation du puits</i>	6
Figure II.2	<i>Principe du GAS-LIFT</i>	7
Figure II.3	<i>Courbe GLR total en fonction pression de tête</i>	9
Chapitre III : La complétion parallèle		
Figure III.1	<i>Schéma de la complétion parallèle (GLC)</i>	17
Figure III.2	<i>SPM pour le gaz</i>	19
Figure III.3	<i>Access Switching SPM</i>	19
Figure III.4	<i>Water flood valve SPM</i>	20
Figure III.5	<i>Double Box Locator Sub</i>	20
Figure III.6	<i>Le PBR (Polish Bore Receptacle)</i>	21
Figure III.7	<i>Raccords spéciaux</i>	22
Figure III.8	<i>GAS-LIFT valve</i>	22
Figure III.9	<i>Access Switching valve</i>	23
Chapitre IV : Méthode de sélection d'un puits candidat à la complétion parallèle		
Figure IV.1	<i>Subdivision du champ Hassi Messaoud</i>	25
Figure IV.2	<i>Répartition des puits Injecteurs Gaz et Eau</i>	26
Figure IV.3	<i>La zone sélectionnée pour étude</i>	27
Figure IV.4	<i>Evolution de la pression de gisement entre 2000-2017</i>	28
Figure IV.5	<i>La distribution des puits GL sur notre zone d'étude</i>	29
Figure IV.6	<i>Distribution de water cut années 2010-2017</i>	30
Figure IV.7	<i>Différence entre un programme lourd et léger</i>	33
Figure IV.8	<i>Exemple de reprise des puits en Tie Back a HMD</i>	34
Figure IV.9	<i>Exemple de puits en Open Hole</i>	35
Chapitre V : Etude de la candidature du puits MDZ587		
Figure V.1	<i>Localisation du puits MDZ587</i>	40
Figure V.2	<i>Courbe de production (Débit Huile/GOR)</i>	45
Figure V.3	<i>Suivi des paramètres de production (Cahier de courbe SH/DP)</i>	47
Figure V.4	<i>Courbe d'évolution du WC et de la salinité</i>	48
Figure V.5	<i>Diagramme des arrêts dus au GL et BE</i>	49
Figure V.6	<i>Evolution du prix du pétrole 2018</i>	51

Liste des Tableaux

Tableau	Titre	Page
<i>Tableau II.1</i>	<i>Compositions du gaz pour l'utilisation du GAS-LIFT</i>	7
<i>Tableau IV.1</i>	<i>Distribution des puits sur la zone</i>	36
<i>Tableau IV.2</i>	<i>Liste des puits GL avec dessalage</i>	37
<i>Tableau IV.3</i>	<i>Type de programme de forage des puits candidats</i>	37
<i>Tableau IV.4</i>	<i>Les puits candidats à la complétion parallèle</i>	38
<i>Tableau V.1</i>	<i>Puits voisins</i>	40
<i>Tableau V.2</i>	<i>Essais aux puits</i>	43
<i>Tableau V.3</i>	<i>Jaugeage et production</i>	43
<i>Tableau V.4</i>	<i>Caractéristiques géologiques et pétrophysiques</i>	44
<i>Tableau V.5</i>	<i>Investissement SNB sur le puits MDZ587</i>	50
<i>Tableau V.6</i>	<i>Résultats techniques</i>	52

Liste des Annexes

Annexe	Titre	Page
A1	<i>Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud</i>	i
A2	<i>Fiche technique du Puits MDZ587</i>	ii
A3	<i>Tête de puits GLC</i>	iii
A4	<i>Pompe BSB + filtre a eau</i>	iv
A5	<i>Fiche technique de la complétion parallèle</i>	v

Nomenclature et Abréviations

API : American Petroleum 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 Conventionnelle

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

P_g : Pression de Gisement (Kg/cm²)

P_t : Pression de Tête (Kg/cm²)

PFD : Pression de Fond Dynamique (Kg/cm²)
PFS : Pression de Fond Statique
PCI : Pompe Centrifuge Immergée
Q_o : 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/cm²)

***Introduction
Générale***

Introduction générale

L'exploitation naturelle d'un gisement pétrolier dite primaire met en jeu l'énergie emmagasinée dans le réservoir sous forme de pression dans le fluide comprimé et dans la roche (gaz cap, gaz dissous et eau). En raison de la surcharge le réservoir commence à s'épuiser et la capacité productrice du puits diminue à cause de la diminution de la différence entre la pression du puits (well bore) et la pression du réservoir, ce qui empêche l'écoulement de l'huile dans l'installation de surface, pour cela on dit que le puits est devenu non ou insuffisamment éruptif. Dans ce cas le puits nécessite des moyens de productions artificielles, parmi les modes d'activation utilisés à HMD le GAS-LIFT.

L'application du GAS-LIFT est facilement réalisable en utilisant un concentrique ou des SPM pour l'injection de gaz, mais la difficulté se pose dans le cas où on aura besoin du GAS-LIFT pour assurer un bon liftage et de l'injection d'eau traitée en continue ou par bouchon pour le dessalage avec deux débits différents en même temps. 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. Associé à d'autres problèmes d'exploitation tels que les dépôts minéraux et/ou organiques et les percées d'eau de gisement rendent la sélection et le choix du type de la complétion la plus adéquate très difficile.

Plusieurs types de complétion ont été utilisés, avec plus ou moins de bons résultats. C'est pour cela, qu'une nouvelle complétion dite complétion parallèle a été développé et choisi pour le champ de HMD, pour les puits non éruptifs salés afin d'assurer l'injection de GAS-LIFT avec le dessalage simultanément et séparément, pour assurer une meilleure performance et exploitation des puits.

Le choix d'un puits candidat pour une complétion parallèle passe par plusieurs critères de sélections, qui ont pour but de 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.

Ce mémoire s'articule autour de cinq chapitres.

Le premier chapitre présente le champ de Hassi Messaoud,

Le deuxième chapitre est consacré à des généralités sur les modes d'activation tels que le GAS-LIFT (principe, utilisation, principaux paramètres et enfin avantages et inconvénients), et on parlera des problèmes liés au sel ainsi qu'aux différentes méthodes de dessalage.

Le troisième chapitre est une introduction sur la complétion parallèle où nous allons voir pourquoi nous l'avons choisi ainsi que son principe de fonctionnement, ses différents équipements et ses avantages et inconvénients.

Le quatrième chapitre est consacré aux critères de sélection des puits pour une complétion parallèle afin d'établir une liste de puits candidats pour une telle complétion. On développera chaque critère en détail.

Enfin, dans le dernier chapitre nous allons étudier la candidature d'un puits préalablement sélectionné dans le chapitre quatre. Une analyse approfondie de l'évolution de ses paramètres de production sera faite afin de déterminer si ce dernier est un bon candidat pour une complétion parallèle.

Chapitre I

*Présentation du champ
de Hassi Messaoud*

I.1. Introduction

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui représente 47% des réserves de pétrole et de gaz. C'est un gisement qui s'étend sur quelques 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 (porosité, perméabilité, saturation et argilosité) qui sont encore difficiles à prédire malgré toutes les études géologiques accumulées sur plus de 1200 puits verticaux et horizontaux. Les puits verticaux ont été continuellement carottés au cours de ces 50 dernières années.

Les propriétés géophysiques peuvent être une aubaine pour la productivité, comme ils peuvent provoquer une succession de problèmes à résoudre.



Figure I.1 : Situation géographique de champ Hassi Messaoud⁽¹⁾

I.2. Stratigraphie et Lithologie du champ de Hassi Messaoud

La stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud se présente comme suit (Figure I.5) : ⁽²⁾

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

Figure I.2 : Stratigraphie et lithologie du champ de Hassi Messaoud ⁽²⁾

Chapitre II

*Généralité sur le GAS-LIFT
et le dessalage*

II.1. Introduction

Un puits peut être activé par des méthodes de récupérations secondaires pour produire plus, mais surtout lorsque l'effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface dans les conditions fixées par le procédé de récupération. Le GAS-LIFT est le moyen d'activation le plus utilisé dans la région de HMD.

D'un autre côté, il y a aussi le problème des dépôts de sel qui peuvent provoquer le bouchage des équipements de fond (perforations, LPP, crépine, tubing de production) et/ou les équipements de surface (duse, réseau de collecte, manifold), ce qui entraîne la diminution du débit de production, nécessitant un traitement de dessalage en injection d'eau traitée en continu ou par des bouchon d'eau périodiques afin d'éliminer ces dépôts.

II.2. Différents modes d'activation des puits

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

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 (**Figure II.1**)

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 multiétagée ;
- 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.

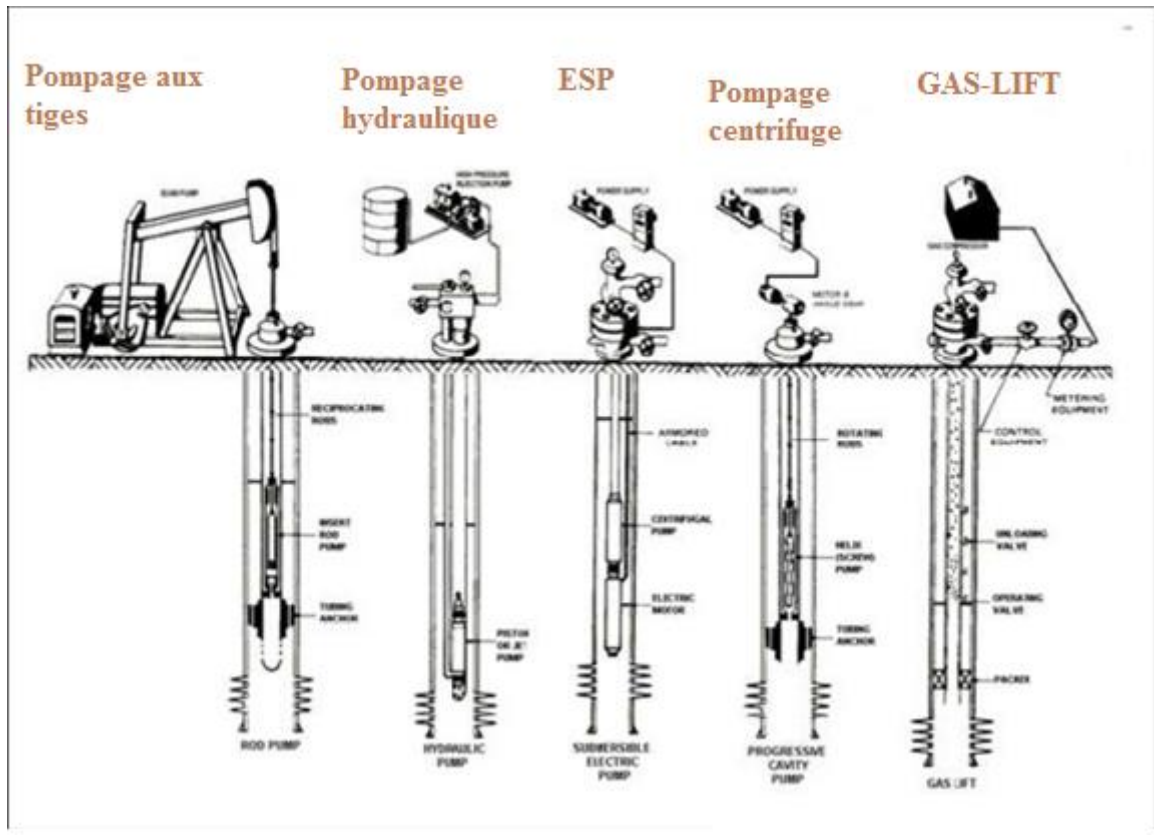


Figure II.1 : Modes d'activation du puits⁽³⁾

II.3. Le GAS-LIFT

II.3.1. Principe du GAS-LIFT

La technique du GAS-LIFT consiste à injecter un gaz naturel à haute pression, généralement dans le tubing ou dans l'espace annulaire à travers une ou plusieurs vannes de subsurface fixés dans le long de la colonne ancrées dans des mandrins spéciaux dont les cotes ont été calculées au préalable. Le principe de ces vannes est celui d'une vanne régulatrice de pression destinée à s'ouvrir dès que la pression du gaz dépasse une valeur pour laquelle la vanne a été préréglée. La méthode a un but d'alléger la colonne hydrostatique (GAS-LIFT continu) ou chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient (GAS-LIFT intermittent) à partir du point d'injection jusqu'à la surface. *Figure (II.2)*⁽⁴⁾

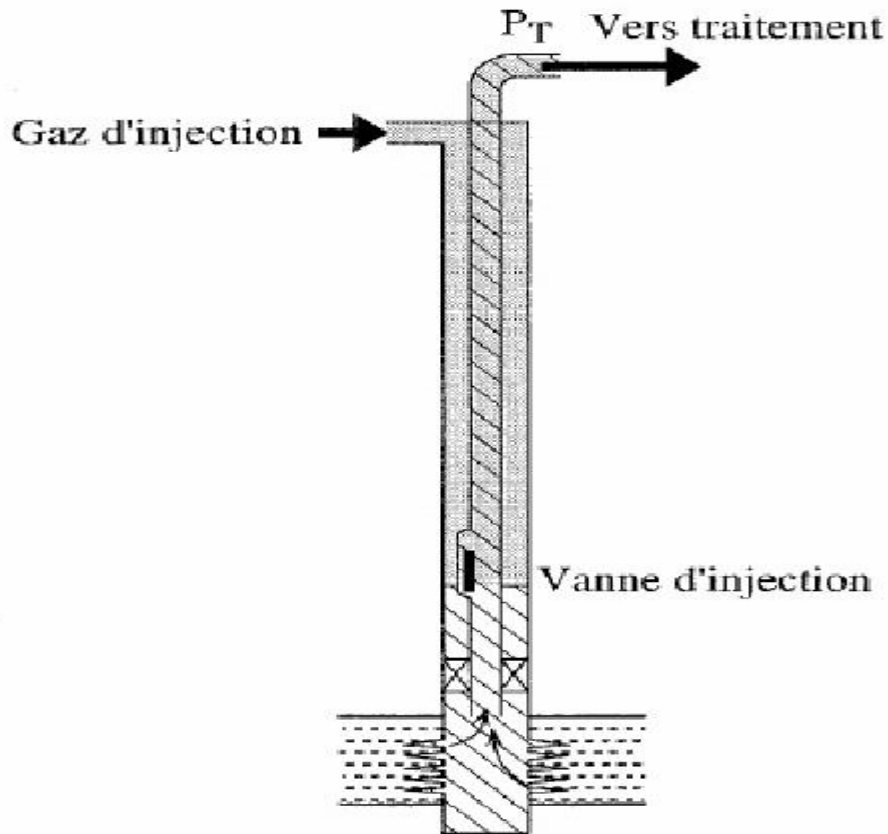


Figure II.2 : Principe du GAS-LIFT⁽⁴⁾

II.3.2. Compositions du gaz pour l'utilisation du GAS-LIFT

Le gaz de l'injection déjà traité et comprimé au préalable est de composition suivante (Tableau II.1) :⁽⁵⁾

Constituants	N ₂	CO ₂	Cl	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	1.60	0.28	0.39	0.06	0.02	0.00

Tableau II.1 : Compositions du gaz pour l'utilisation du GAS-LIFT⁽⁵⁾

II.3.3. Utilisation du GAS-LIFT

Le GAS-LIFT offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.⁽³⁾

A. Les puits à huile :

L'application principale du GAS-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.

B. Les puits à eau :

Afin de produire des volumes importants d'eau qui peuvent être nécessaires pour divers usages tels que la réinjection dans un réservoir à huile ou à usage domestique. Il n'y a pas de différence entre un design de GAS-LIFT pour un puits à huile ou bien à eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

C. Démarrage :

Il arrive parfois qu'un puits, même éruptif n'arrive pas à redémarrer après neutralisation, il doit être alors activé pour pouvoir reprendre son éruptivité.

D. Augmentation du débit :

Pour les puits souffrant d'un déclin de la pression mais pouvant encore produire sans avoir recours à l'activation, et qui sont caractérisés par un GOR ou GLR naturellement inférieur relativement à la moyenne, le GAS-LIFT permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

E. Mise en production des puits non éruptifs :

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le GAS-LIFT consistant à injecter du gaz allégeant la colonne hydrostatique entraîne une réduction de la pression de fond et facilite la circulation de l'effluent et sa remontée dans le tubing.

F. Nettoyage des puits injecteur (Injector clean up) :

Les puits injecteurs ont besoin d'être périodiquement dégorgés puis mis en production pour les nettoyer et éliminer des particules qui encombrer les perforations sur la formation. Cette opération, dans le cas d'une installation comprenant une source de gaz à haute pression et des mandrins est assurée par un passage du puits en GAS-LIFT. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide.

II.3.4. Les principaux paramètres du GAS-LIFT

A. Pression de tête du puits :

Plus la pression en tête est basse et moins il faudra de gaz pour produire la même quantité de fluide. En outre, un faible volume de gaz injecté permet d'avoir des installations de surface peu encombrées, faisant ainsi décroître la pression des collectes. Une pression en tête basse améliore donc l'efficacité du puits et celle des puits voisins. *Figure (II.3)* ⁽⁹⁾

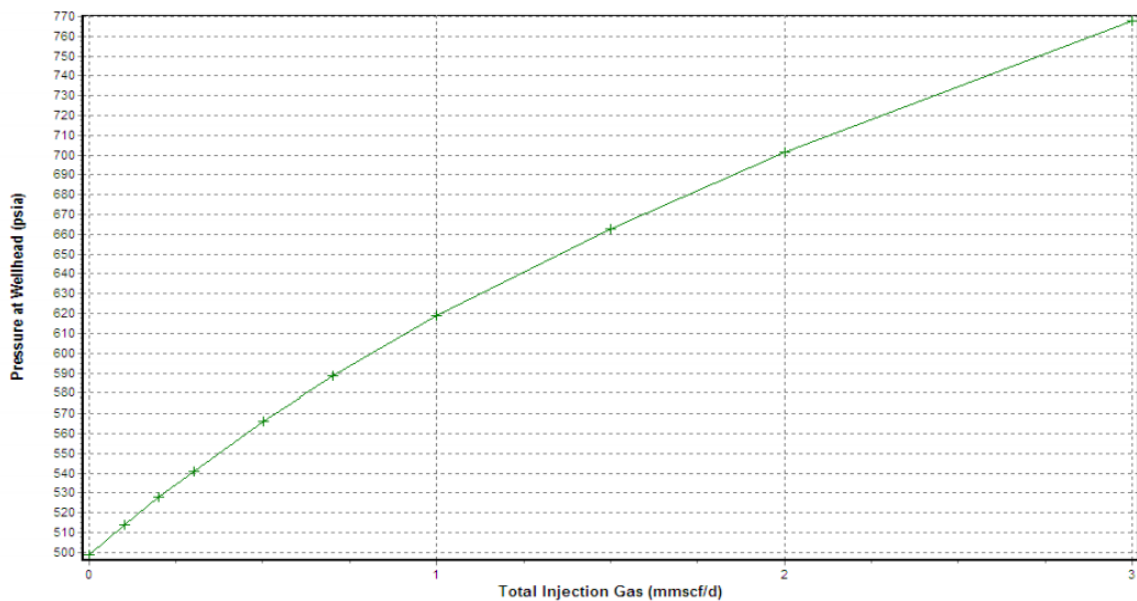


Figure II.3 : Courbe GLR total en fonction pression de tête

B. Pression du gaz injecté :

La pression du gaz injecté affecte le nombre de vannes de décharge. Ainsi, une pression élevée peut permettre de fonctionner sans vanne de décharge en « Single point ». Ce qui simplifie grandement la conception, l'exploitation et la maintenance du puits. Quand la pression disponible est faible, il est très utile de pouvoir l'augmenter pendant quelques heures de 10 à 15 bars pour démarrer le puits. ⁽¹⁰⁾

De même, il est très important de savoir si la pression actuelle du gaz ne chutera pas dans le temps, rendant impossible le redémarrage d'un puits.

C. Profondeur de l'injection du gaz :

Plus le point d'injection est profond, et plus le gaz injecté est efficace. Un point d'injection profond apporte une amélioration très nette de la production du puits surtout pour les puits à IP élevé. ⁽⁹⁾

$$H_{inj} = 40 \times \left(\frac{P_{inj}}{P_{sur}} - 1 \right) \quad (II.1)$$

D. IP important et effet de skin (high PI and Skin effect) :

La productivité d'un puits dépend directement du draw-down, et donc de la pression de fond en écoulement. L'activation par GAS-LIFT réduit cette pression. On appelle «skin : effet d'endommagement». L'endommagement des premiers centimètres du réservoir qui a pour effet direct de réduire l'IP et doit être combattu par un des nombreux procédés connus comme l'acidification, la re-perforation, etc... Un puits avec un IP réduit nécessite un traitement matriciel avant de l'activer en GAS-LIFT. ⁽⁹⁾

II.3.5. Avantages et inconvénients du GAS-LIFT**Avantage :**⁽⁶⁾

- ✓ Bien adapté aux puits avec un débit moyens ou élevés ;
- ✓ Bien adapté aux puits avec un bon IP et pression de fond relativement élevée ;
- ✓ Equipements du puits simple et vannes GAS-LIFT récupérables au câble : conditions de fonctionnement pouvant être modifiées sans avoir à remonter le tubing ;
- ✓ Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible (si on doit installer des compresseurs, ce n'est pas le cas) ;
- ✓ Pas de problèmes de production avec présence de sable ;
- ✓ Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion) en même temps que le gaz ;
- ✓ Convient aux puits déviés ;
- ✓ Bien adapté lorsqu'il s'agit de démarrer les puits.

Inconvénients :⁽⁶⁾

- La pression de fond ne doit pas être trop faible, d'où la nécessité parfois de changer de méthode d'activation en fin de vie du puits ;
- Un grand volume de gaz injecté est nécessaire pour les puits à fort pourcentage d'eau ;
- Nécessité de gaz « haute pression », ce qui peut être coûteux et augmente les risques (sécurité) ;
- Pas applicable dans un casing en mauvais état ;
- Installations de traitements du gaz (déshydratation, adoucissement) pouvant alourdir les frais occasionnés par la compression ;
- Problèmes de moussage pouvant être augmentés ;
- Infrastructure de surface particulièrement coûteuse si les puits sont dispersés ;
- Rendement assez faible, surtout sur les puits profonds.

II.3.6. Les problèmes liés au GAS-LIFT ⁽³⁾

L'exploitation des puits activés par le GAS-LIFT rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération difficile, parmi ces problèmes :

a. Formation des hydrates :

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

La formation de ces blocs de cristaux au niveau de la duse empêche le passage du gaz qui se traduit par l'arrêt du puits, elle se manifeste énormément en hiver. La formation des hydrates provoque la perte de production, c'est pour cela qu'on doit prendre les précautions suivantes :

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

b. 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. Quand la vitesse du gaz est élevée, ces actions sont très actives. Les forces de frottement et les chocs entre les équipements subissent des variations métallurgiques, ainsi que l'agrandissement du diamètre intérieur des duses utilisées pour les réglages du débit. Les molécules du gaz fraisent la duse à ses parois intérieures, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

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

c. L'émulsion :

Le pétrole est généralement produit sous la forme d'une émulsion eau dans l'huile. Dans la formation, le brut se trouve en contact avec de l'eau. Au cours de l'extraction, le cisaillement exercé sur le mélange lors du passage dans les interstices de la roche, les pompes, les tubings et les duses des têtes de puits, conduit à la formation d'émulsions plus ou moins stables.

Ce processus peut être accéléré ou aggravé par la présence de certains composants tensioactifs dans l'émulsion d'hydrocarbures et d'eau, par exemple : acides naphthéniques, dérivés aminés, dérivés soufrés, composés organométalliques et produits de traitement (inhibiteurs de corrosion, anti-dépôt minéraux...). Le risque est plus élevé avec un BSW élevé, un brut paraffiné, une production de sable, une production de condensats.

La formation d'émulsions eau/huile est un problème majeur rencontré par les pétroliers durant la production mais aussi du raffinage. Les émulsions formées peuvent se séparer naturellement en quelques minutes. Toutefois, dans certains cas, leur séparation peut nécessiter plusieurs semaines si aucun traitement n'est appliqué, d'où l'augmentation des coûts de production dus aux installations et aux produits de traitement ou encore à la baisse du rendement en raison de la durée des opérations de traitement.

✓ Mauvaise performance du puits

L'émulsion augmente significativement les pertes de charge le long du tubing. En cas de puits instable, cette perturbation se rajoute à la perte de production due à l'instabilité. De plus, pour le GAS-LIFT, l'augmentation de la contre pression dans le tubing rend plus difficile ou même impossible le transfert de l'injection GAS-LIFT à la vanne de service.

L'injection reste en surface, ce qui réduit encore l'efficacité et la production du puits. Une émulsion forte, si elle n'a pas été prévue, peut empêcher une pompe PCI de débiter. Il faut dans ce cas, prévoir une injection par liner de dés émulsifiant à l'aspiration de la pompe.

✓ **Problème de séparation eau/huile et gaz**

L'émulsion rend difficile la séparation eau / huile spécialement pour les bruts paraffinés. Cela peut induire de plus fortes teneurs en hydrocarbures dans l'eau rejetée. Une émulsion sévère induit aussi du moussage et des difficultés de séparation gaz -liquide. Cela peut entraîner des risques de déclenchement de séparateur, ou induire un carry-over de l'huile avec le gaz ce qui peut affecter la qualité du fuel gaz.

II.4. Le dessalage

La production du pétrole nécessite souvent d'énormes quantités d'eau. Une grande partie de cette eau est utilisée dans le lavage des puits salés pour lutter contre les dépôts solides de sel Na Cl.

II.4.1. Problèmes de sel (chlorure de sodium)

Dans l'industrie pétrolière, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent une véritable calamité contre laquelle les producteurs de pétrole luttent depuis plusieurs décennies, sans trop de succès d'ailleurs.

Les uns ont comme origine les sels contenus dans les eaux produites en même temps que le pétrole. Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère qui se trouve à la base des gisements pétroliers, soit de la roche magazine elle-même qui peut en retenir des quantités considérables qui sont généralement très chargées en sels et quelquefois jusqu'à saturation. Le sel prédominant est le chlorure de sodium, mais il est toujours accompagné en quantités très variables, de sels de calcium potassium, magnésium, baryum, strontium, sous forme de sulfates, carbonates, bicarbonates, chlorure, iodure ou bromure.

Lorsque l'effluent soumis à de dures épreuves à cause de leur pénétration dans le puits et qui chemine verticalement sur des distances de plusieurs kilomètres vers la surface, ce dernier subit alors d'importantes chutes de pression et de température qui entraînent l'évaporation d'une partie de l'eau qui accompagne le pétrole.

Dès lors, des cristaux de sels minéraux se précipitent, s'accrochent sur les tubings de production, s'empilent, grossissent et finissent par boucher complètement les canalisations.

Dans le bassin de Hassi-Messaoud (Hassi-Messaoud, El Gassi, Gassi Touil, Al Agreb...) les eaux produites avec le pétrole sont saturées en chlorures, car elles en contiennent environ 320g/l.

La quantité d'eau produite est généralement faible (0.1 à 0.5%) mais les dépôts de sel nous obligent à procéder à l'injection de bouchon d'eau afin de déboucher certains puits tous les 15 jours. D'autres puits ont été tenus fermés car ils se bouchaient après seulement 2 jours de production, d'où la nécessité de recourir à l'injection d'eau en continu.⁽⁸⁾

II.4.2. Méthodes de dessalage

Il est possible de dissoudre les dépôts de sel en pompant de l'eau, soit dans la colonne de production en fermant le puits, soit en injection continue à travers un concentrique, soit par circulation dans l'espace annulaire.

A. Bouchon d'eau avec fermeture du puits :

En envoyant dans la colonne de production un volume de 3 à 10 m³ d'eau traitée, l'injection se fait par pompage au niveau de la tête de puits à l'aide d'une unité de pompage (Le puits doit être fermé de 6 à 8 heures). C'est la méthode la plus utilisée et la plus efficace à HMD, elle concerne les dépôts de sel qui sont déjà formés.

B. L'injection d'eau par circulation :

Dans ce cas la production se fait par l'espace annulaire entre le tubing de production et le concentrique, ce dernier est utilisé pour l'injection d'eau par circulation directe, ou bien l'inverse pour les puits équipés d'un chemisage (injection par l'espace annulaire et production à l'intérieur du chemisage). Cette méthode préventive est généralement utilisée pour les puits GAS-LIFT. L'injection d'eau douce par circulation se fait à l'aide d'une unité de pompage raccordée à une citerne d'eau traitée.

C. Injection d'eau en continu :

Dans ce cas on procède à l'injection d'eau en continu à travers un concentrique ou chemisage avec un débit suffisant afin d'éviter la formation des sels, ou abaisser leur concentration en cas de production d'eau de gisement ou huile très salée. Cette méthode est généralement utilisée pour les puits très salés.

Chapitre III

La complétion parallèle

III.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. Ces problèmes sont actuellement traités sur le champ de HMD par la mise en place dans le puits d'un concentrique ou chemisage pour l'injection d'eau de dessalage et de GAS-LIFT, mais ces derniers ont leurs avantages et leurs inconvénients.

Le but de cette complétion parallèle 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 a pour rôle 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 (GAS-LIFT) a pour objectif de diminuer la pression hydrostatique dans la colonne de production afin d'aider le puits à débiter.

III.2. Avantages et inconvénients des complétions déjà utilisées

❖ Avantages des puits équipés en CCE :

- ✓ Complétion simple et adaptée aux problèmes d'exploitation des puits.
- ✓ Mise du puits en GAS-LIFT rapide et peu coûteuse.
- ✓ Accessibilité aux drains horizontaux pour nettoyage en cours de Snubbing une fois le CCE remontée.
- ✓ 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.
- L'accès au fond du puits nécessite un Snubbing.
- Optimisation difficile pour les puits en injection mixte (gaz et eau).
- Bouchage par formation des hydrates.
- Obligation de changement préventif des CCE pour éviter leurs corrosions ou érosions.

❖ **L'utilisation d'une complétion dite télescopique** $4\frac{1}{2} + 2\frac{7}{8} + 1\frac{3}{4}$.

Dans ce cas là le premier problème qui se pose c'est la restriction du diamètre de production qui atténue le risque de bouchage par les dépôts, ajouté à cela le poids supplémentaire des deux tubings suspendus sur le tubing hanger d'où le risque d'affaissement de la tête de puits. Augmenter la hauteur de la tête de puits ce qui va poser un problème pour les futures opérations (Mesure, WL, CTU ...).

III.3. Utilisation de la complétion parallèle sur HMD

Un nouveau type de complétion a été choisie et adopté à HMD dit complétion parallèle pour les puits salés et activés en GAS-LIFT, elle assure l'injection du gaz et de l'eau simultanément (*deux puits pilotes sont actuellement en cours de test et d'évaluation*).

III.3.1. L'objectif de la complétion parallèle (GLC) :

- Optimiser les performances de productivité pendant toute la durée de vie du puits,
- Assurer la fiabilité et la sécurité d'exploitation du gisement,
- Optimiser la mise en œuvre des procédés d'activation et d'injection,
- Optimiser la durée de vie des équipements,
- Avoir la possibilité d'adapter les équipements du puits afin d'envisager éventuellement des modifications ultérieures,
- Minimiser l'investissement initial, le nombre d'intervention, les frais d'exploitation et le coût des éventuels reconditionnements.

III.3.2. Principe de fonctionnement de la complétion parallèle

Cette Complétion Parallèle ($3\frac{1}{2} \times 2\frac{7}{8}$) x 1"660 appelée aussi GLC consiste à injecter du gaz GL à travers des SPM $3\frac{1}{2}$ alimentés par un tubing 1"660 parallèle au tubing de production $3\frac{1}{2}$, afin d'assurer un bon liftage et une bonne activation pour une production maximale. L'espace annulaire entre les deux tubings en parallèles $3\frac{1}{2} \times 1\frac{3}{4}$ et le casing 7" ou $9\frac{5}{8}$ est réservé pour l'injection de l'eau de dessalage, l'eau douce va être injectée sous le packer grâce à quatre éléments principaux, elle va être acheminée jusqu'à l'access Switching Valve qui va permettre son passage de l'espace annulaire vers l'intérieur du tubing d'injection qui est en parallèle à celui de la production pour être injecté par la suite sous le packer grâce à la Water Flood Valve, Double Box Locator Sub et le Polish Bore Receptacle. Le principe du GAS-LIFT est le même que pour un système conventionnel à la seule

différence que le gaz est injecté à travers un CCE en parallèle et non pas par l'espace annulaire. Voir figure (III.1).⁽²⁾

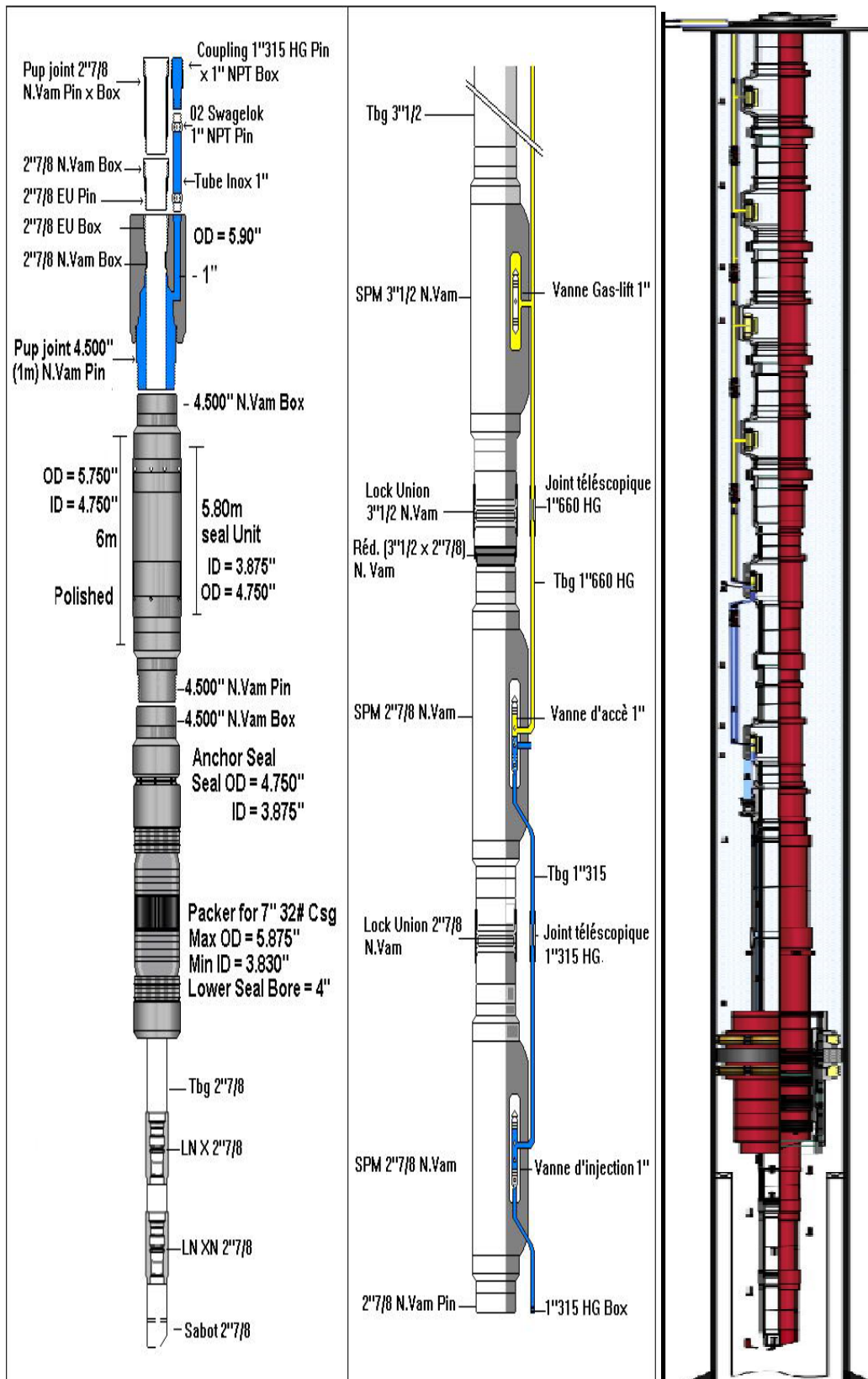


Figure III.1 : Schéma de la complétion parallèle (GLC)⁽²⁾

III.3.3. Equipements de la complétion parallèle

1. Tête de puits avec olive de suspension double.
2. Filtre à eau en surface.
3. Les tubings : ($3''^{1/2}$ // 1"660), ($2''^{7/8}$ // 1"660, ou bien : $2''^{7/8}$ // 1"315).
4. 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 $2''^{7/8}$).
5. Les SPM $3''^{1/2}$ pour les vannes GAS-LIFT.
6. Les vannes de décharges et la vanne orifice pour le GAS-LIFT.
7. 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 (Polish Bore Receptacle).
8. Les éléments d'encrage : (Anchor Seal et Packer de production 7").
9. Et enfin les sièges *LN X* et *LN XN* et le Sabot guide.

A. SPM GAS-LIFT (side Pocket mandrine) :

C'est une technologie qui a été inventée par le constructeur américain CAMCO en 1954 et associée au développement de wire line. Incorporée dans le train de tubing, les mandrins sont descendus vides ou avec des vannes de test au cours de la descente de la complétion. Ensuite, l'emplacement ou le repêchage des vannes se fait depuis la surface à l'aide de wire line. Voir **figure (III.2).**⁽²⁾



Figure III.2 : SPM pour le GAS-LIFT⁽²⁾

B. Access Switching mandrel SPM :

C'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.⁽²⁾Voir **figure (III.3)**.

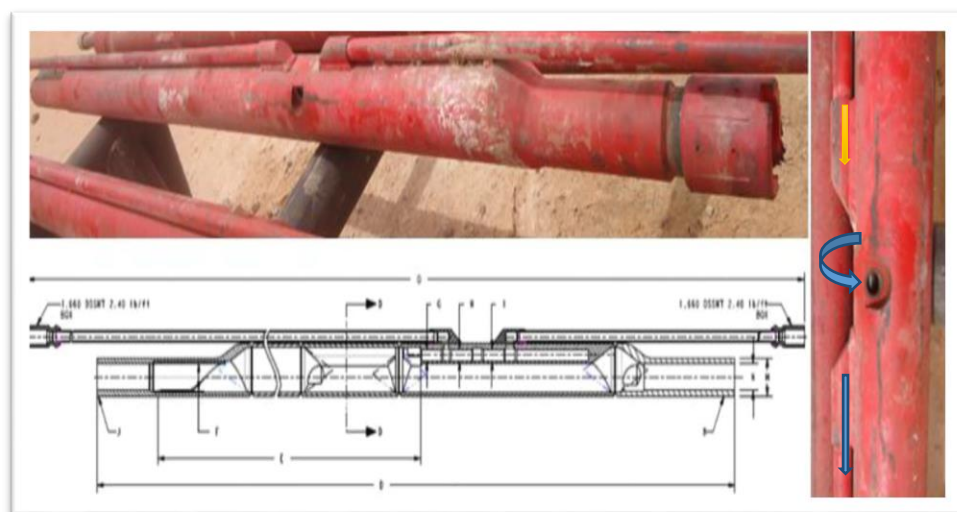


Figure III.3 : Access Switching SPM⁽²⁾

C. **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 Voir **figure (III.4).**⁽²⁾

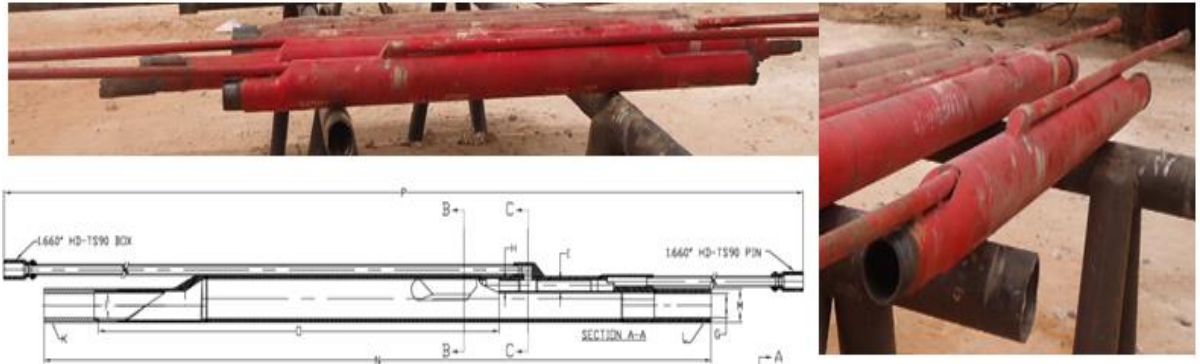


Figure III.4 : Water flood valve SPM⁽²⁾

D. **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. Voir **figure (III.5).**⁽²⁾

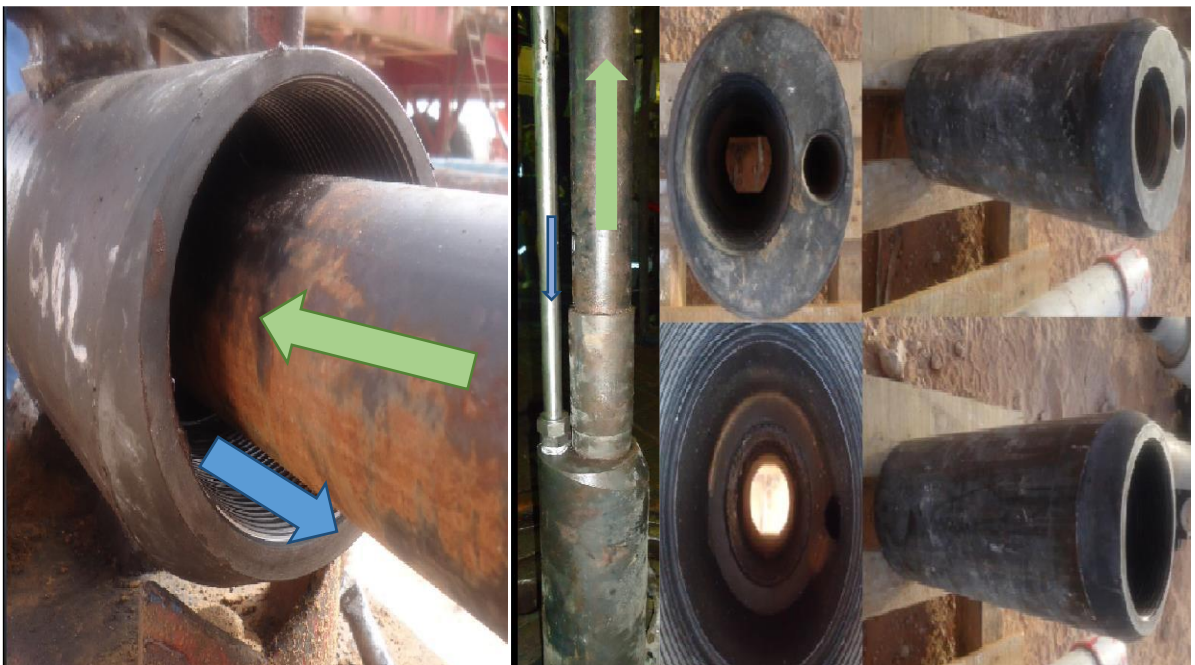


Figure III.5 : Double Box Locator Sub⁽²⁾

E. 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 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. En plus de la création d'un espace annulaire, il nous permettra l'ajustement final il suffit juste d'exercer une force de traction pour libérer le tubing qui peut ainsi coulisser. Voir **figure (III.6).**⁽²⁾



Figure III.6 : Le PBR (Polish Bore Receptacle) ⁽²⁾

F. 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. Voir **figure (III.7).**⁽²⁾

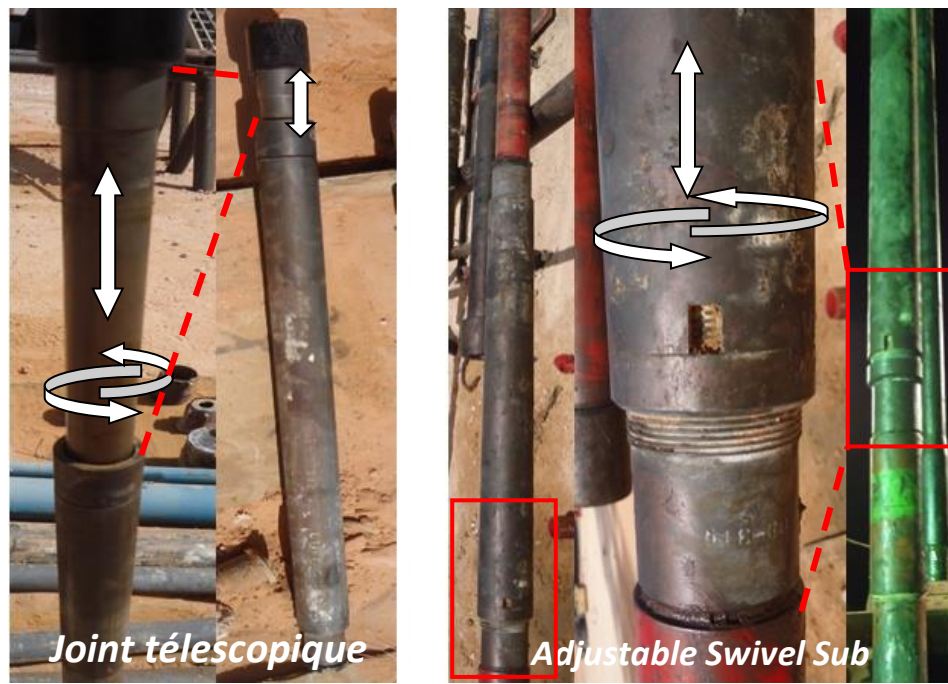


Figure III.7 :Raccords spéciaux⁽²⁾

G. Les vannes

Les vannes de GAS-LIFT sont des injecteurs de gaz qui fonctionnent comme des vannes régulatrices par différence de pression au cours du démarrage (Vannes de décharge) et aussi pour le filtrage. Voir **figure (III.8)**.⁽²⁾



Figure III.8 : GAS-LIFT valve⁽²⁾

L'Access Switching valve est une vanne activée par du GAS-LIFT qui a pour rôle de créer une fenêtre d'accès entre l'espace annulaire et le tubing d'injection en parallèle. Voir **figure (III.9).**⁽²⁾

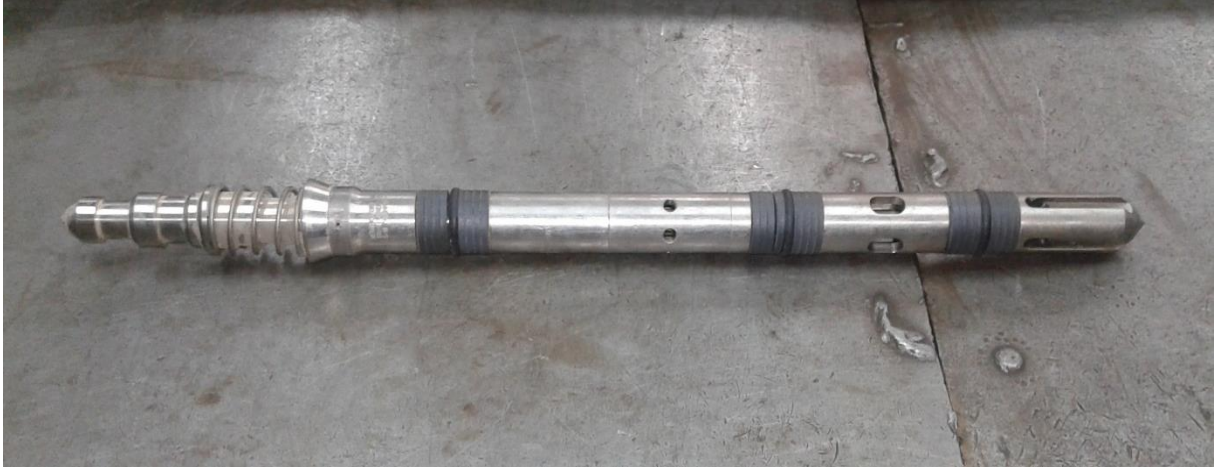


Figure III.9 : Access Switching valve⁽²⁾

III.3.4. Les avantages et les inconvénients de la complétion parallèle

Les avantages :

Ce type de complétion présente plusieurs avantages :⁽²⁾

- Une meilleure optimisation des paramètres d'injection eau et gaz séparément.
- Assure une contre pression au niveau du casing 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 GAS-LIFT.
- Faciliter les interventions avec CTU pour la stimulation du puits
- Elimination des Snubbings préventifs
- Maintenir le puits en production avec des WC élevés
- Minimiser les problèmes de givrage en surface.

Les inconvénients :⁽⁸⁾

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

Chapitre IV

*Sélection d'un puits
candidat à la complétion
parallèle*

IV.1. Introduction

Au début de l'exploitation du gisement de HMD, la pression était généralement élevée, mais après une certaine période de mise en production le gisement commence à perdre de l'énergie, ce qui nécessite le recours à la récupération assistée (récupération secondaire ou tertiaire).

De plus, l'apparition d'eau de gisement très salée (WC) et la déposition des sels au niveau des équipements de fond ou de surface doivent être traitées par l'injection d'eau en continu. Ces deux problèmes majeurs influent sur la production de brut. Afin d'éviter ces problèmes il faut bien choisir le type de complétion le plus convenable, il s'agit d'étudier la meilleure complétion à utiliser.

Pour cela une nouvelle complétion dite « complétion parallèle » a été choisie pour le champ de HMD pour résoudre ces phénomènes. Deux puits ont déjà été équipés par ce type de complétion OMJZ742 et le MDZ651. Le choix d'un puits candidat pour ce type de complétion nécessite plusieurs critères :

- Eviter les puits en percé de gaz ou d'eau d'injection.
- Pression de gisement insuffisante pour acheminer le fluide jusqu'en surface.
- Les puits non éruptifs activés par le GAS-LIFT (Puits GL avec BE périodiques rapprochés).
- Puits salés ou avec présence d'eau de réservoir (Water Cut), sollicitant une injection d'eau en continu.
- Bon état de l'intégrité et de la cimentation du casing 7".
- Les puits ne doivent pas être repris en Tie Back (Espace annulaire 4"1/2 cimenté).
- Pour les puits en open hole qui ont beaucoup de problèmes de dépôts organiques et/ou inorganiques, il est nécessaire de les équiper en LPP avant la mise en place de la complétion parallèle.

IV.2. Les critères de sélection des puits candidats pour une complétion parallèle GLC

Afin de sélectionner les meilleurs puits candidats à une telle complétion, il est important de respecter les critères préalablement cités. Nous allons mettre en évidence chaque critère afin de choisir une zone de sélection et d'aboutir aux meilleurs puits candidats.

Les problèmes de percées d'eau et de gaz sont devenus des préoccupations majeures des opérateurs pétroliers.

Afin de sélectionner la meilleure zone d'étude nous avons choisi un compartiment où le nombre des puits injecteurs gaz ou eau sont réduits afin d'éviter au maximum les percées de gaz et/ou d'eau d'injection, mais aussi une zone déplétée avec des puits activés en GAS-LIFT et qui nécessitent l'injection d'eau de dessalage. (Figure IV.2)

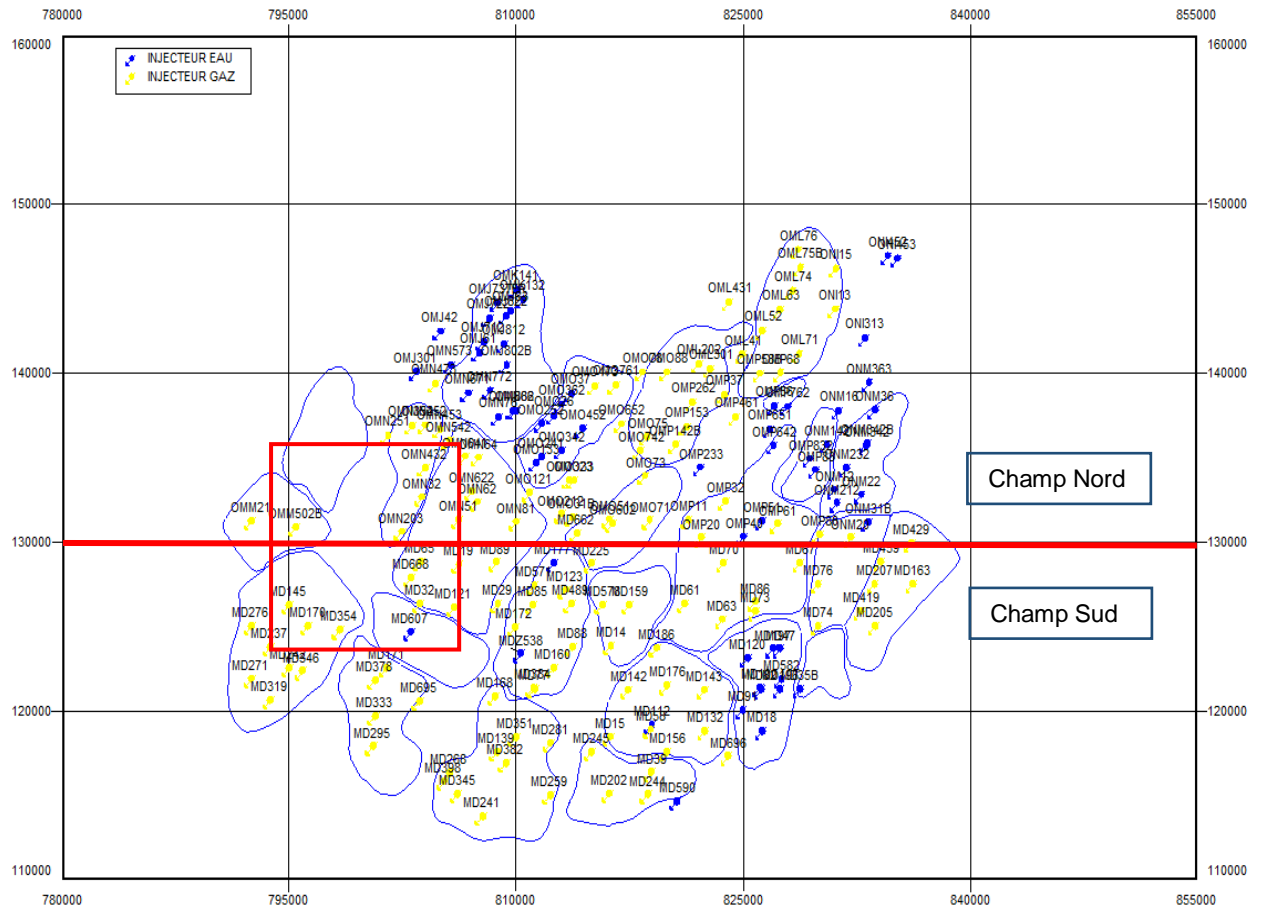


Figure IV.2 : Répartition des puits Injecteurs Gaz et Eau

Le compartiment (zone) sélectionné pour notre étude se trouve au milieu des zones 1A, 1C, 1B, 3, 2 et 2ex. englobant aussi une partie des hors zone nord et sud.(Figure IV.3)

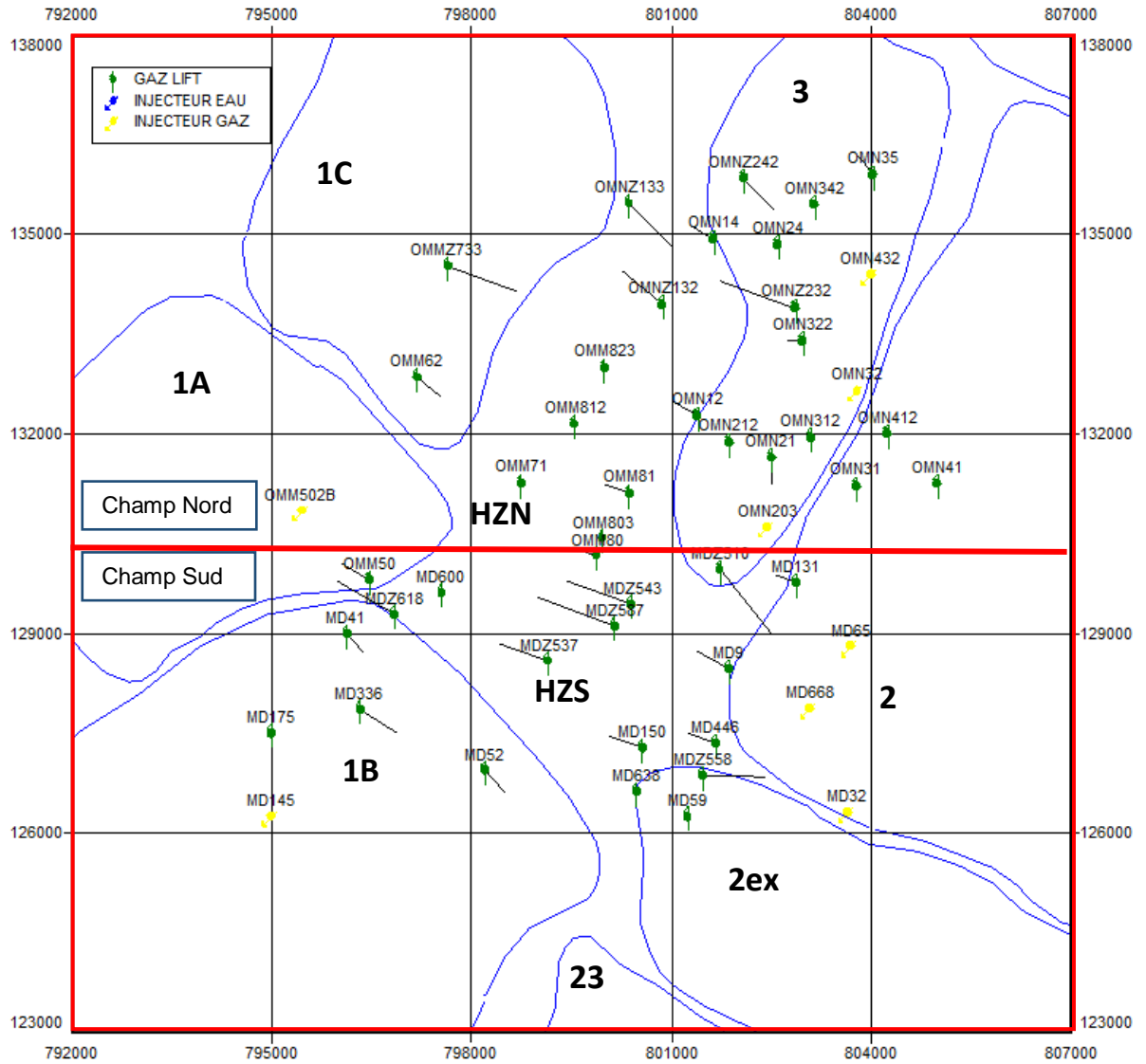


Figure IV.3 : La zone sélectionnée pour étude

IV.2.2. Pression de gisement insuffisante pour acheminer le fluide jusqu'en surface

La distribution de la pression de gisement a connu une déplétion naturelle en fonction du temps (*figure IV.4*), mais chaque puits du champ de Hassi Messaoud a un comportement spécifique à lui-même, on ne peut pas généraliser le phénomène de déplétion uniquement en se basant sur les résultats des opérations de mesure Well Test (DST, SBU, LBU, PFD et PFS), sans oublier que ces opérations de mesures ne sont pas systématiques et vu le nombre de puits producteurs, l'investissement et le coût seront très chers. Il faut alors les étudier cas par cas. Il faut aussi prendre en considération l'implantation, la reconversion (puits producteur ou injecteur) et la répartition des puits injecteurs qui se trouvent aux alentours du puits à

observer. En prenant en considération les débits d'injection, ajouté à cela l'hétérogénéité du réservoir, les répartitions des failles géologiques, l'influence de l'ouverture ou fermeture des puits voisins et l'implantation de nouveaux puits dans le même secteur.

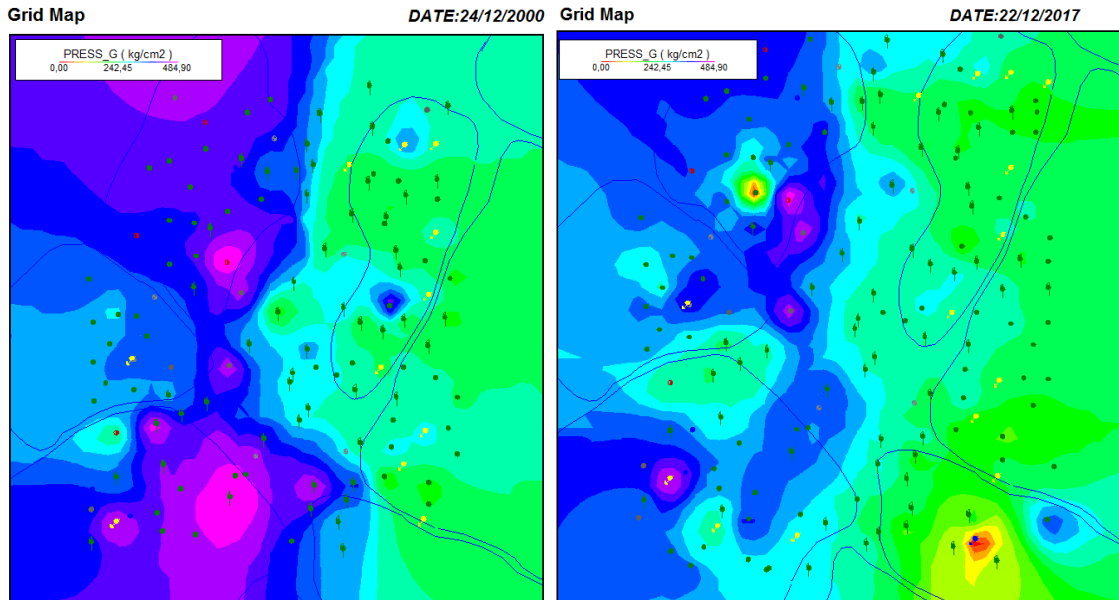


Figure IV.4 : Evolution de la pression de gisement entre 2000-2017

Dans la zone que nous avons sélectionnée pour notre étude, on remarque une déplétion de la pression sur l'ensemble de la carte, mais surtout au niveau de la zone 2ex et 1C.

IV.2.3. Les puits non éruptifs activés par le GAS-LIFT

La déplétion de la pression du gisement est un phénomène tout à fait normal. En général, au début de l'exploitation d'un champ d'hydrocarbures la pression du réservoir peut être suffisante pour propulser ces hydrocarbures du fond jusqu'à la surface ou bien des fois jusqu'au centre de traitement, les puits dans ce cas sont dit éruptifs et cette phase de production dite naturelle dépend des caractéristiques du réservoir et peut durer très longtemps. Cependant en expulsant les effluents vers la surface, le réservoir tend à se dépressuriser jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne hydrostatique dans le puits ou bien dans certains cas où le puits commence à produire de l'eau de gisement, dans ces cas la, les puits n'ont plus assez d'énergie pour produire naturellement. Il faut alors recourir à des moyens de production artificiels, appelés moyens d'activation, et tenter d'alléger la colonne hydrostatique par pompage ou GAS-LIFT. (Figure IV.5)

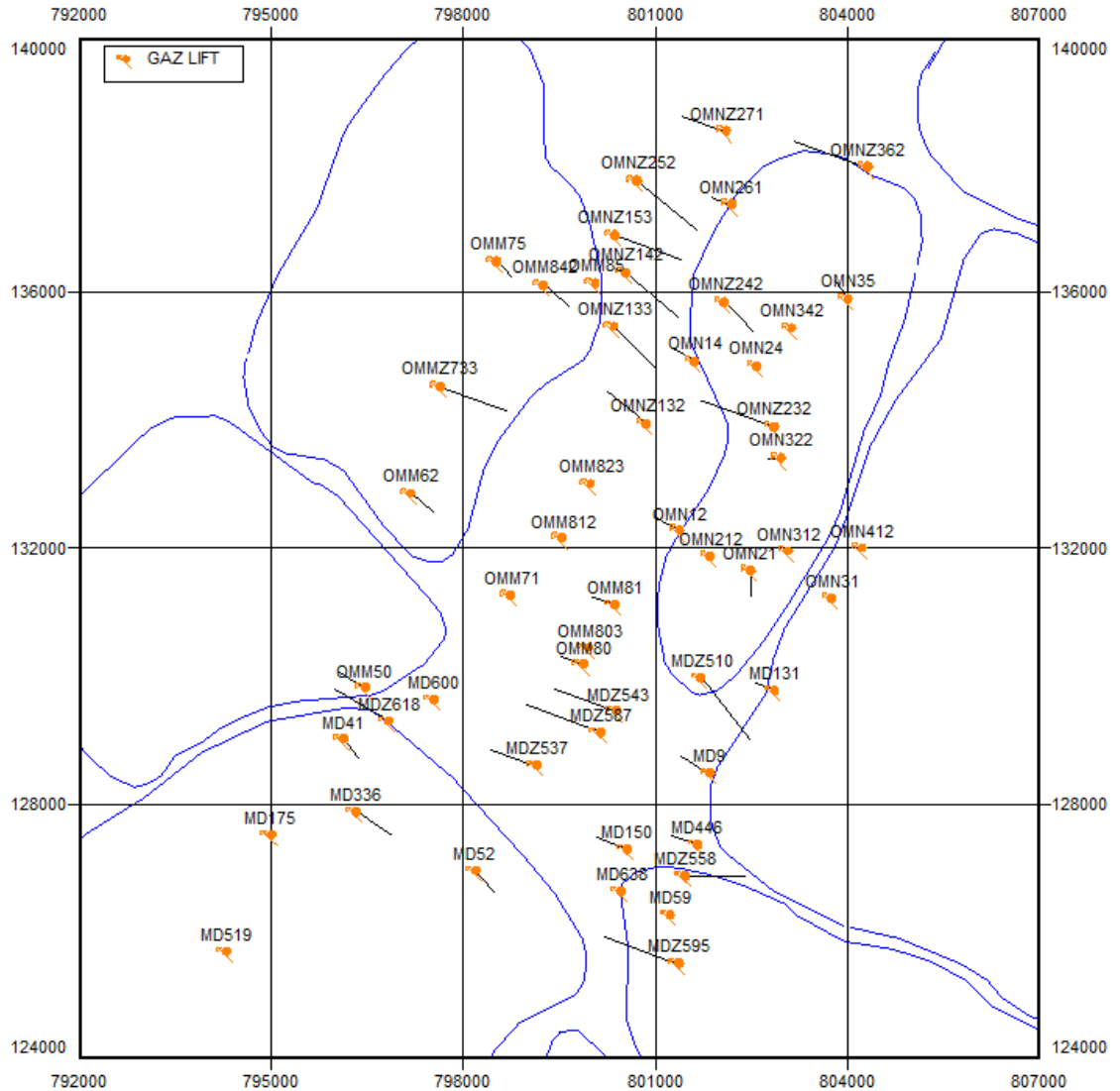


Figure IV.5 : La distribution des puits GL sur notre zone d'étude

On remarque que la majorité des puits contenus dans la zone à étudier sont activés en GAS-LIFT.

IV.2.4. Puits salés ou avec présence d'eau de réservoir

La distribution du WC entre (2010-2017) a connu une augmentation remarquable (**figure IV.6**). Cette augmentation est causée par l'hétérogénéité de la perméabilité du réservoir qui permet à l'huile de se déplacer à des différentes vitesses, ce qui donne à l'eau la possibilité d'arriver au puits en même temps que l'huile.

Le Water Cut joue un rôle néfaste dans la production, car il fait augmenter la densité de l'effluent, donc la colonne de production s'alourdit ; ce qui nous oblige à injecter une grande

quantité de gaz. La détermination du pourcentage de Water Cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz à injecter pour l'activation des puits.

C'est un sérieux problème, car les réserves sont en diminution, et leurs volumes produits sont remplacés par des volumes d'eau, dont la quantité d'eau dans le réservoir va augmenter avec le temps, et au fur et à mesure que le débit d'eau augmente le pourcentage du water cut sur puits augmente.

En outre, l'augmentation de la salinité à cause de l'eau de gisement provoque la formation et la cristallisation des dépôts de sel ce qui nécessite des bouchons d'eau périodiques ou une injection d'eau en continue.

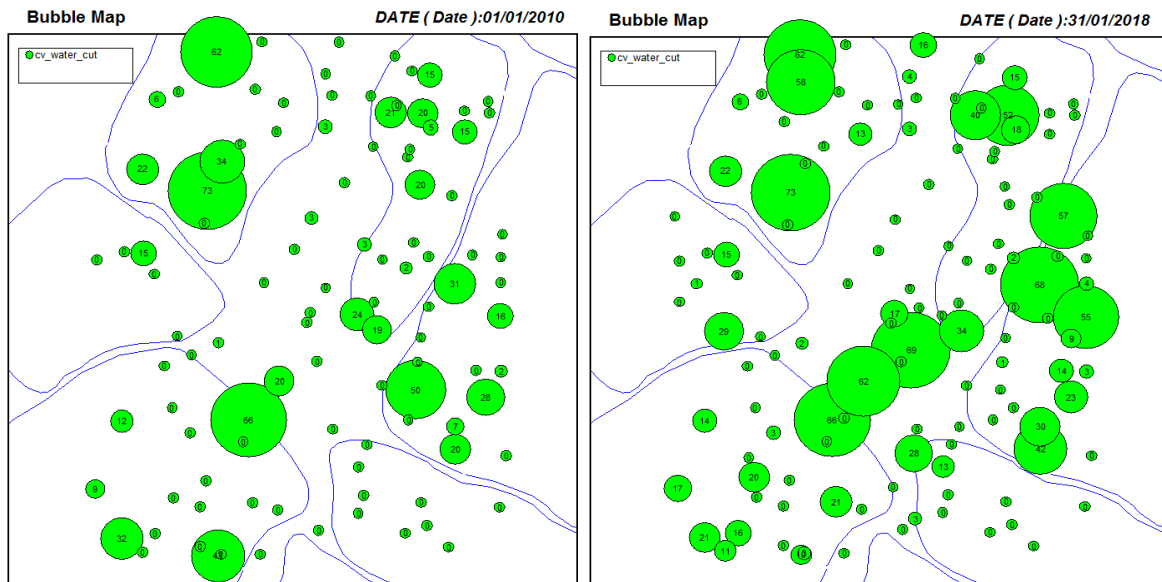


Figure IV.6 : Distribution de Water Cut années 2010-2017

➤ **Les puits très salé sollicitant une injection d'eau en continu**

Le pétrole brut contient souvent de l'eau de gisement, des sels inorganiques, des solides en suspension et des traces de métaux solubles dans l'eau. La plupart des puits fournissent, depuis leur mise en production, une huile variablement chargée en sels : le chlorure de sodium est majoritaire, mais il est toujours associé à des quantités de sels alcalino-terreux. Cette salinité est apportée par l'eau de réservoir ou par des eaux d'infiltration; elle est en fonction de la position structurale du puits et des caractéristiques physiques de la roche réservoir, de plus elle évolue au cours de la vie du puits.

La nature des sels : Dans les bruts salés, les sels sont essentiellement des chlorures dont la répartition est approximativement :

MgCl₂ (chlorure de magnésium) = **20%**,

CaCl₂ (chlorure de calcium) = **10%**,

NaCl (chlorure de sodium) = **70%**

Ces sels se présentent soit sous forme de cristaux, soit ionisés dans l'eau présente dans le brut.

L'inconvénient principal de la présence des sels dans l'huile produite est la diminution de la capacité de production suite à la réduction de la section de passage ou bien de l'obstruction totale du tubing par la cristallisation des sels minéraux qui se précipitent, s'accrochent sur les tubings de production, s'empilent, grossissent et finissent par boucher complètement le tubing de production. Ces dépôts ne font pas que freiner ou arrêter la production, mais leurs présences favorisent les corrosions électriques et chimiques.

Plus la quantité de sel est grande plus le risque de bouchage est élevé (*à partir de 314 g/l en parle de saturation en sel pour l'eau et le début de précipitation et de cristallisation des sels*)

Dans ce cas on procède à l'injection d'eau en continu (**dessalage en continu**) à travers un concentrique ou chemisage avec une quantité d'eau douce traitée et avec un débit suffisant afin d'éviter la formation des sels, ou abaisser leurs concentration en cas de production d'eau de gisement ou huile très salée.

Cette méthode est généralement utilisée pour les puits très salés.

IV.2.5. Bon état de l'intégrité et de la cimentation du casing 7"

La cimentation de casing 7" consiste à mettre en place un laitier de ciment approprié à une cote donné de puits ou dans l'espace annulaire entre le trou foré et le cuvelage en place. Les buts de la cimentation des cuvelages ou du casing sont multiples :

- ✓ Isoler une couche productrice des couches adjacentes.
- ✓ Fournir une base étanche aux équipements de contrôle et de sécurité installés en tête de puits.

Le but principal est de protéger ces tubages contre la corrosion en face de la formation du LD2, cette corrosion due aux venues des eaux chlorurées calciques enfermées dans les dolomies du LD2, sous une pression d'environ 549 bar. Le casing 7" peut sous l'effet de corrosion chimique et de la pression exercée sur lui céder et laisser le passage à l'eau

chlorurée qui va envahir l'intérieur du casing, c'est principalement pour cette raison qu'on n'utilise pas l'injection de gaz à travers l'espace annulaire 7" x 4"^{1/2}.

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

Programme léger :

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

- ✓ Les eaux chlorurées calciques du LD2 nécessitent une densité de boue de 2 à 2,20 car la pression est de 575 kg/cm² @ -2500 m.
- ✓ Les argiles du TS2 et TS3 sont sous-compactées. Leur fluage provoque une diminution du diamètre du trou.
- ✓ Les formations du Trias argilo-gréseux craquent à ces densités élevées et provoquent des pertes de boue.

Programme lourd :

Le programme lourd est une solution de tous les problèmes de la phase 8"1/2 du programme léger qui consiste à isoler les problèmes de venues d'eaux chlorurées calciques du LD2 et le fluage des argiles plastiques du Trias Salifère (TS2 et TS3) qui nécessitent la même solution (densité élevée) à ceux de pertes partielles et totales de boue dans les formations triasiques en les couvrant par une colonne intermédiaire (9"5/8). Cette dernière sera posée au niveau du Trias G35. Les casings 7" et 9"5/8 assureront une double protection contre les effets néfastes des eaux chlorurées calciques, surtout avec une bonne cimentation.

C'est pour cette raison qu'il est préférable de choisir pour la complétion parallèle des puits avec un programme lourd, afin d'éviter tout risque de venue d'eaux chlorurées calciques (LD2).

Dans le cas des puits candidats ayant été forés avec un programme léger, il est recommandé de vérifier l'intégrité et l'état de cimentation du casing 7" surtout en face de LD2, afin d'éviter tout risque avant la prise de décision d'équiper le puits en GLC.

Cette étape va être utilisée par la suite dans la sélection des puits candidats dans notre zone d'étude.(Figure IV.7)

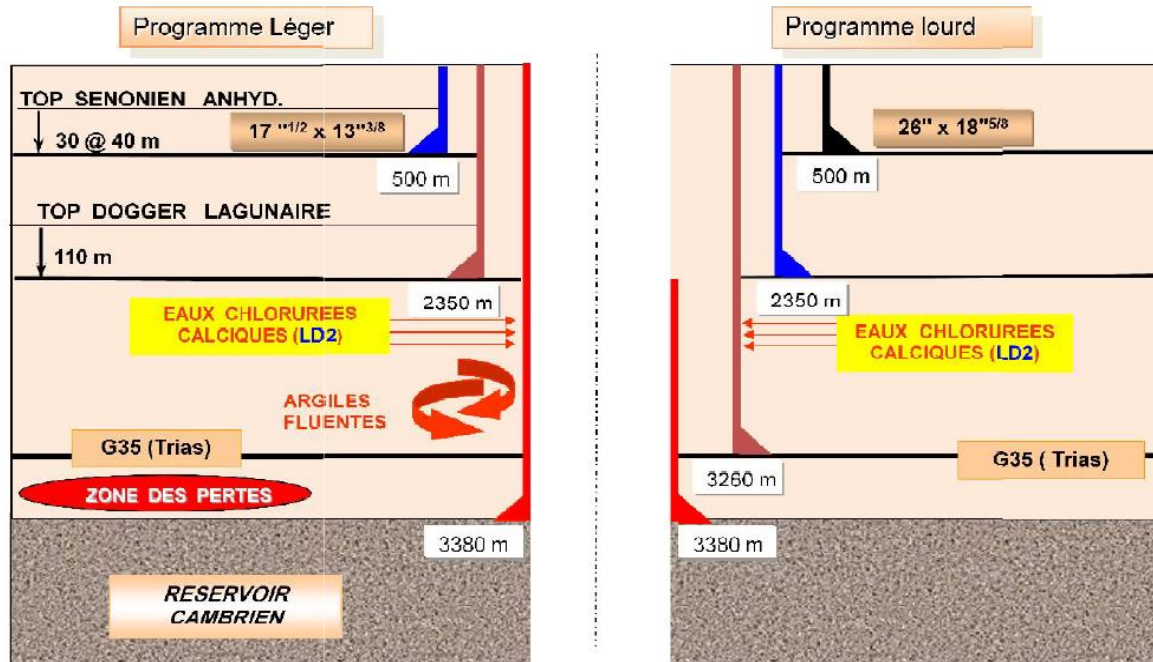


Figure IV.7 : Différence entre un programme lourd et léger

IV.2.6. Les puits ne doivent pas être repris en Tie Back (EA 4''1/2 cimenté)

La reprise des puits en Tie Back a Hassi Messaoud est du généralement au problème lié à la corrosion du tubage 7'' par le fluide contenu dans la formation du LD2, surtout dans les programmes légers où il y'a qu'une seule protection.

Une pression anormalement élevée dans l'espace annulaire entre le 4''1/2 et le 7'' est généralement une indication primaire d'un problème, cette pression peut aller de 50 à 260 bars, dans ce cas il suffit de purger l'espace annulaire et de voir l'évolution de la pression par la suite, si cette pression persiste il faut alors prendre un échantillon. Si ce dernier se révèle être de l'eau chlorurée calcique, il faut intervenir au plus vite afin de rétablir l'intégrité du puits et de protéger le réservoir.

Dans ce cas on est obligé d'intervenir sur le puits en cimentant l'espace annulaire entre le 4''1/2 et le 7'' afin de protéger l'intégrité du puits, comme le montre la *figure IV.8*.

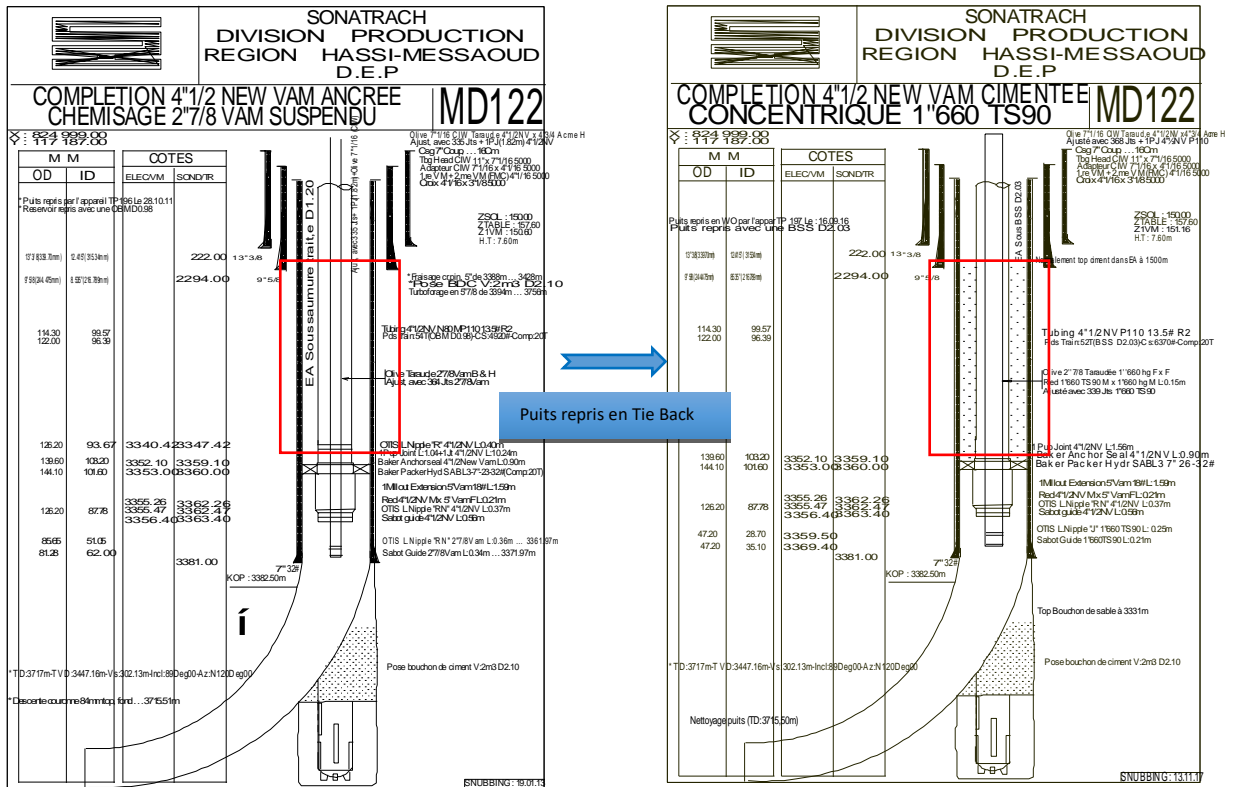


Figure IV.8 : Exemple de reprise des puits en Tie Back a HMD

La cimentation de l'espace annulaire condamnera le tubing de production 4 1/2 dans le puits, ainsi que l'accès au fond du puits avec des outils supérieurs au diamètre intérieur du tubing de production, donc on ne pourra plus changer de complétion. D'où l'impossibilité de mettre en place une complétion parallèle vu que le diamètre extérieur de ces deux tubings est de 3 1/2 et 1 660 tandis que le diamètre intérieur du 4 1/2 n'est que de 3.92".

IV.2.7. Puits en Open hole

Le risque majeur des puits verticaux, horizontaux ou Short radius laissés en Open hole est l'éboulement des parois après un certain temps de production. Ceci représente un problème pour la mise en place d'une complétion parallèle, car si un éboulement se produit, on aura besoin d'une intervention Work Over afin de remonter la complétion et de rétablir le fond initial du puits. (**Figure IV.9**)

Limitations de l'Open Hole :

- ✓ Difficultés de prévenir les venues d'eau et de gaz.
- ✓ Difficultés de stimuler une zone sélectionnée.
- ✓ Nécessite un nettoyage fréquent du fond de puits.

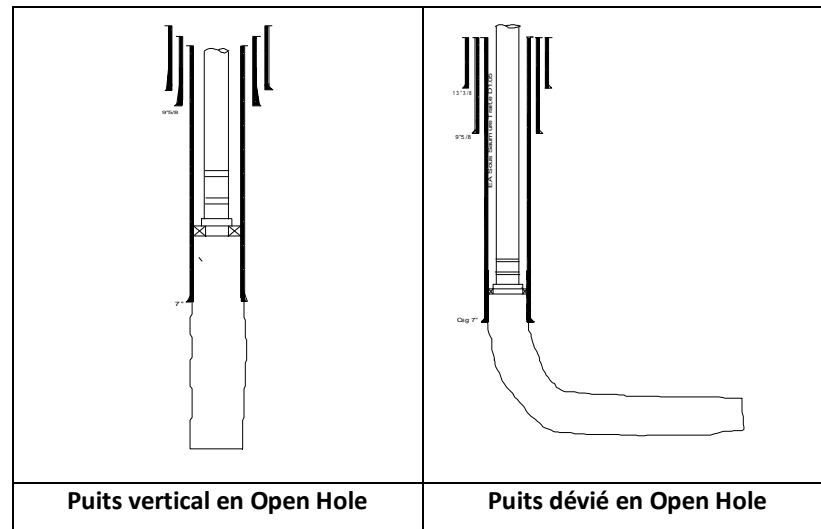


Figure IV.9 : Exemple de puits en Open Hole

IV.3.La méthode de Sélection des puits candidats à la complétion parallèle

Pour notre étude, nous avons commencé par la sélection de tous les puits de la zone à étudier, on a choisi de commencer dans un premier temps par la sélection des puits candidats pour une complétion parallèle, en se basant sur les puits producteurs d'huile ouverts activés en GL et qui ont besoin de dessalage en continu ou de bouchon d'eau périodique très rapproché, afin d'arriver à la liste finale des puits candidats à la complétion parallèle :

- Le nombre total des puits **134**
- Le nombre de puits abandonnés **6**
- Le nombre de puits injecteur de gaz **11**
- Le nombre de puits producteur d'eau **4**
- Le nombre de puits sec **6**
- Le nombre de puits inexploitable **4**
- Le nombre de puits producteur d'huile **103**
- Le nombre de puits mis en GAS-LIFT **49**

Le **Tableau IV.1** montre la distribution des puits sur notre zone d'étude :

Champ	Nombre total	Statut des puits						Puits GAS-LIFT	Total puits ferme	Puits ouvert	Puits ouverts		
		Abandonné	Inexploitable	sec	Injecteur Gaz	Producteur Eau	Producteur huile				Puits sans dessalage	Puits GL avec injection d'eau en continu	Puits GL avec BE périodique
Nord	87	4	3	5	7	1	67	32	15	17	2	4	11
Sud	47	2	1	1	4	3	36	17	2	15	0	7	8
Total	134	16	4	6	11	4	103	49	17	32	2	11	19

Tableau IV.1 : Distribution des puits sur la zone

❖ **Filtration des puits candidats à la complétion GLC**

Sur les 134 puits de la zone sélectionnée, nous avons 49 puits activés en GAS-LIFT, sur ces 49 puits, nous avons 32 puits ouverts en production dont 11 qui nécessitent un dessalage en continu et 19 qui nécessitent des bouchons d'eau périodiques plus ou moins rapprochés (et 2 puits qui ne nécessitent pas de dessalage).

On constate que 1/3 des puits producteurs de la zone sélectionnée nécessitent une activation au GAS-LIFT plus un dessalage en continu ou périodique **Tableau IV.2**.

N°	Puits	Champ	Status du puits	Etat	Méthode de dessalage
1	MD150	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
2	MD336	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
3	MD41	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
4	MD446	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
5	MD52	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
6	MD600	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
7	MDZ558	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
8	MDZ595	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
9	OMM812	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
10	OMM842	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
11	OMN14	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
12	OMN212	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
13	OMN24	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
14	OMN261	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques

15	OMN312	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
16	OMN322	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
17	OMN412	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
18	OMNZ142	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
19	OMNZ271	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Bouchons d'eau périodiques
20	OMNZ153	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
21	OMNZ232	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
22	OMNZ242	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
23	MDZ618	NORD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
24	MDZ587	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
25	MDZ543	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
26	MD638	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
27	MDZ510	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
28	MD59	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
29	MD519	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu
30	MD175	SUD	Producteur d'huile GL	Ouvert	Injection d'eau en continu

Tableau IV.2 : Liste des puits GL avec dessalage

Sur les 30 puits GAS-LIFT de la zone sélectionnée, nous avons 11 puits qui nécessitent un dessalage en continu. Il nous reste à voir le type du programme de forage. (Tableau IV.3)

Puits	champ	Type du puits	Etat	Programme de forage
MD175	SUD	Vertical	Ouvert	Léger
MD519	SUD	Vertical	Ouvert	Léger
MD59	SUD	Side Track	Ouvert	Léger
MD638	SUD	Vertical	Ouvert	Lourd
MDZ510	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd
MDZ543	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd
MDZ587	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd
MDZ618	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd
OMNZ153	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd
OMNZ232	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd
OMNZ242	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd

Tableau IV.3 : Type de programme de forage des puits candidats

Parmi ces derniers puits, nous avons sélectionné une liste finale de 8 puits candidats à la complétion parallèle, forés avec un programme lourd afin d'avoir une double protection en face de LD2 et éviter tout risque à venir. (**Tableau IV.4**)

Puits	champ	Type du puits	Etat	Programme de forage	Liaison couche - trou
MD638	SUD	Vertical	Ouvert	Lourd	LCP
MDZ510	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd	OH
MDZ543	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd	OH
MDZ587	SUD	Horizontal	Ouvert	Lourd	LPP
MDZ618	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd	LPP
OMNZ153	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd	LPP
OMNZ232	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd	LPP
OMNZ242	NORD	Horizontal	Ouvert	Lourd	LPP

Tableau IV.4 : Les puits candidats à la complétion parallèle

Si les puits MDZ510 et MDZ543 sont sélectionnés pour être équipés avec une complétion parallèle, ils doivent impérativement être équipés par un LPP préalablement, pour éviter les risques d'éboulements.

On peut aussi étudier le cas des puits fermés et la possibilité de les remettre en production en les équipant d'une complétion parallèle.

Afin de faire une analyse précise et complète de la candidature d'un puits à la complétion parallèle, il est nécessaire de faire une évaluation économique. Cela consiste d'une part à connaître la rentabilité du puits avant de l'équiper avec une complétion parallèle, et d'autre part la connaissance du coût total de l'opération et le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement.

NB : Une étude complémentaire doit être effectuée pour sélectionner le meilleur puits candidat à la complétion GLC parmi cette liste ci-dessus mentionnée.

Pour cela nous avons choisi comme exemple le puits MDZ587 à partir des 8 derniers puits candidats pour faire notre étude technique et économique.

Chapitre V

Etude de cas

(Le puits MDZ587)

V.1. Introduction

Pour une meilleure compréhension de la méthode de sélection d'un puits candidat à la complétion parallèle, une analyse approfondie de l'évolution des paramètres de production (GOR, débit d'huile) et de l'évolution de la salinité et du Water Cut doit être effectuée. Pour cela nous avons choisi le puits MDZ587 pour réaliser notre étude de sa candidature à la complétion parallèle.

V.2. Présentation de puits MDZ587

Le puits MDZ587 est un puits horizontal foré et complété le 24 août 2006 (son forage a pris 2 mois). C'est un puits producteur d'huile complété en 4"1/2 New Vam (le drain horizontal est équipé par LPP 4"1/2), Le puits est entretenu avec plusieurs bouchons d'eau.

Le puits a chuté rapidement en débit il est passé de 6m³/h lors de sa mise en production en 2007 à 1.9 m³/h après une année seulement, entretenu par des bouchons d'eau périodique, le puits a été fermé en juillet 2008 suite à un débit nul en attendant son raccordement au réseau de GAS-LIFT.

Équipé en concentrique 1"660 en août 2010 pour l'injection de gaz et d'eau en continu, le puits a été activé en GAS-LIFT le 14/11/2011, en plus de l'injection d'eau en continu, il nécessite toujours des bouchons d'eau périodiques à cause de sa salinité très élevée, ce qui engendre des conséquences sur la stabilité de la production ainsi que sur la stabilité de l'injection des deux fluides en même temps (gaz + eau).

V.2.1. Localisation du puits (Figure V.1)

Zone : HZN.

Périmètre : HMD Zone centrale.

Coordonné :

X : 798985.45

Y : 129546.68

Manifold : W1C

Sous/Manifold : W1C

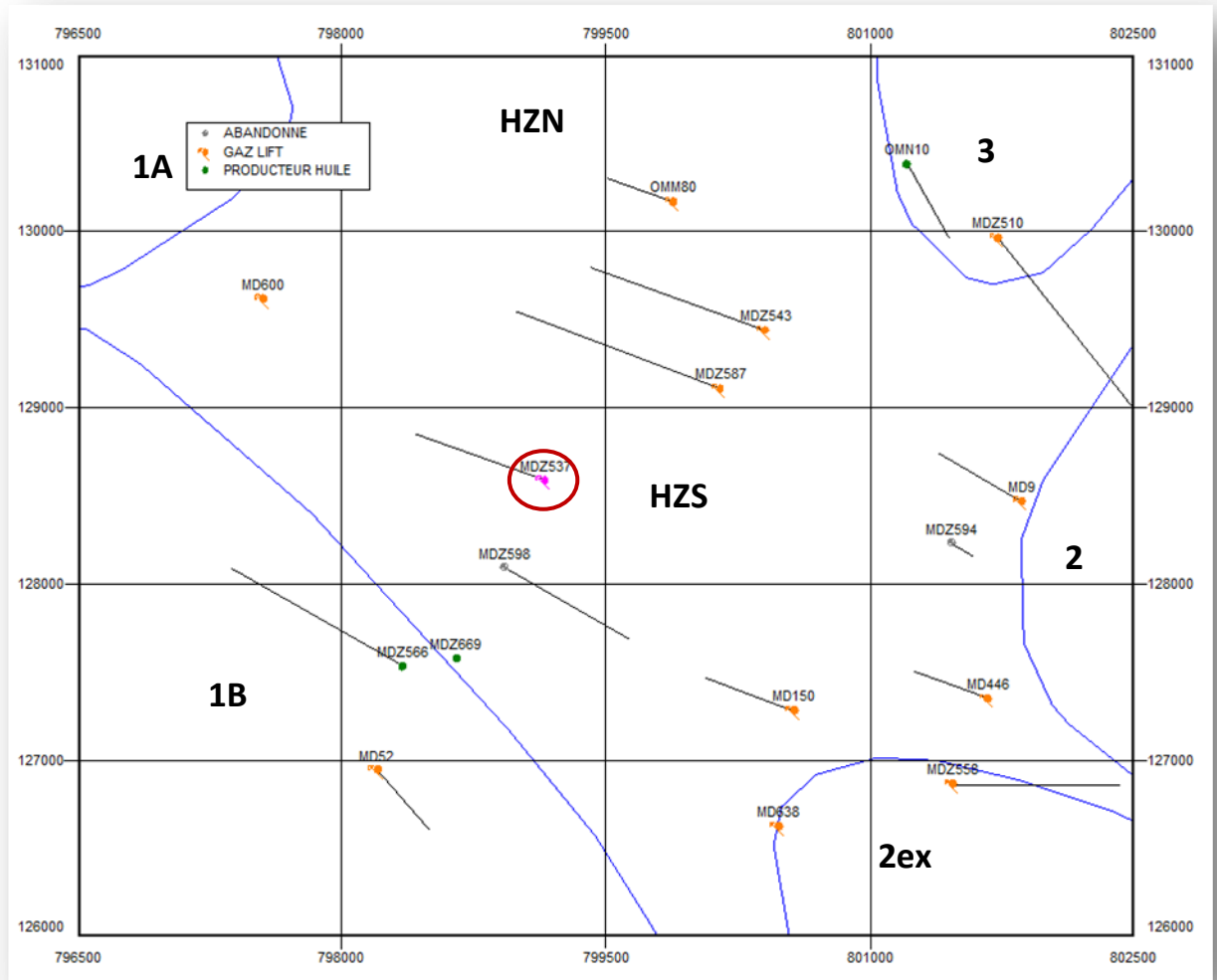


Figure V.1 : Localisation du puits MDZ587

V.2.2. Puits voisins (Tableau V.1)

Puits	Status	Zone	Rayon	Dernier Test			Dernier Jaugeage					
				Type	Date	PG (kg/cm ²)	Date	Débit (m ³ /h)	GOR	Eau/rec (m ³ /h)	Wor	WC (%)
MDZ543	GAZ LIFT	HZS	496.27	PFS	25/10/2016	268.84	09/11/2005	8.26	174	2.33	0	22
MDZ537	GAZ LIFT	HZS	900.49	PFS	22/03/2018	335	05/02/2015	1	1747	3.65	2	62.3
OMM80	GAZ LIFT	HZN	922.07	PFS	07/08/2014	273.4	14/11/2010	1.6	1116	0	0	0
OMM803	GAZ LIFT	HZN	1327.54	PFS	29/06/2017	256.27	23/02/2012	1.16	2169	.244	0	17.4
MD600	GAZ LIFT	HZS	1431.65	SBU	08/10/2011	263	06/03/2016	3.3	801	0	0	0

V.2.3. Historique des opérations

Evènements lors du forage :

- ✓ **la phase 26''**: Lors de cette phase une perte totale à 155 m, VTP: 80 m³, injection LCM+BC. forage à 453 m, remontée avec back reaming suite jumping important.
- ✓ **la phase 16''**: forage à 2038 m, slow ROP, remontée avec back reaming de 900 m à 865m.
- ✓ **La phase 8''1/2**: apparition de l'éruptif à 3305 m (md) 3284 m (TVD) jusqu'à 3320 m (MD), puis de 3330 m à 3344 m TVD. Changement MWD+moteur+ outil suite perte signal. Suite apparition de l'éruptif, interception du réservoir 23 m plus bas que prévu et atterrissage du 7" à 77° au lieu de 61°. Le réservoir RA est topé à 3385 m et le D4 à 3362 m, soit 10 m plus bas que prévu
- ✓ **La phase 6''** : changement sperry sun par PDS. forage à 4487 m VTP: 187 m³. Remontée poisson laisse au fond, repêchage positif, décision prise d'arrêter le forage. (Problèmes techniques de forage).

Déroulements des opérations :

- ✓ **Le 29/10/2006 : Opération Spéciale (Clean Out)** : Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N₂, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N₂, tag à 4128m à cette cote le CT a rencontré plusieurs friction jusqu'à 4400m début d'injection du fluide de traitement, continuer le nettoyage jusqu'à arriver au TD soit à 4482m. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 16/01/2007 Opérations Wire line (Contrôle)** : descente calibre 91 mm : battu à 2867 m CC.
- ✓ **Le 22/01/2007 : Opération Spéciale (Clean Out)** : Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N₂, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N₂, jusqu'à arriver au TD soit à 4482m. début d'injection du fluide de traitement. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 01/04/2007 : Opération Spéciale (Kick Off)** : Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N₂, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), descente CT dans le puits à 3000 m début d'injection d'eau traité + du nitrogène N₂. Kick off du puits OK.
- ✓ **Le 07/02/2008 : Opération Spéciale (Clean Out)** : Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled, Unité d'azote N₂, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N₂, jusqu'à arriver au TD soit à 4484m. début d'injection du fluide de traitement. Kick off du puits OK.
- ✓ **En aout 2008** : Le puits à été fermé suite à un débit nul, en attendant son raccordement au réseau GAS-LIFT, et vu son emplacement cela a pris beaucoup de temps.

- ✓ **Du 05/08/2010 au 13/08/2010 : Opération Snubbing N°1 (Descente CCE) :**
 - Descente couronne 84mm topé à 4484,79m (TD)
 - Descente CCE 1"660.
- ✓ **Le 08/09/2010 Opérations Wire line (Mesure de pression PFS) :**
 - Descente calibre 31 mm : libre jusqu'à 3065 m CC.
 - Descente jauge électronique à 3050 m, début descente 09H02 fin descente 09H33.
 - Début remonté jauge électronique 14H52 fin remonté 16H05 avec des paliers de 5 minutes.
- ✓ **Le 06/06/2011 Opérations Wire line (Mesure de pression PFS) :**
 - Descente calibre 32 mm : libre jusqu'à 3068 m CC.
 - Descente jauge électronique à 3050 m, début descente 08H50 fin descente 09H17.
 - Début remonté jauge électronique 13H17 fin remonté 14H33 avec des paliers de 5 minutes.
- ✓ **Du 27/09/2013 au 11/10/2013 Opérations Snubbing N°2 (Changement CCE) :**
 - Remontée totalité du concentrique 1"660,
 - Descente couronne 84mm, début de nettoyage du puits au brut nitrifié jusqu'à 4482.64m.
 - **Le 07/10/2013 : Opération Spéciale au CTU (Tube clean avec Pulsonix Acid) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled 1"3/4, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4487m. début d'injection d'acide, jusqu'à arriver au TD. Kick off du puits retour d'huile + eau + fluide de traitement sur torche démarrage OK.
 - Descente CCE final 1"660TS90, Ajusté avec sabot 1"660TS à 3057m soit 318Jts.
- ✓ **Du 29/06/2015 au 20/07/2015 Opérations Snubbing N°3 (Changement CCE) :**
 - Remontée totalité du concentrique 1"660,
 - Descente couronne 84mm, début de nettoyage du puits au brut nitrifié jusqu'à 4483m.
 - **Le 15/07/2015 : Opération Spéciale au CTU (Pulsonix Acid) :** Préparation des équipements de Coiled Tubing Coiled 1"3/4, Unité d'azote N2, Unité de pompage (Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, jusqu'à arriver au TD soit à 4480m. Kick off du puits retour d'huile + eau sur torche démarrage OK.
 - Descente CCE final 1"900TS90, Ajusté avec sabot 1"900TS à 3058.3m soit 310 Jts.
- ✓ **Le 15/01/2017 Opérations Wire line (Contrôle):**
 - descente calibre 31 mm : libre jusqu'à 3060 m CC.
- ✓ **Du 11/02/2017 au 07/03/2017 Opérations Snubbing N°4 (Changement CCE) :**
 - Remontée totalité du concentrique 1"900,
 - Descente couronne 84mm topé sédiments à 4231m, début de nettoyage du puits au brut nitrifié jusqu'à 4483,05m, avancement nul.

- Le 03/03/2017 : Opération Spéciale au CTU (Tube clean+ Jet Blaster) :Préparation des équipements de CoiledTubingCoiled1"3/4,Unité d'azote N2,Unité de pompage(Test des équipements à 5000 PSI ; OK), début descente CT dans le puits à 200 m début d'injection d'eau traité + du nitrogène N2, une fois le CT à 3000m début d'injection du produit de traitement (Foumed Gel + HCl 7.5% + TW NH4CL 2%), jusqu'à arriver au TD soit à 4483m. Kick off du puits retour d'huile + eau + fluide de traitement sur torche démarrage OK.
- Descente CCE final 1"900TS90, Ajusté avec sabot 1"900TS à 3060,79m soit 310 Jts.

V.2.4. Essais aux puits (Tableau V.2)

Test	Date	PG (kg/cm ²)	PFD (kg/cm ²)	PT (kg/cm ²)	Débit (m/h)	IP	HKP	HKL (Hw * Kyz)	Skin	Duse	Remarque
DST	09/09/2006	272.91	173.17	32.35	6.7	.086	37	-	.21	12.7	Puits Horizontal (D4)
PFS	08/09/2010	269.81									
PFS	06/06/2011	271.51									
Pression estimé du puits en 2018 : 258 Kg/cm2Well test service											

V.2.5. Jaugeage et production (Tableau V.3)

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	Unité Sépar.	Débit (m ³ /h)		GOR	Pression (kg/cm ²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
06/09/2006	12.7	1440	6.7	999.97	149	32.35	5.52	4.23	38	.4687	0	0
06/11/2006	12	655	4.79	668.68	140	25	17.5	5.51	17	.4571	0	0
27/01/2007	12	720	2.2	158.86	72	24.8	16.5	3.47	17	.9894	0	0
05/05/2007	12	720	1.9	175.60	92	18.2	16.5	3.47	24	.6174	0	0
06/12/2011	12	600	2.8	397.89	142	20.5	18.3	3.16	16	.4994	0	0
22/02/2012	12	600	3.01	1395.91	464	22.5	10	4.69	12	.6552	550	0
04/08/2012	12	600	1.8	1907.44	1057	20	14	3.16	32	.9709	0	0
26/11/2012	12	600	2.81	3185.75	1135	27	17	5.61	12	.8424	0	0
27/01/2013	16	-	1	1984.24	1979	34	19.5	3.57	12	4.9847	580	0
24/02/2013	16	600	3.04	2198.00	724	25.8	16.4	3.37	12	1.2491	46	0
10/05/2013	16	Vx29	.46	1857.70	4077	19.5	15.8	--	36	5.9068	28	0
04/11/2013	16	600	.93	2248.56	2412	18	15.2	5	24	2.5152	1100	0
14/03/2014	16	Vx29	2.27	9420.80	4155	48.7	26.2	--	26	3.1581	277	0
28/10/2014	16	600	.79	3127.94	3964	19	16.5	4.28	30	2.9664	0	0

06/04/2015	16	1440	.22	2690.07	12330	25	16.9	16.32	24	16.8482	0	0
06/10/2015	16	Vx29	.22	997.97	4578	17.1	14	--	31.1	10.6943	769	0
22/01/2016	16	1440	4.7	1614.99	344	52	15.5	15.3	7	1.6268	546	0
25/05/2016	16	-	3.94	2911.80	739	30.5	16.7	--	32.4	1.1378	1100	0
04/08/2016	16	-	2.76	1712.29	620	22	14	4.59	29	1.1707	950	0
20/11/2016	16	1440	2.06	1777.61	862	28.4	15.6	15.4	18	2.0256	4355	0
27/03/2017	16	1440	2.11	2272.74	1077	33	18	17.85	16	2.2992	4380	0
23/04/2017	16	-	1.73	1790.53	1037	32	18	17.64	16	2.724	5334	0
24/04/2017	16	-	1.65	1277.04	776	28	17.5	16.01	14	2.5002	6122	0
27/04/2017	16	-	1.14	1073.15	942	24.3	16.2	15.99	28	3.135	4780	0
12/05/2017	16	-	3.37	2075.98	616	30	18.7	17.44	38	1.3083	3448	0
13/05/2017	16	-	2.89	2307.52	798	28	19.1	17.44	26	1.4232	1420	0
07/08/2017	16	-	2.48	1889.85	762	28	17	16.32	39	1.6605	2891	0
08/11/2017	16	Vx29	2.56	1953.72	763	26.5	17.5	--	26	1.5215	2263	0
25/01/2018	16	-	5.58	3905.90	700	34.75	24.5	4.59	19	.9158	0	0
18/04/2018	16	-	2.4	3444.79	1437	29.5	22	5.3	16	1.8089	4200	0

T O P S D E S F O R M A T I O N S																
ETAGES->	T. ARGILEUX	T. GRESEUX	T. ERUPTIF	Q. HAMRA	G. E. A	A. E. G	Z. ALT	Cm R1	Cm Ra	Cm R2	FOND					
	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD	MD	TVD		
TOIT (m)	3196	3193	3303	3283							3425	3344	3692	3261	14487	13388
C. Abs (m)		-3030		-3120								-3181		-3098		-3225
Epai. (m)		90		61								83		127		

C A R A C T E R I S T I Q U E S P E T R O P H Y S I Q U E S D U R E S E R V O I R														
D E C O U P A G E				R E S U L T A T S - C A R O T T E						I N T E R P R E T A T I O N - E L A N				
DRAIN	TOIT	MUR	EPAIS.	EPAIS.EFF	PERMEA.	PHIE.	So	Sw	SILT.	INTER.INTER	PERMEA	PHIE	Sw	VCL
	(metres)		(m)	(m)	(md)	(%)	(%)	(%)	(m)		(md)	(%)	(%)	(%)
D5	MD	3425	3692	267						-		06	10	06
	TVD	3344	3361	17										
D4	MD	3692	4487	795						-		06	09	06
	TVD	3361	3388	27										

V.2.6. Caractéristiques géologiques et pétrophysiques (Tableau V.4)

ALBIEN : 1063 m à 1437 m Epaisseur = 374 m.

LD2 : 2621 m à 2675 m Epaisseur = 49 m.

TS3 : 2944 m à 3193 m Epaisseur = 249 m.

❖ **commentaire sur le réservoir :**

L'évaluation pétrophysique des formations étudiées (à partir du SONIC DSI) révèle un réservoir principalement de quartzites propres avec une présence de silt en partie, le pourcentage d'argile varie de 10 à 20% avec une présence de quelques intercalations d'argile. La porosité varie de 5 à 8 % et la saturation en hydrocarbure calculée à partir de la résistivité profonde atteintes 80%.

V.3. Analyse de la candidature du puits pour une complétion parallèle

Pour cette analyse, nous allons voir dans un premier temps l'évolution des paramètres de production en fonction du temps. L'influence de la déplétion sur la production, l'influence de l'injection de gaz GL sur le puits.

Par la suite nous allons analyser l'évolution du Water Cut et la salinité, et leurs impacts sur la productivité du puits.

V.3.1. Analyser des paramètres de production

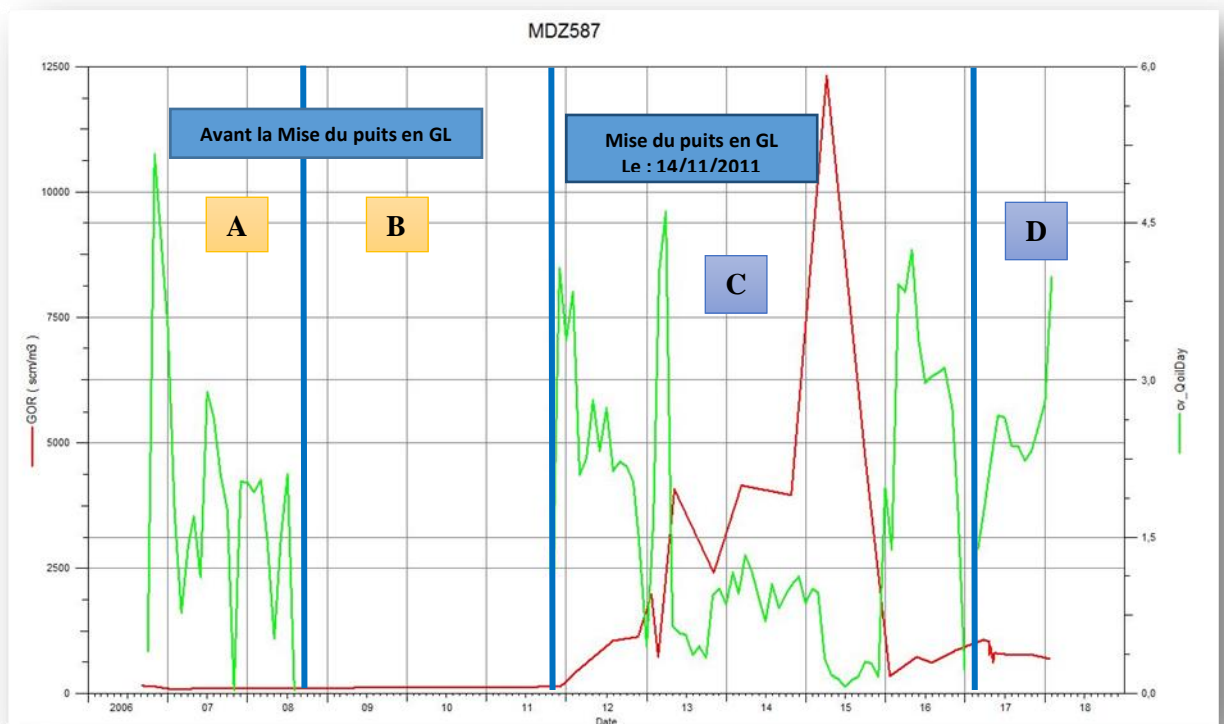


Figure V.2 : Courbe de production (Débit Huile/GOR)

Discussion :

On peut subdiviser le graphe en deux parties principales (**Figure V.2**) :

❖ **Avant la mise du puits en GL :**

La zone A : on constate une diminution rapide du débit de production dans un premier temps de 6.7 m³/h à 1.9 m³/h, et cela est dû à la déplétion naturelle de la pression de gisement, ainsi qu'aux bouchons d'eau périodiques de dessalage qui alourdissent la colonne de production (*augmentation de la pression hydrostatique par l'alourdissement de colonne par l'eau*).

La zone B : Le puits n'a plus assez d'énergie pour débiter de lui-même, d'où la nécessité de recourir aux méthodes de récupération secondaire (Activation par le GAS-LIFT), car une fois la pression de gisement devient égale ou inférieure à la pression hydrostatique, Le puits ne peut plus débiter par lui-même, il faut donc diminuer la pression hydrostatique par l'injection de GAS-LIFT afin d'alléger la colonne par la diminution de la densité du fluide qui s'y trouve par le principe de la loi suivante (V.1) :

$$\text{Pression Hydrostatique} = \frac{\text{Profondeur vertical} \times \text{Densité du fluide}}{10.2} \quad (\text{V.1})$$

Le puits à été fermé en attendant son raccordement au réseau de GAS-LIFT, cela a pris du temps vu sa position éloignée par rapport au réseau de dessert déjà existant.

❖ **Mise du puits en GL :**

Une fois le puits mis en GL (le 14/11/2011) on observe une augmentation de GOR du au gaz injecté. On remarque aussi une instabilité du débit d'huile ainsi que celui du gaz qui revient aux arrêts répétitifs de l'injection de gaz mais aussi au réajustement répétitif des quantités de gaz injectés sans oublier l'influence de l'eau injectée (**zone C**).

Le 06/04/2015, lors du test de jaugeage nous remarquons un pic dans le GOR et une valeur réduite du débit de production (0.22 m³/h), cette diminution est due aux perturbations du réseau GAS-LIFT où on remarque plusieurs arrêts et réajustement où la quantité de gaz injecté est devenu insuffisante pour pousser l'huile du fond jusqu'en surface, donc le gaz va s'accumuler progressivement dans la colonne de production pour former un bouchon de gaz qui va être libéré par la suite d'un seul bloc en transportant d'infimes quantités d'huile avec lui, ce qui explique le pic observé dans la courbe, sans oublier que le puits est très salé 314 g/l malgré l'injection d'eau en continu, il nécessite des bouchons d'eau périodiques rapprochés.

Dans la *figure V.3*, on remarque que l'intervalle des BE est éloigné, ce qui peut laisser les sels s'accumuler, se précipiter et se cristalliser endommageant ainsi la productivité du puits.

Une intervention au Snubbing à été programmé afin de changer le concentrique mais aussi de nettoyer le fond du puits avec un traitement **Pulsonix Acid** à l'aide d'une unité Coiled Tubing.

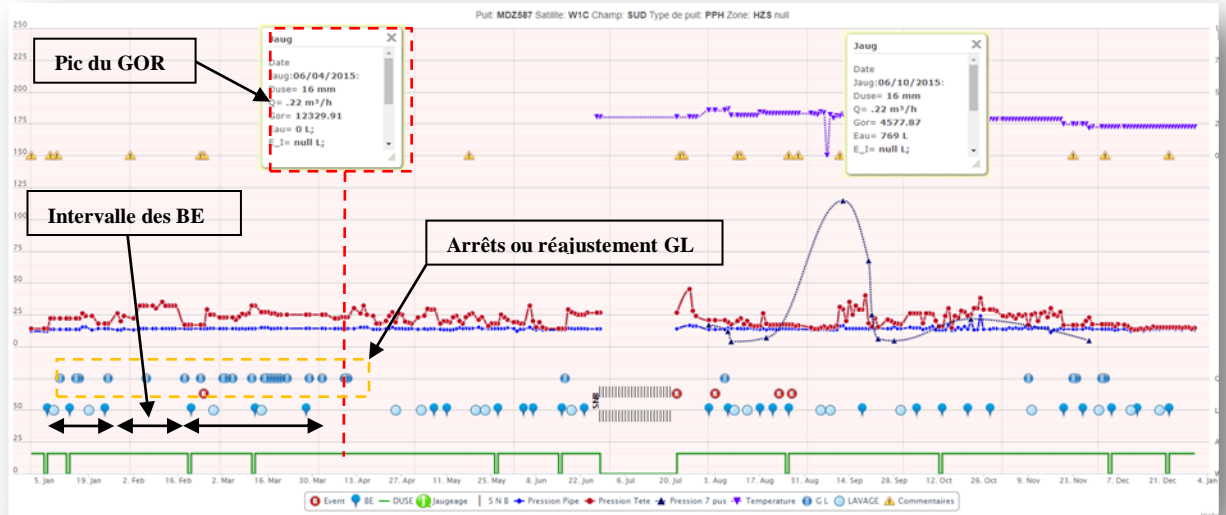


Figure V.3 : Suivi des paramètres de production (Cahier de courbe SH/DP)

Pour la dernière partie de la *figure V.2* (zone D), l'augmentation du débit de production d'huile à partir de 2017 est due à l'optimisation de l'injection de gaz et le suivi rigoureux des bouchons d'eau par rapport à la salinité du puits. Cette optimisation reste éphémère car on ne peut pas maitriser à 100% l'injection des deux fluides en même temps à travers un concentrique.

V.3.2. Analyse de l'évolution de WC et de la salinité

Le Water Cut est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile :

$$Wc = \frac{Q_w}{Q_w + Q_o} \quad (V.2)$$

Q_w : le débit d'eau produit de la formation et de l'eau d'injection ($Q_w = Q_{inj} + Q_f$).

Q_o : le débit d'huile.

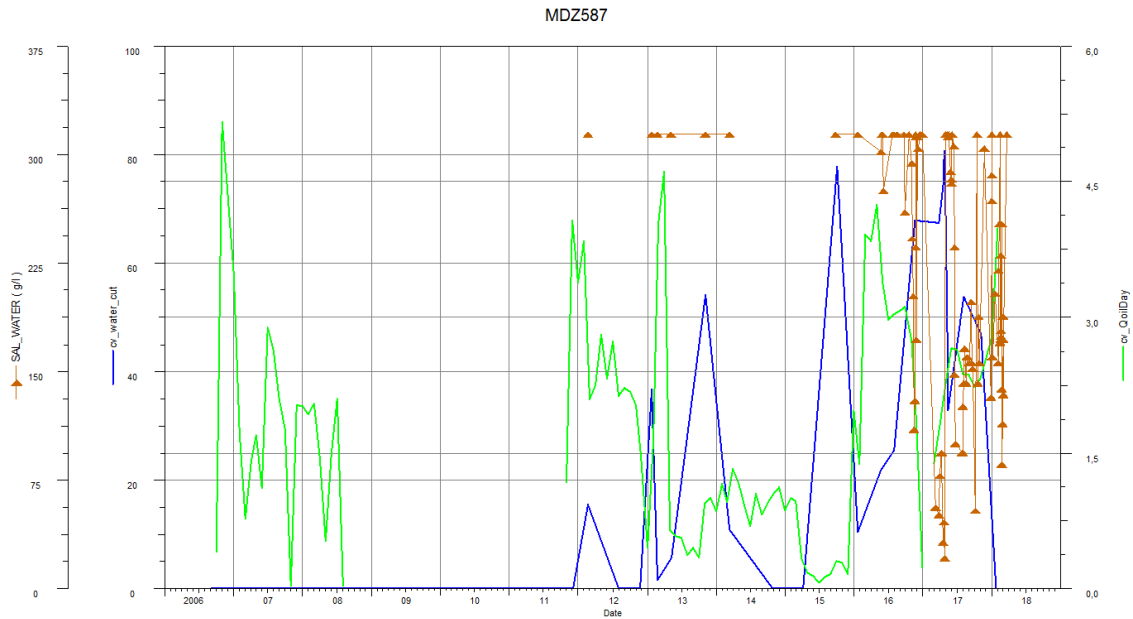


Figure V.4 : Courbe d'évolution du WC et de la salinité

Discussion : (Figure V.4)

Au début de l'exploitation du puits, le pourcentage de Water Cut est faible à cause de l'absence de l'injection d'eau en continue.

À partir de novembre 2011, le pourcentage de Water Cut a connu une augmentation, à cause du début de l'injection d'eau en continue.

Après une certaine période de production, le puits a connu plusieurs pics de WC avec des valeurs de salinité très élevée allant jusqu'à 314 g/l, ces pics sont accompagnés par une diminution du débit d'huile, ce phénomène est très répandu dans les puits GAS-LIFT avec injection d'eau en continu. Ces variations sont dues généralement à la difficulté d'optimiser la quantité d'eau ou de gaz injectés, le comportement du puits reste instable avec des grandes variations dans le débit.

La salinité élevée du puits nécessite en plus de l'injection d'eau en continu le recours à des bouchons d'eau périodiques afin de garder un seuil de salinité acceptable (inférieur à 250 g/l) et d'éviter la précipitation et la cristallisation des sels qui va causer le bouchage du puits. D'autre part en injectant de l'eau, il faut réajuster le débit de gaz afin d'alléger la colonne de production et garder un débit stable.

V.3.3. Analyse de la stabilité du puits MDZ587

Le puits MDZ587 a connu plusieurs arrêts, plus de 230 arrêts en 10 ans, ce qui représente au long terme un manque à produire considérable. Ces arrêts sont dus en majorité à l'utilisation de bouchon d'eau où il faut fermer le puits au minimum 6 à 8 heures, et aussi aux arrêts GAS-LIFT provoqués par la formation des hydrates ou bien à la variation de la pression d'injection du réseau.

On observe qu'entre 2015 et 2016 le nombre des BE suivi par des arrêts GAS-LIFT ont presque doublé par rapport aux années précédentes. Ceci est probablement dû à la percée d'eau de gisement ce qui a entraîné une perturbation dans le comportement du puits ainsi que celui du réservoir lui-même. (Figure V.5)

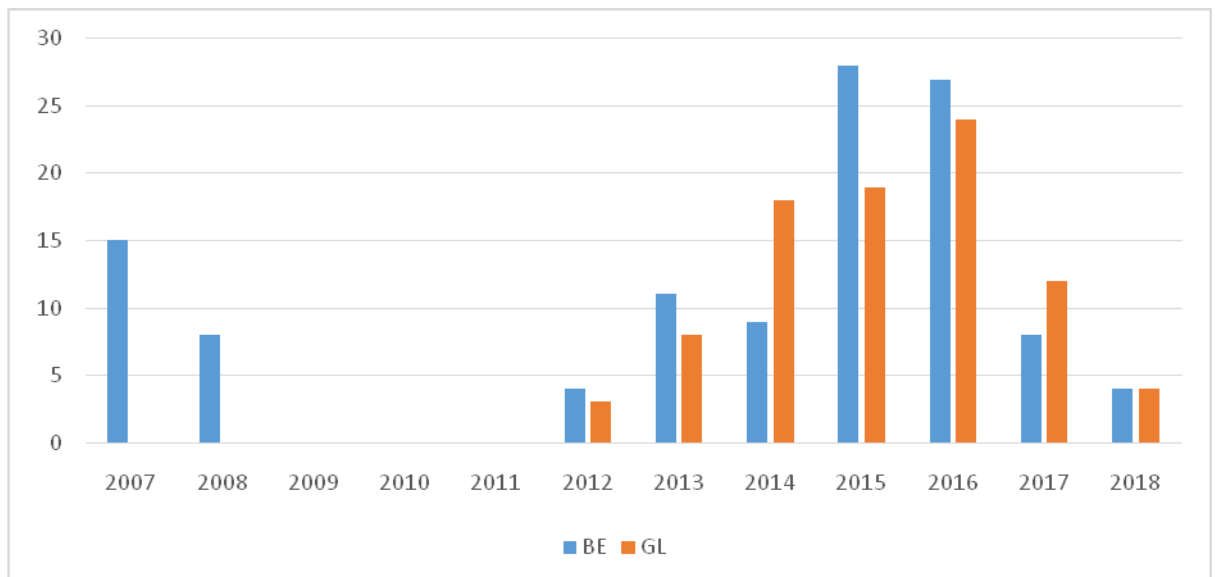


Figure V.5 : Diagramme des arrêts dus au GL et BE

V.3.4. Etude économique

L'évaluation économique des opérations est indispensable pour justifier leur application sur les puits. Cela consiste d'une part, à calculer le coût total de l'opération, et d'autre part à connaître la production du puits (exprimée en monnaie) avant et après l'opération pour pouvoir calculer le gain en débit et l'amortissement (le nombre de jours nécessaires pour récupérer la valeur de l'investissement). De cette façon et avec de simples calculs on pourrait juger la rentabilité des opérations et leurs priorités.

La première opération de Snubbing pour le MDZ587 a été réalisée en aout 2010 dans le but d'équiper le puits par un concentrique. Le puits a subi en tout quatre opérations de Snubbing, dont trois opérations préventives de nettoyage et de changement de concentrique d'injection.

En outre, durant les 7 dernières années le puits a connu plusieurs interventions préventives très coûteuses mais indispensables pour son bon fonctionnement. Plusieurs interventions au CTU aussi on été réalisées afin de nettoyer le drain horizontal du puits. (Tableau V.5)

N°	Début	Fin	Nb de jours	Type d'opération	Coût estimé en KDA
1	05/08/2010	13/08/2010	9	Descente CCE	27000
2	27/09/2013	11/10/2013	15	Changement CCE	33000
3	29/06/2015	20/07/2015	22	Changement CCE	39000
4	11/02/2017	07/03/2017	25	Changement CCE	42000

Tableau V.5 : Investissement SNB sur le puits MDZ587

Sur les 10 dernières années un investissement de 141000 KDA a été fait pour le puits soit l'équivalent d'un plus de **1.2 million de dollars**, et avec un manque à produire de 71 jours (temps des opérations) ce qui représente avec un débit moyen de **2 m³/h**, un manque à produire d'environ **21435 bbl. (Un plus d'un million de dollars)**. Ajoutant à cela les charges consenties pour l'injection périodique des BE et les temps d'arrêts du GAS-LIFT. La marge de dépenses pour maintenir le puits en production ne fait qu'augmenter. C'est pour ces raisons que nous proposons d'équiper le puits MDZ587 par une complétion parallèle afin d'éviter tous ces coûts supplémentaires.

➤ **L'estimation du coût de l'opération**

Nous allons faire une estimation théorique du prix du changement de la complétion du puits MDZ587 par une complétion parallèle.

↳ **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) :

$$\text{payout (jours)} = \frac{\text{cout en volume équivalent (bbl)}}{\text{gain net en production (bbl/jour)}} \quad (\text{V.3})$$

$$\text{payout}(\text{Estimé. Jours}) = \frac{\text{cout estimé } (\$)}{\text{gain estimé } \left(\frac{\text{bbl}}{\text{jour}}\right) \times \text{prix du baril } \left(\frac{\$}{\text{bbl}}\right)} \quad (\text{V.4})$$

D'après les calculs théoriques qu'on a effectués sur le puits MDZ587 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 Payout en Mai 2018 est de 76 US \$/bbl. Figure V.6

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



Figure V.6 : Evolution du prix du pétrole 2018

Résultats techniques (Tableau V.6)

Le puits : MDZ587	Cout de l'opération		Cout équivalent		Gain net par jours		Payout (Jours)
	(KDA)	(US \$)	(m ³)	(bbl)	(m ³ /j)	(bbl/j)	
Avec un débit stable de : 3m ³ /h	94600	815546,6	2881,74	18123.26	72	452,81	40.02
Avec un débit stable : 2m ³ /h	94600	815546,6	2881,74	18123.26	48	301,87	60.04

Etant donné que le temps requis pour amortir l'investissement est court (deux à un mois et demi) alors, le projet concernant l'utilisation de la complétion parallèle pour le puits MDZ587 peut être rentable à long terme.

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 MDZ587, 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.

Afin d'affiner notre sélection des puits candidats à la complétion parallèle on doit prendre en considération les problèmes rencontrés avec les deux premiers puits (OMJZ742, MDZ651) qui sont déjà équipés en complétion parallèle pour éviter le maximum de problèmes après la mise en place de la complétion.

V.4. Problèmes rencontrés avec les puits OMJZ742 et MDZ651**V.4.1. Problèmes rencontrés avec le puits OMJZ742**

Le temps de l'opération Work Over a été relativement long du au problème rencontré lors des opérations (attente de l'équipement surtout les pipes jointset un blocage lors de la descente de la complétion, le puits a absorbé un peu plus de 600m³ de boue et de saumure), ce qui a complètement perturbé le comportement du puits.

Le puits à été mis en production fin novembre 2017, des sa mise en production plusieurs problèmes liés aux vannes utilisées dans la complétion sont apparus.

Alors le puits a été fermé et une série de réunions ont été effectuées avec les représentants de la complétion afin de déterminer le problème et trouver une solution le plus rapidement possible.

Des tests ont été préconisés (**OMJZ-742 WL and Completion integrity testing**) pour déterminer la source du problème où chaque compartiment de la complétion a été testés séparément afin de localiser la défaillance.

Le puits à été rouvert en février 2018 afin de mettre en exécution le programme de test établi par la société de service. Le puits a commencé à produire 100% d'eau. La source de cette eau était principalement l'eau de gisement, alors un traitement matricielle à été programmé et effectué afin de stimuler le réservoir ainsi que des modifications ont été apportés aux paramètres de la complétion (pression et débit de gaz injecté, débit d'eau, dimension des orifices des vannes).

Actuellement le puits est sous observation avec un suivi rigoureux de tous les paramètres de production dans le but d'évaluer le comportement du puits avec une telle complétion et de mieux maîtriser cette nouvelle technologie sur le champs de Hassi Messoud, et pouvoir la généraliser sur les autres puits candidats.

V.4.2. Problèmes rencontrés avec le puits MDZ651

Une fois la complétion parallèle mise en place, et lors de l'opération wire line du 06/02/2018 pour le changement de la dummy valve par la switching valve, un essai de désencrage a été réalisé sans résultat. La dammy valve est restée coincée à l'intérieur de l'SPM, et après plusieurs tentatives d'instrumentation, le kick over tool s'est cassé à l'intérieur de l'SPM sans possibilité de le récupérer à cause de la différence de pression entre la partie inférieure du concentrique, la dammy valve et le tubing de production. Une opération de Work Over a été programmée afin de remonter la complétion et de récupérer l'SPM avec le kick over tool cassé, changer l'SPM endommagé et remettre la complétion en place.

Conclusion et recommandation

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 cités dans le chapitre quatre (IV).

- Eviter les puits en percé de gaz ou d'eau d'injection.
- Pression de gisement insuffisante pour acheminer le fluide jusqu'en surface.
- Les puits non éruptifs activés par le GAS-LIFT (Puits GL avec BE périodiques rapprochés)
- Puits salés ou avec présence d'eau de réservoir (Water Cut), sollicitant une injection d'eau en continu
- Bon état de l'intégrité et de la cimentation du casing 7"
- Les puits ne doivent pas être repris en Tie Back
- Il est nécessaire d'équiper le puits on HO par un LPP avant la mise en place de la complétion parallèle.

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 MDZ587 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, comme nous l'avons vu dans la conclusion du cinquième chapitre (V).

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.
- ✓ Prendre en considération tous les problèmes rencontrés au niveau des deux puits pilotes OMJZ742 et MDZ651 qui sont déjà équipés par une complétion parallèle (Les problèmes survenus lors des opérations de WO ou lors de la mise en service des puits).
- ✓ 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 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 ce qui va donner une diminution dans la production d'huile.

- ✓ L'optimisation du débit de 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 GAS-LIFT et/ou injection d'eau, 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.

Références

Bibliographiques

Références Bibliographiques

[1] Google map.

[2] Amirouche Nadir « 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 » Projet fin d'induction SONATRACH le : 11/11/2014.

[3] MEBROUKI AHMED, MEZZAR SOUFIANEOULD HABIBOULLAH MED VALL« Etude et optimisation de gaz lift effectué dans les puits pétrolière du champ de Haoud Berkaoui »Mémoire de master 2013.

[4] GASMI Intissar « Activation des puits par le Système Hydraulique Jet Lifting Puits RECN-1 » Mémoire de master 2016

[5] Les puits éruptif total

[6] D.PERRIN, M.CARON, G.GAILLOT « La production fond » livre décembre 2007 –en France.

[7] Production et traitement des pétroles bruts salés 1976.

[8] Hamouda Djihéne, Mebrouka, Kadri Maroua, Mebarkia Asma,« complétion de puits en GLC et optimisation gaz lift »Mémoire de master 2017.

[9] Sid Toufik, Fahdi Mabrouk, Touahir Mohieddine« optimisation gaz lift (complétion GLS, GLC+ Dessalage à HBK) » Mémoire de master 2012

[10] Bourahl Amira, Nor Fatima Zohra, Zemmal Abd Ennour « modélisation et optimisation de performance (production, pression) par injection du gaz lift champ Hassi R'mel » Mémoire de master 2016

Annexes

Annexe A1

AGE		TYPE DE CORELATION		CFPA	SN REPAL			
				DIAGRAPHIQUE	PETRO-PHYSIQUE	SEDIMENTOLOGIQUE	DIAGRAPHIQUE.	
LE CAMBRIEN	Isométriques	Grès	Ri	Réservoir	R70	D5		
					R95			
	R100	D3	Ra moy	M ₇				
	R130			D2		M ₆		
	R140	ID	Ra inf.			M ₅		
	R150			D1		M ₄		
	R160					M ₃		
	R170					M ₂		
	R180					M ₁		
	R190							
					R200			
		R2 (SN REPAL)	R2 (CFPA)	R2	Réservoir			
	R3							
					R300			

Figure A1. Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud

Annexe A2

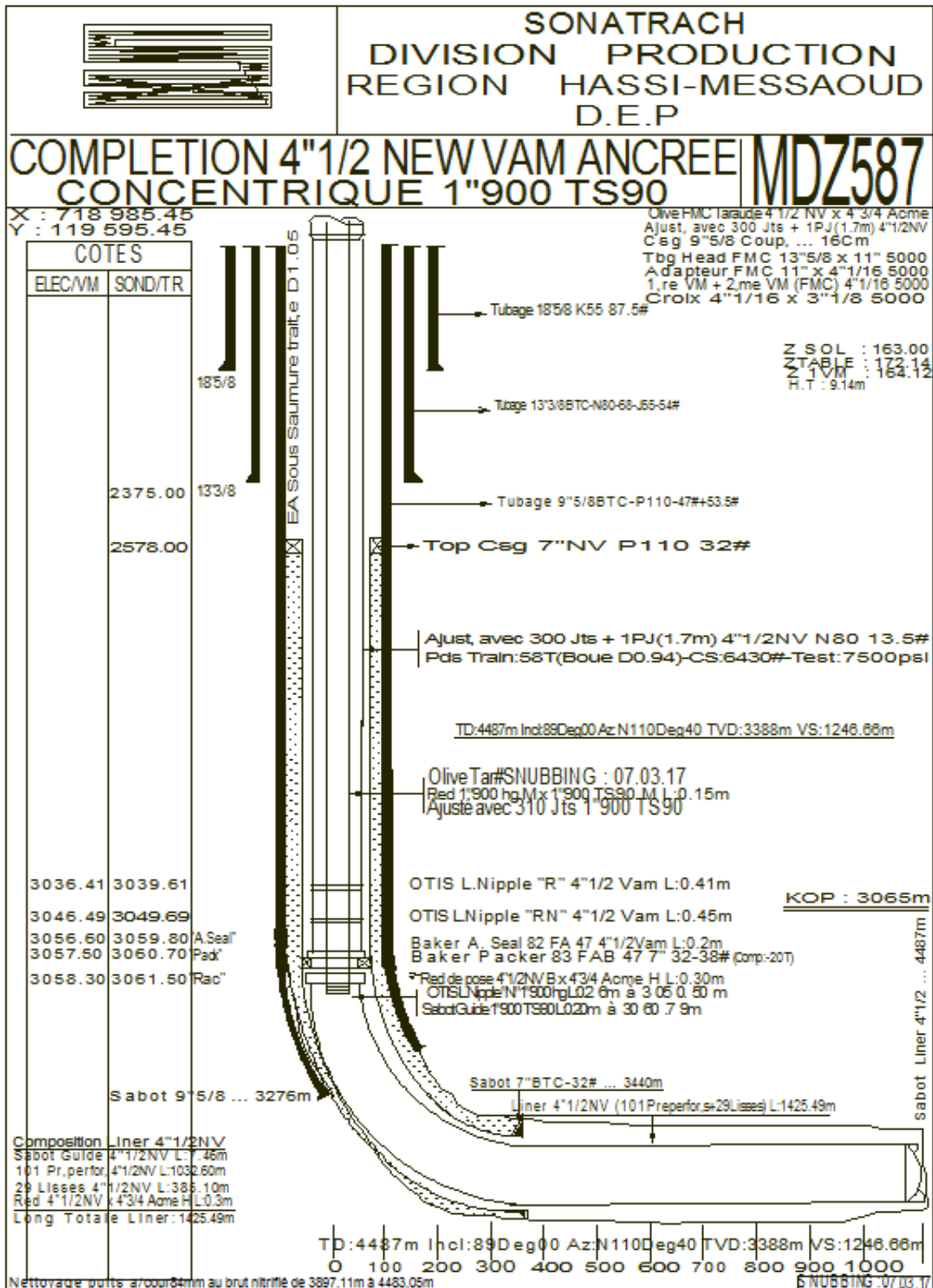


Figure A2. Fiche technique du Puits MDZ587

Annexe A3

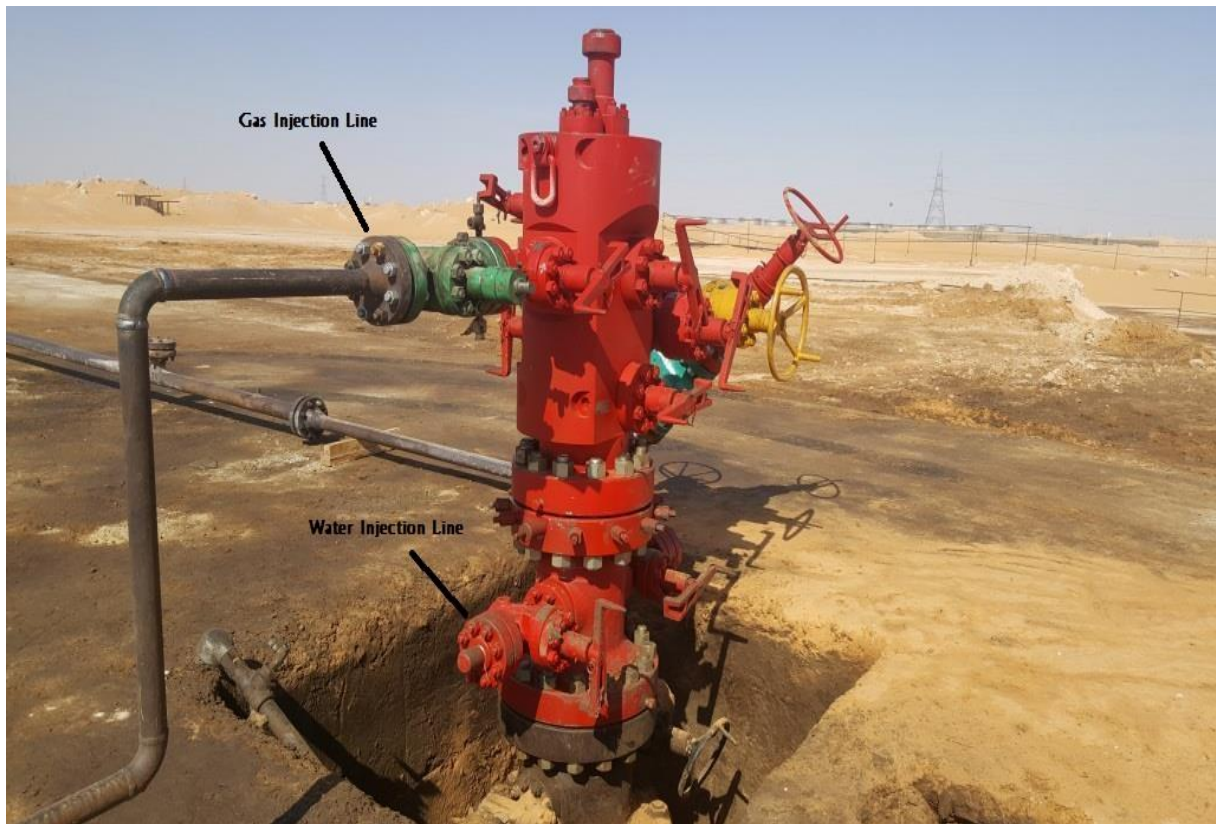


Figure A3. Tête de puits GLC

NB ; les deux puits MDZ651 et OMJZ742 sont équipé du même type de tête de puits

Annexe A4

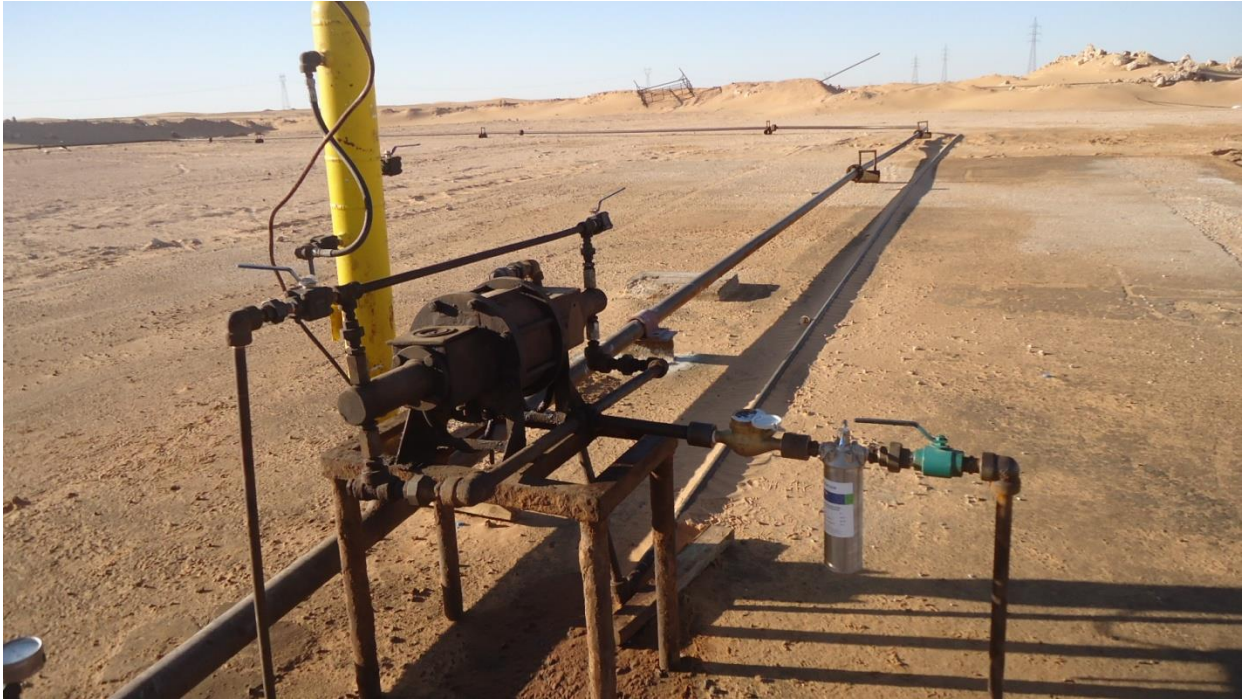


Figure A4. Pompe BSB + filtre a eau

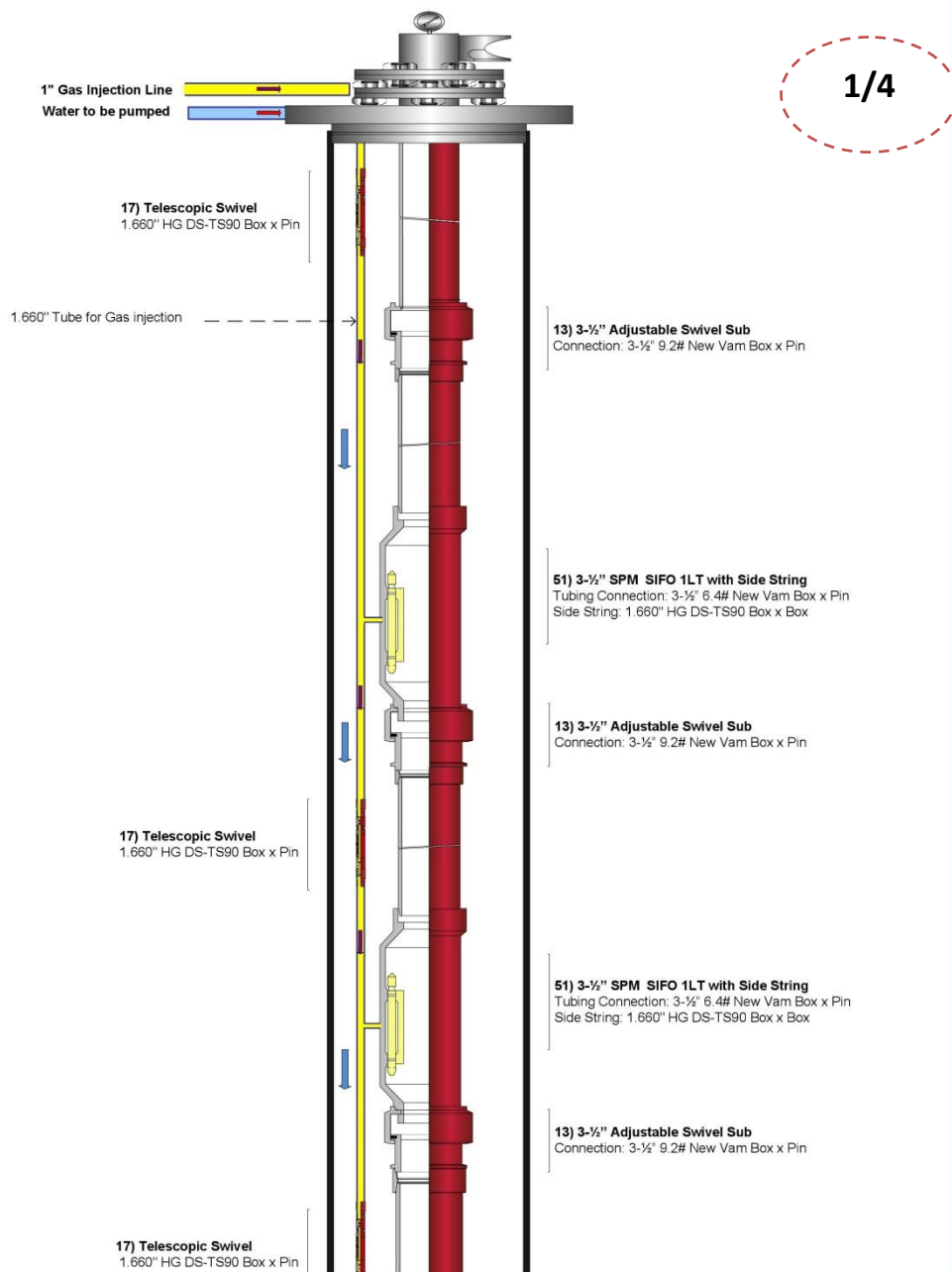
Annexe A1

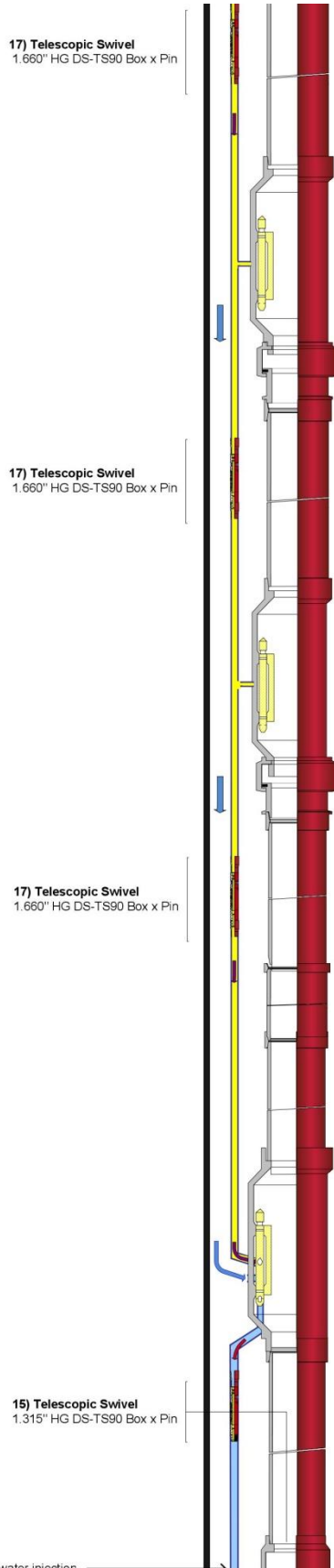


Weatherford®

Water and Gas Injection Completion System for Haoud Berkaoui and Hassi Messaoud

7" Wireline Set Production Packer, PBR Seal Assy,
3-1/2" GLM, 2-7/8" Switching Valves and Tailpipe Accessories





51) 3-1/2" SPM SIFO 1LT with Side String
 Tubing Connection: 3-1/2" 6.4# New Vam Box x Pin
 Side String: 1.660" HG DS-TS90 Box x Box

13) 3-1/2" Adjustable Swivel Sub
 Connection: 3-1/2" 9.2# New Vam Box x Pin

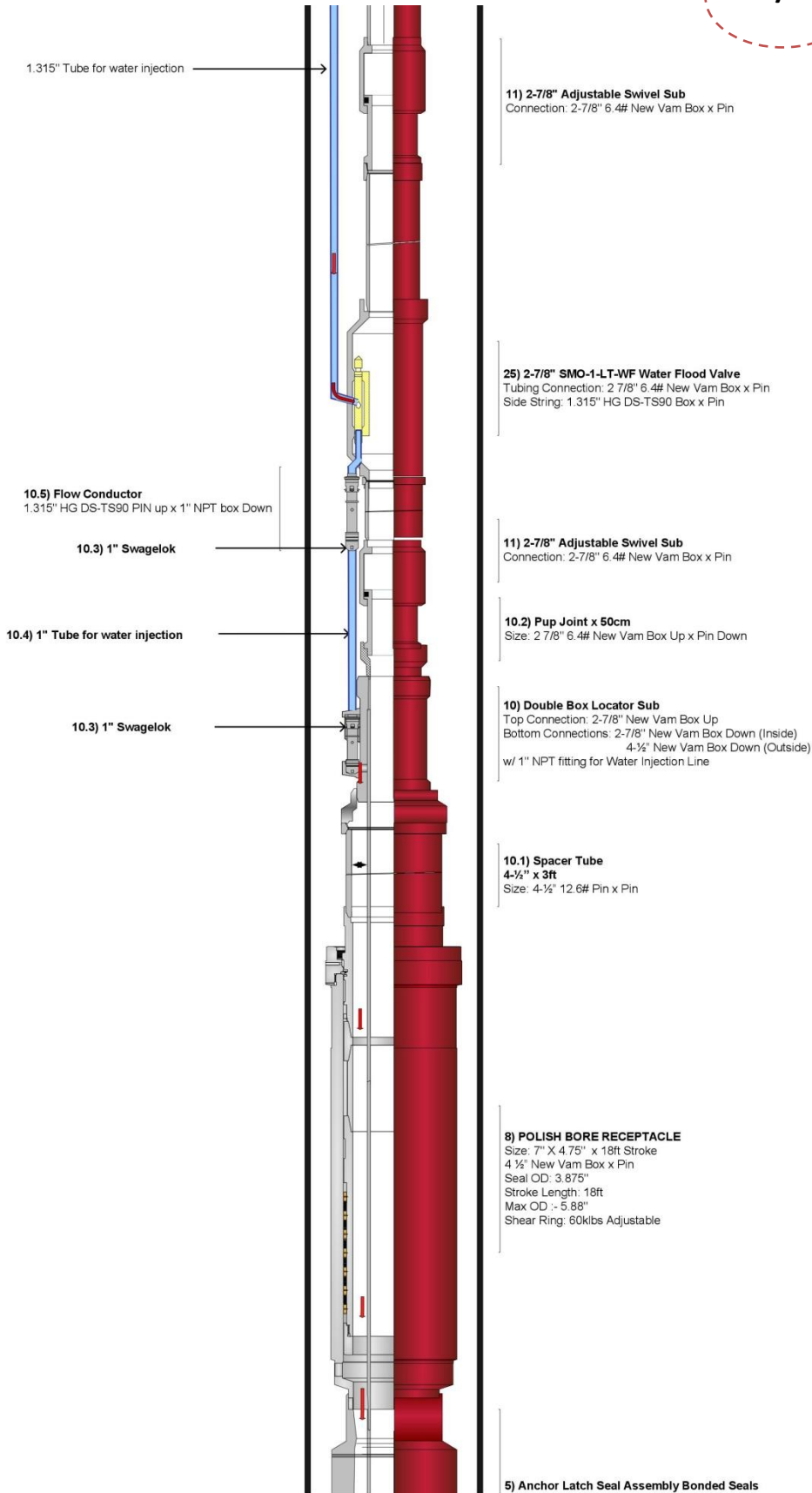
51) 3-1/2" SPM SIFO 1LT with Side String
 Tubing Connection: 3-1/2" 6.4# New Vam Box x Pin
 Side String: 1.660" HG DS-TS90 Box x Box

13) 3-1/2" Adjustable Swivel Sub
 Connection: 3-1/2" 9.2# New Vam Box x Pin

19) 3-1/2" x 2-7/8" Crossover
 Connection: 3-1/2" 9.2# New Vam Box x
 2-7/8" 6.4# New Vam Pin

45) 2-7/8" SMO-1 LT-SW Access Switching Valve
 Tubing Connection: 2-7/8" 6.4# New Vam Box x Pin
 Side String: 1.660" HG DS-TS90 Box up x
 1.315" HG DS-TS90 Box Down

1.315" Tube for water injection



1.315" Tube for water injection

10.5) Flow Conductor
1.315" HG DS-TS90 PIN up x 1" NPT box Down

10.3) 1" Swagelok

10.4) 1" Tube for water injection

10.3) 1" Swagelok

11) 2-7/8" Adjustable Swivel Sub
Connection: 2-7/8" 6.4# New Vam Box x Pin

25) 2-7/8" SMO-1-LT-WF Water Flood Valve
Tubing Connection: 2 7/8" 6.4# New Vam Box x Pin
Side String: 1.315" HG DS-TS90 Box x Pin

11) 2-7/8" Adjustable Swivel Sub
Connection: 2-7/8" 6.4# New Vam Box x Pin

10.2) Pup Joint x 50cm
Size: 2 7/8" 6.4# New Vam Box Up x Pin Down

10) Double Box Locator Sub
Top Connection: 2-7/8" New Vam Box Up
Bottom Connections: 2-7/8" New Vam Box Down (Inside)
4-1/2" New Vam Box Down (Outside)
w/ 1" NPT fitting for Water Injection Line

10.1) Spacer Tube
4-1/2" x 3ft
Size: 4-1/2" 12.6# Pin x Pin

8) POLISH BORE RECEPTACLE
Size: 7" X 4.75" x 18ft Stroke
4 1/2" New Vam Box x Pin
Seal OD: 3.875"
Stroke Length: 18ft
Max OD: 5.88"
Shear Ring: 60klbs Adjustable

5) Anchor Latch Seal Assembly Bonded Seals

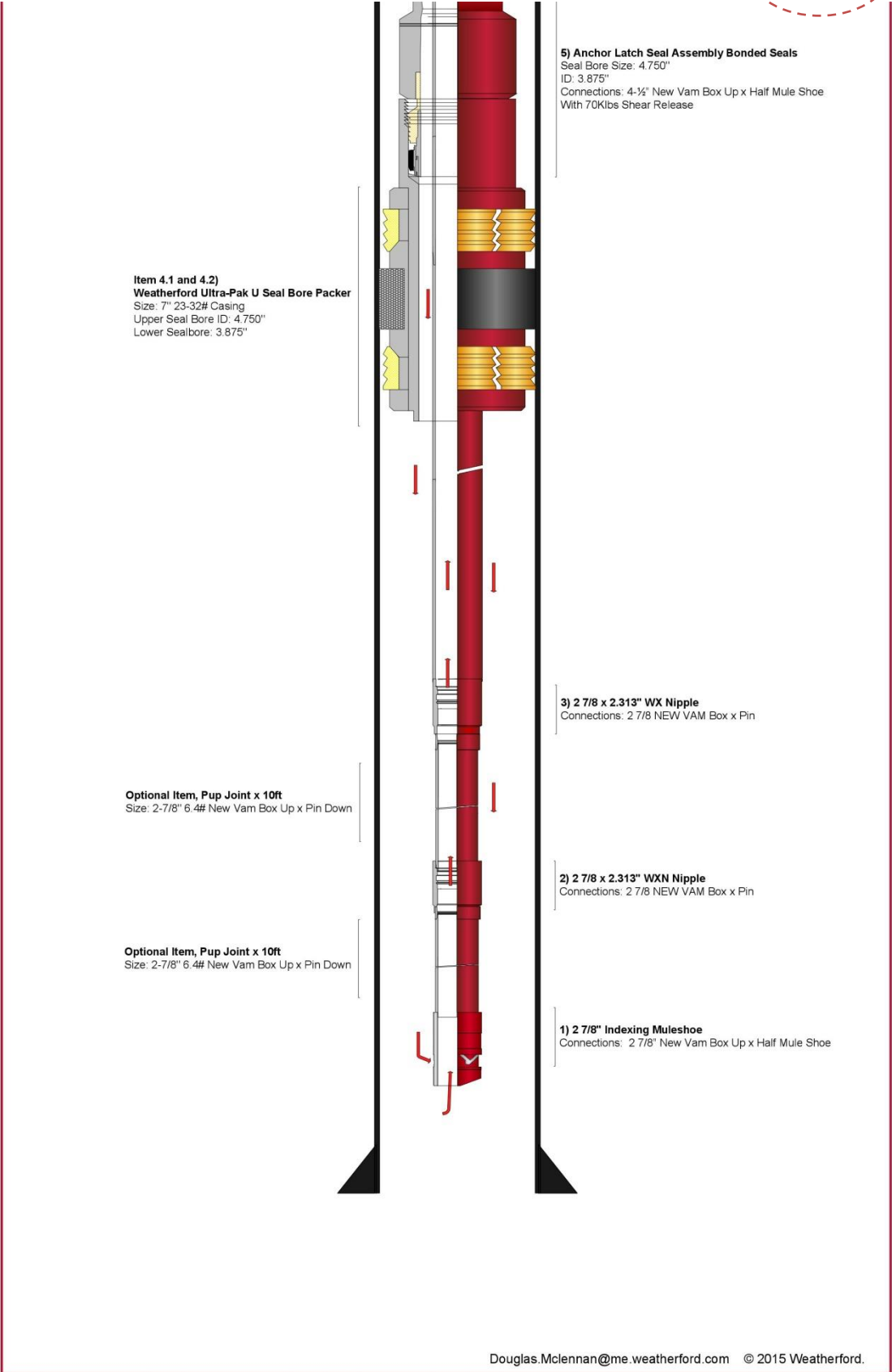


Figure A5. Fiche technique de la complétion parallèle