

N° de série :/2017

Université De Kasdi Merbah -Ouargla-



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

Département de production des hydrocarbures

MEMOIRE
Pour obtenir le Diplôme de Master
Option : Production professionnel

Présenté par :

CHEER Hassiba

ZOUINE Bouthiena

-THEME -

**Etude comparative entre les complétions gaz-lift
actuelles à HRM, et la nouvelle complétion GLC
parallèle**

Soutenu le : 25 / 05 / 2017 devant le jury composé de :

Président :	Mr. DADA Saada	Univ.Ouargla
Examineur:	Mr. KHEBBAZ Mohammed	Univ.Ouargla
Encadreur:	Mr. ARBAOUI Mohammed Ali	Univ.Ouargla

Résumé :

Dans les champs de Hassi R'mel les puits nécessitent une double injection, l'eau pour le dessalage des dépôts de sel et le gaz lift pour le liftage, cette mode d'injection est réalisée par différents types des complétions comme GLS, Mixte et GLC .

Dans ce travail on a étudié l'influence de quelques paramètres sur l'optimisation d'injection de gaz lift comme , la quantité de gaz injecté, la profondeur, et le diamètre de concentrique, et on a fait une comparaison entre les complétions actuelle (GLS, Mixte) le plus utilisés dans le champs de HRM et la nouvelle complétion conventionnelle parallèle (GLC), et on termine notre travail par une étude économique que montre l'efficacité de la complétion parallèle par rapport la complétion actuelle

Les mots clé : gas lift, complétion, dessalage, GLC, GLS, Mixte, dépôts, liftage.

Abstract :

In the fields of Hassi R' mel wells which require double injection, water for the desalting of the salt deposits and the gas lift for the lifting, this type of injection are produced by different completions like GLS, mixte and GLC .

In our thesis we will study the influence of some parameters on optimization of gas lift injection, like the quantity of gas injected, the depth, and the diameter of concentric, also we did a comparison between the current completion (GLS, Mixte) which are the most useful in HRM and the new parallel conventional completion (GLC), then we finished this work by an economical study which indicate the effectiveness of GLC in a comparison with GLS and Mixte.

Key words: gas lift, completion, desalting, GLC, GLS, Mixte, deposits, lifting.

ملخص

يتطلب استغلال الآبار في الحقول البترولية التابعة لمنطقة حاسي الرمل عملية الضخ الثنائي. الماء من أجل إذابة الترسبات الملحية و الغاز من أجل تسهيل عملية استخراج البترول وهذه العملية تتم عبر تهيئة الآبار بمعدات مختلفة مثل GLC, GLS, Mixte

في هذا العمل قمنا بدراسة تأثير عدة عوامل على تحسين عملية ضخ الغاز المساعد, مثل كمية الغاز المضخة, العمق و قطر الأنبوب كما قمنا بمقارنة بين التهيئة الحالية للآبار (GLS , Mixte) المستعملة بكثرة في منطقة حاسي الرمل و التهيئة الجديدة. و في الأخير قمنا بدراسة اقتصادية التي بينت فعالية التهيئة الجديدة بالمقارنة مع التهيئة الحالية.

الكلمات المفتاحية: غاز مساعد, تهيئة, إزالة الملح, الترسيب, التصعيد, GLC, GLS, Mixte

Dédicace



Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères à
toutes*

*Mes sœurs et à tous les membres de ma famille et toute
personne qui*

Porte le nom ZOUINE

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout :

*AMEL, CHERIFA, IMEN, YASMINA, MERIEME,
SAADI, FARESS et les autres.*

Sans oublier tous mes collègues du groupe

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à

HASSIBA CHEER

Bouthiena
BOUCHEUR

Dédicace



Je dédie ce modeste travail à :

Avant tous à mes chers parents

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers frères à toutes

*Mes sœurs et à tous les membres de ma famille et toute
personne qui*

*Porte le nom **CHEER***

Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout :

***AHLEM, IBTISSEM, HAKIM, KHALED, MOUNIR** et les
autres.*

Sans oublier tous mes collègues du groupe

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à

BOUTHIENA ZOUINE

Hassiba
HASSIBA

Remerciement

Mon plus grand respect va à toute la famille du département de la production de SONATRACH DP HRM pour m'avoir donné l'occasion de faire ce travail dans un contexte agréable.

En premier lieu, j'exprime ma profonde gratitude à DIEU le tout puissant qui m'a éclairé dans le chemin du savoir.

Je remercie vivement mon encadreur Mr. ARBAOUI Med Ali qui m'a fourni les outils nécessaires à la réussite de ce travail

Je tiens à remercier Mr. DADA Saada pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ce mémoire.

Je présente également ma profonde reconnaissance à Mr. KHEBBAZ Mohammed qui a accepté d'examiner mon travail.

*Ma profonde gratitude va à Mr. LOUAFI Youcef, Mr. BOUZIDI Mostapha
Md. LAROSSE Soumia.*

Enfin, je tiens à témoigner toute ma gratitude à ma mère et mon père pour leur confiance et leur support inestimable.

Un grand merci à tous

Liste des figures

Figures	page
Figure I.1 : Complétion spéciale avec tubing suspendu (GLS)	4
Figure I.2 : complétion d'un puits en GL avec injection sous-packer (mixte)	5
Figure II.1 : Complétion gaz-lift conventionnelle avec système de dessalage au fond	8
Figure II.2 : Système de dessalage	9
Figure III.1: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté	11
Figure III.2: La courbe IPR (inflow)	14
Figure IV.1 : Evolution de la pression de réservoir en fonction du temps	15
Figure IV.2: Evolution du Water cut dans les CTHS en fonction du temps	16
Figure IV.3: Courbe de solubilité du NaCl en fonction de la température	17
Figure IV.6: Choix de la corrélation adéquat pour le calcul des pertes de charges(HRE402)	20
Figure IV.7:Point de fonctionnement (courbes TPC, IPR)	21
Figure IV.8: Courbe de performance de différents débits d'injection de gaz	22
Figure IV.9: Choix de diamètre optimum de tubing	22
Figure IV.10 : Débit de production de puits HRE402 en fonction de Pr	24
Figure IV.11: Historique de production du puits HRE402	24
Figure IV.12: Débit de production de puits HRE402 en fonction de water cut	26
Figure IV.13: La production en fonction de la déplétion de pression (HRE402)	26
Figure IV.14: Point de fonctionnement (courbes TPC, IPR)	28
Figure IV.15: Historique de production du puits (HRE111)	28
Figure IV.16:Variation de la production en fonction de déclin de pression (HRE111 Mixte)	29
Figure IV.17: Variation de la production en fonction du Water cut (HRE111 Mixte)	29
Figure IV.18: Variation de la production en fonction de déclin de pression (HRE111 GLS)	31
Figure IV.19: Variation de la production en fonction du Water cut (HRE111 GLS)	31

LISTE DES FIGURES

Figure IV.20: Variation de la production en fonction de déclin de pression (HRE111 GLC)	32
Figure IV.21: Variation de la production en fonction du Water cut (HRE111 GLC)	32
Figure IV.22: Comparaison entre les différentes complétions (HRE111)	32
Figure IV.23: Point de fonctionnement (courbes TPC, IPR)	34
Figure IV.24: Historique de production de puits HRS20	34
Figure IV.25: Variation de la production en fonction de déclin de pression (HRS20 Mixte)	35
Figure IV.26: Variation de la production en fonction du Water cut (HRS20 Mixte)	35
Figure IV.27: Variation de la production en fonction de déclin de P (HRS20 GLS)	36
Figure IV.28: Variation de la production en fonction du Water cut (HRS20 GLS)	36
Figure IV.29: Variation de la production en fonction de déclin de pression (HRS20GLC)	37
Figure IV.30: Variation de la production en fonction du Water cut (HRS20 GLC)	37
Figure IV.31: Comparaison entre les différentes complétions (HRS20)	38
Figure V.1: Présentation des charges et des pertes annuelles par la mise en place des complétions parallèles	42

Liste des tableaux

Tableaux	page
Tableau I.1 Composition du gaz injecté	6
Tableau IV.1 Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection	18
Tableau IV.2 Caractéristiques des casing et tubing	19
Tableau IV.3 Les résultats des courbes de la pression de tête (HRE402)	20
Tableau IV.4 La variation de la production en fonction de déclin de pression de réservoir	23
Tableau IV.5 La variation de la production en fonction du Water-cut	25
Tableau IV.6 Comparaison entre les différentes complétions (HRE402)	27
Tableau IV.7 Comparaison entre les différentes complétions (HRE111)	32
Tableau IV.8 Comparaison entre les différentes complétions (HRS20)	38
Tableau V.1 Coût des équipements de la nouvelle complétion	39
Tableau.V.2 Charges liées aux opérations de nettoyage	40
Tableau V.3 Pertes de production annuelles	41
Tableau V.4 Gains annuels	41

Liste des abréviations et des symboles

Liste des abréviations

Abréviations	signification
HRM	Hassi R'mel
HRZ	Hassi R'mel horizontaux
HRE	Hassi R'mel Est
HRS	Hassi R'mel Sud
GL	Gas-Lift
GLC	Gas-Lift Conventional
GLS	Gas-Lift Special
GLR	Gas-Lift Ratio
W.O	Work Over
WC	Water Cut
CT	Coiled Tubing
EA	Espace Annulaire
SPM	Les mandrins à poche latérale (Side Pocket Mandrels)
BSB	Black Sivalls Bryson
PLT	Production Logging Tool
RST	Restivité
TPC	Tubing Performance Curves
IPR	Inflow Performance Relationship
PSS	Pseudo Steady State
WOC	Water Oil Contact
CTH	Centre de Traitement d'Huile

Liste des abréviations et des symboles

Liste des symboles

symboles	signification	Unité
P_r	Pression de réservoir	Kg /cm ²
P_b	Pression de bulle	Kg /cm ²
P_{wf}	Pression de fonds	Kg /cm ²
P_{tete}	Pression de tête	Kg /cm ²
Q_o	Débit d'huile	Sm ³ /j
Q_{inj}	Débit d'injection	Sm ³ /j
Q_f	Débit de formation	Sm ³ /j
$Q_{g\ inj}$	Débit de gaz injecté	Sm ³ /j
$Q_{g,l}$	Débit de gaz lift	Sm ³ /j
$Q_{e\ inj}$	Débit d'eau injecté	Sm ³ /j
$Q_{e\ f}$	Débit d'eau de formation	Sm ³ /j
Q_w	Débit d'eau	Sm ³ /j
J	Indice De Productivité.	Sm ³ .cm ² /kg.j
K	Perméabilité	mD
Hu	Hauteur Utile	m
OD	Diametre Extérieure	m
ID	Diametre Intérieure	m
S_s	Salinité Seuil	g/l
S_i	Salinité Injecté	g/L
S_f	Salinité Formation	g/l
W_{cut}	Water Cut	%
GOR	Gas Oil Ratio	Sm ³ /Sm ³

SOMMAIRE

Résumé	I
Remerciement	II
Dédicaces	III
Liste des figures	V
Liste des tableaux	VI
Liste des abréviations et des symboles	VII
Introduction	1
CHAPITRE I : Gas lift à Hassi r'mel	
II.1 gaz lift dans le champ de HRM	3
II.1.1 Complétion des puits	4
II.1.2 Composition du gaz injecté	6
II.2 Problèmes rencontrés avec les complétions GL actuelles à HRM	6
II.3 Avantages et inconvénients de la complétion actuelle	7
CHAPITRE II : Présentation de la nouvelle complétion	
III.1 Introduction	8
III.2 Système de dessalage	9
III.3 Avantages et inconvénients de la complétion parallèle	10
CHAPITRE III : Performance de puit et PIPESIME	
III.1 Introduction aux pertes de charge	11
III.2 Aperçu sur le logiciel PIPESIM	12
III.3 Procédure d'optimisation	12
CHAPITRE IV: Analyse et optimisation	
IV.1 Evolution de la pression de gisement et du water cut	15
IV.2 Calcul du débit d'eau de dessalage	16
IV.2.1 Loi de salinité	16
IV.2.2 Calcul de la quantité d'eau	17
IV.2.3 Estimation du water-cut qui resulte de l'injection	17
IV.2.4 Partie calcule	18

IV.3.Optimisation gas-lift	19
IV.3.1. Optimisation gas-lift (puits HRE402)	19
A. Matching avec les données actuelle	19
B. Optimisation avec la complétion actuelle (complétion GL spéciale)	21
C. Optimisation avec la nouvelle complétion (complétion parallèle)	25
D. Récapitulatif	26
IV.3.2 Optimisation gas-lift (puits HRE111)	27
IV.3.3 Optimisation gas-lift (puits HRS20)	33
CHAPITRE V : Etude economique	
V. 1 Objectif de l'étude	39
V. 2 Coût estimatif de la mise en place d'une complétion parallèle.	39
V. 3 Calcul des dépenses dues aux opérations de nettoyage	40
V. 4 Calcul des pertes de production à cause des bouchages par le sel	41
V. 5 L'apport de la nouvelle complétion parallèle	42
Conclusion et Recommandations	43
Bibliographie	
Annexe	

Introduction

Introduction

Le pétrole est une ressource stratégique, énergie essentielle dans de nombreux secteurs tels que le transport, les utilisations domestiques et l'industrie. Il représente un enjeu à la fois économique et géopolitique.

Pour produire du pétrole (huile), il ne suffit pas de forer un puits dans le sol et de laisser jaillir les hydrocarbures. Des études et des équipements sont nécessaires pour assurer une exploitation adéquate des réserves souterraines d'hydrocarbures.

En effet, l'exploitation d'un puits d'huile est toujours accompagnée des problèmes tels que le déclin de la pression de gisement. Chose qui nécessite d'autres méthodes d'activation parmi ces méthodes, l'activation par gas-lift. Dans cette technique, des quantités déterminées de gaz sec sous pression sont injectées dans le puits pour alléger la colonne hydrostatique et abaisser les pertes de charge gravitaires et augmenter le débit de production.

Dans notre étude, nous nous intéressons à la manière de traiter les problèmes qui handicapent gravement la production au niveau du champ de HASSI R'MEL. Il s'agit des problèmes des bouchages par les sels et la déplétion du gisement qui nécessite une injection simultanée de gas-lift et de l'eau de dessalage.

La plus part des puits d'huile dans le champ de HASSIR'MEL sont équipés avec des complétions où l'injection de gaz et de l'eau se fait en même temps dans l'espace annulaire Tubing X Casing (injection mixte). Au début, ce type de complétion a donné ses fruits dans le champ de HASSIR'MEL, mais avec l'augmentation de la proportion d'eau produite (water cut) et la déplétion du réservoir, les bouchages fréquents par le sel (eau salée saturée) sont devenus un souci. Ceci a engendré des charges élevées à cause des opérations de nettoyage et les arrêts onéreux de la production. Pour séparer l'injection du gaz et celle de l'eau, quelques puits sont équipés avec des tubings suspendus où le gaz est injecté au fond dans l'EA entre les deux tubings 4"1/2 et le 2"7/8.

Trouver une autre configuration de la complétion s'avère plus que nécessaire pour éviter les aléas déjà rencontrés. A cet effet, on présente dans ce travail la nouvelle complétion "GLC parallèle" avec un système de dessalage au fond qui a été déjà utilisé dans les autres régions SH-DP, ce type de complétion offre l'avantage d'un dessalage efficace et une production plus stable. En outre, on peut éviter le problème de givrage et minimiser les charges liées aux opérations de nettoyage.

INTRODUCTION

Notre travail est réparti en 5 chapitres :

- Le premier chapitre présente brièvement quelques généralités sur les types de complétion le plus courant dans ce champs.
- Le second chapitre regroupe les caractéristiques de la nouvelle complétion GLC.
- Le troisième chapitre est consacré aux notions de base des pertes de charges et un aperçu sur le logiciel PIPESIM qu'il est utilisé comme un outil nécessaire pour l'évaluation de la performance des puits.
- Dans Le chapitre quatre on fait une analyse et une optimisation de débits d'injection d'eau de dessalage pour les trois puits candidatures, Ensuite, la dernière partie de ce chapitre sera consacré à l'optimisation de gaz lift pour les trois puits considérés dans cette étude (HRE 402, HRE111, HRS20).
- Le chapitre cinq présent une étude économique et comparative entre les trois puits pour l'évaluation de l'efficacité de la nouvelle complétion.

On terminera notre étude par une conclusion qui résumera nos résultats, et des suggestions sont proposées dans le but d'améliorer et avoir une production optimale et économiquement rentable dans le champ HRM et pour mener notre travail à terme et atteindre son objectif.

Chapitre I

Gas lift à Hassi R'mel

I.1 Gaz lift dans le champ de HRM:

Dans l'anneau d'huile de HRM la majorité des puits sont équipés par le gaz lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression, cette technique de production nous permet de :

- Réduire le gradient de fluide ;
- Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'au surface ;
- Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

La particularité du champ de HRM c'est la disponibilité du gaz (gisement de gaz à condensât) pour l'injection et le gaz lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le gaz lift.

I.1.1 Complétion des puits :

Le principe du "Gaz-lift" consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. L'objectif d'une activation par Gaz-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement et augmenter ainsi la production du réservoir.

Suite à la déplétion du réservoir et aux problèmes d'exploitation, plusieurs puits de la région ont été transformés en Gaz-lift. Deux types de complétions Gaz-lift sont utilisés à HRM :

Complétion Spéciale avec tubing suspendu (GLS) et complétion avec injection sous packer (mixte). [1]

I.1 Gaz lift dans le champ de HRM:

Dans l'anneau d'huile de HRM la majorité des puits sont équipés par le gaz lift continu dont le but d'améliorer la productivité à cause de la chute de pression, cette technique de production nous permet de :

- Réduire le gradient de fluide ;
- Lifter le fluide qui n'a pas assez de force d'aller jusqu'au surface ;
- Activer des puits encore éruptifs mais à faible pression.

La particularité du champ de HRM c'est la disponibilité du gaz (gisement de gaz à condensât) pour l'injection et le gaz lift, le gaz produit sera par la suite traité, comprimé dans des stations de compression et renvoyé dans les puits pour le maintien de pression ou le gaz lift.

I.1.1 Complétion des puits :

Le principe du "Gaz-lift" consiste à injecter du gaz aussi profondément que possible pour alléger la colonne du fluide contenu dans le tubing. L'objectif d'une activation par Gaz-lift est de réduire la pression en fond de puits en écoulement et augmenter ainsi la production du réservoir.

Suite à la déplétion du réservoir et aux problèmes d'exploitation, plusieurs puits de la région ont été transformés en Gaz-lift. Deux types de complétions Gaz-lift sont utilisés à HRM :

Complétion Spéciale avec tubing suspendu (GLS) et complétion avec injection sous packer (mixte). [1]

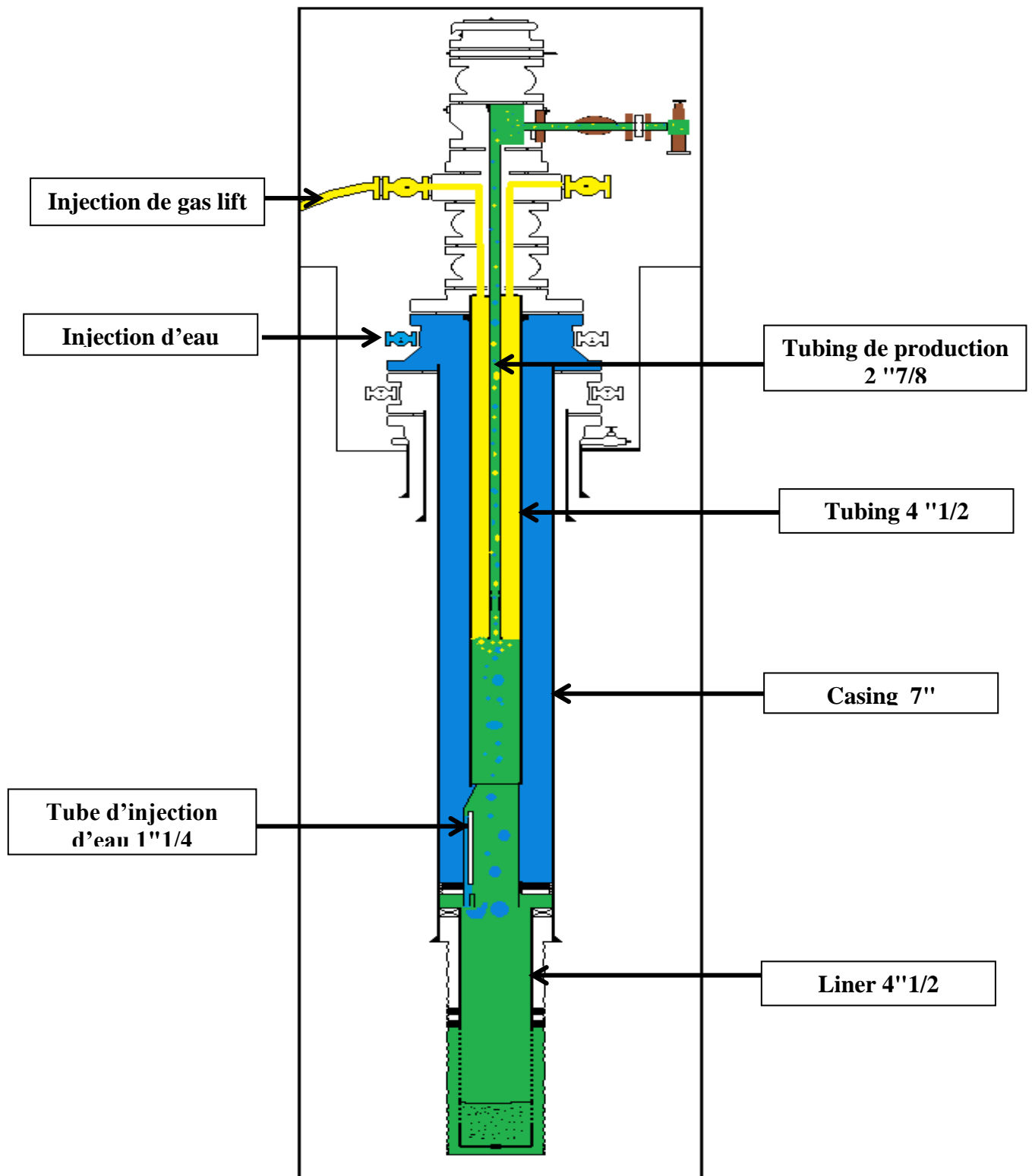


Figure I.1 : COMPLETION SPECIALE AVEC TUBING SUSPENDU (GLS).

Le gaz est injecté dans le tubing 4"1/2, et l'injection d'eau s'effectue entre le casing 7" et le tubing 4"1/2, La production se fait par le concentrique 2"7/8 appelé « macaroni »

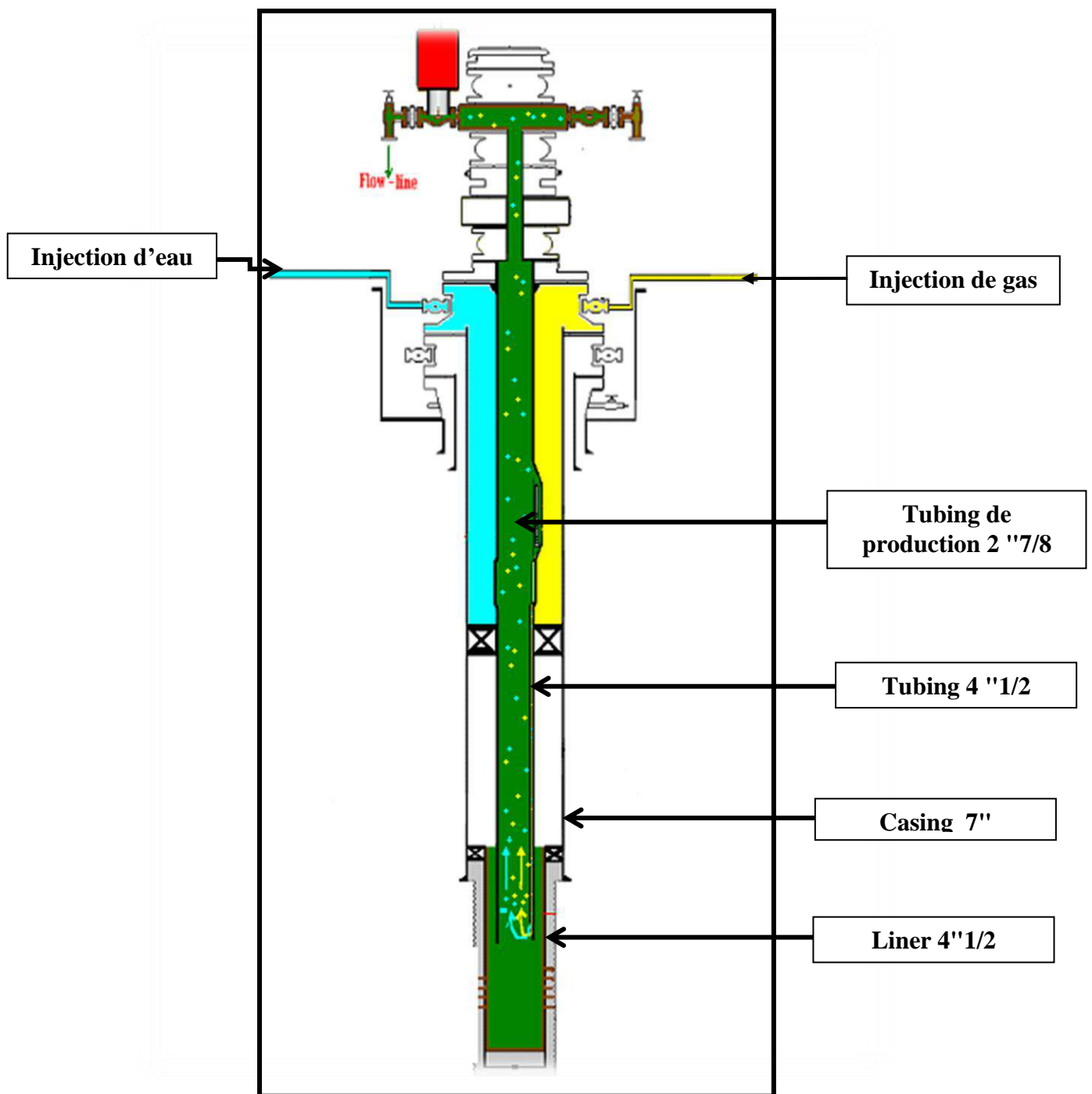


Figure I.2 : COMPLETION D'UN Puits EN GL AVEC INJECTION SOUS-PACKER (MIXTE).

L'injection double du gaz et d'eau sont effectuées au même temps dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. [2]

I.1.2 Composition du gaz injecte :

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

Tableau I.1: Composition du gaz injecté

Constituants	Fraction molaire
N2	5.53
CO2	0.25
C1	82.71
C2	8.95
C3	1.69
i-C4	0.31
n-C4	0.40
n-C5	0.07
C6+	0.09

I.2 Problèmes rencontrés avec les complétions GL actuelles à HRM :

Parmi les problèmes rencontrés avec les complétions gaz-lift actuelles à HRM, On site :

1. Formation des hydrates :

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

Á HRM ce problème manifeste souvent en hiver où on aura une chute de température, ce problème est causé par la complétion des puits et le mode d'injection. Tous les puits d'huile sont équipés par une installation d'injection d'eau douce pour lutter contre les dépôts de sel qui est un problème majeur dans HRM, cette eau est injectée dans l'espace annulaire avec le gaz et au passage des étranglements il y aura une baisse de température provoquée par la chute de pression ce qui permet la formation des hydrates.

Ces blocs de cristaux empêchent le passage de gaz et il y aura un arrêt de production.

La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement.

Et on peut citer aussi le traitement chimique qui se manifeste dans l'injection des agents chimiques qui absorbent les particules d'eau existant dans le gaz tel que le glycol.

2. Corrosion des équipements :

Le gaz est un agent agressif, il possède un effet érosif lorsqu'il s'agit de le injecter avec une grande vitesse.

L'érosion causée par le gaz conduit à la défaillance de l'équipement ce qui va engendrer des problèmes de production.

Le seul moyen préventif de corrosion est l'injection des inhibiteurs de corrosion au niveau des équipements menacés ; l'inhibiteur va former un film sur les parois internes des conduites ce qui augmente la durée de vie de l'installation.

3. Formation des sels :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile. [3]



I.3 Avantages et inconvénients de la complétion actuelle :

❖ Avantage :

- Injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

❖ Inconvénient :

- Problème de givrage.
- Difficile d'optimiser l'injection gaz et eau (débit et cote d'injection).
- La quantité d'eau injectée est insuffisante ou incontrôlable à cause de la contrepression du gaz injecté.
- Ecoulement instable.
- Opérations fréquentes de coiled tubing et de pompage d'eau pour le débouchage de tubing.

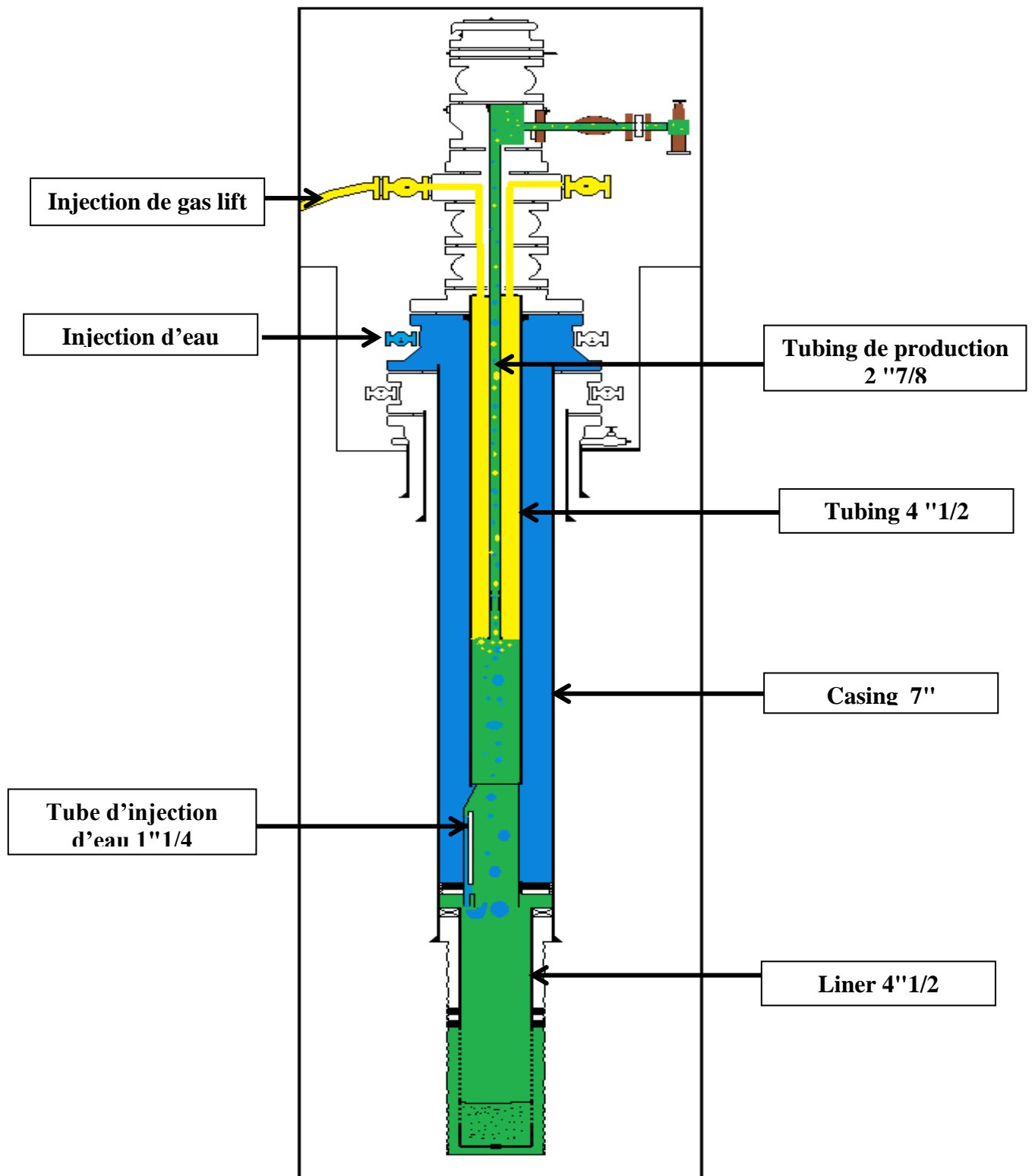


Figure I.1 : COMPLETION SPECIALE AVEC TUBING SUSPENDU (GLS).

Le gaz est injecté dans le tubing 4 1/2, et l'injection d'eau s'effectue entre le casing 7" et le tubing 4 1/2, La production se fait par le concentrique 2 7/8 appelé « macaroni »

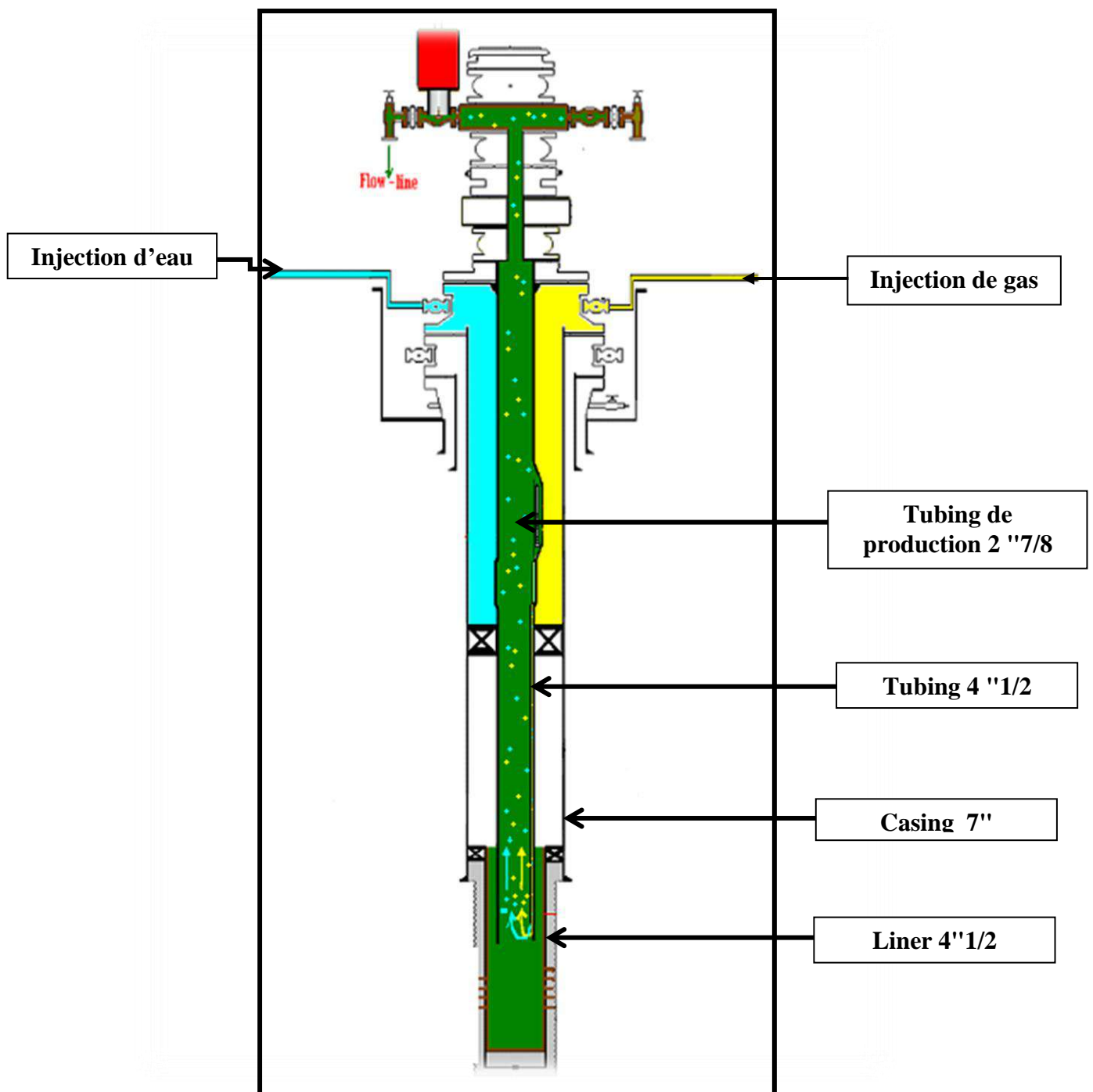


Figure I.2 : COMPLETION D'UN Puits EN GL AVEC INJECTION SOUS-PACKER (MIXTE).

L'injection double du gaz et d'eau sont effectuées au même temps dans l'annulaire tubing-casing et la production se fait par le tubing. C'est le design le plus fréquent de par sa simplicité et sa facilité opérationnelle. [2]

I.1.2 Composition du gaz injecte :

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

Tableau I.1: Composition du gaz injecté

Constituants	Fraction molaire
N2	5.53
CO2	0.25
C1	82.71
C2	8.95
C3	1.69
i-C4	0.31
n-C4	0.40
n-C5	0.07
C6+	0.09

I.2 Problèmes rencontres avec les complétions GL actuelles à HRM :

Parmi les problèmes rencontrés avec les complétions gaz-lift actuelles à HRM, On site :

1. Formation des hydrates :

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

Á HRM ce problème manifeste souvent en hiver où on aura une chute de température, ce problème est causé par la complétion des puits et le mode d'injection. Tous les puits d'huile sont équipés par une installation d'injection d'eau douce pour lutter contre les dépôts de sel qui est un problème majeur dans HRM, cette eau est injectée dans l'espace annulaire avec le gaz et au passage des étranglements il y aura une baisse de température provoquée par la chute de pression ce qui permet la formation des hydrates.

Ces blocs de cristaux empêchent le passage de gaz et il y aura un arrêt de production.

La lutte contre la formation des hydrates se réside dans l'élimination des conditions de formation ; soit en jouant sur la température en mettant un dispositif qui fait augmenter cette dernière (échangeur de chaleur) ; soit en éliminant le maximum des points d'étranglement.

Et on peut citer aussi le traitement chimique qui se manifeste dans l'injection des agents chimiques qui absorbent les particules d'eau existant dans le gaz tel que le glycol.

2. Corrosion des équipements :

Le gaz est un agent agressif, il possède un effet érosif lorsqu'il s'agit de le injecter avec une grande vitesse.

L'érosion causée par le gaz conduit à la défaillance de l'équipement ce qui va engendrer des problèmes de production.

Le seul moyen préventif de corrosion est l'injection des inhibiteurs de corrosion au niveau des équipements menacés ; l'inhibiteur va former un film sur les parois internes des conduites ce qui augmente la durée de vie de l'installation.

3. Formation des sels :

Le sel a été dès le début de la mise en production l'un des principaux problèmes d'exploitation, en particulier le chlorure de sodium (70 % Na Cl) mais il est toujours accompagné en quantité très variable de sel de calcium, potassium, magnésium, baryum, strontium sous forme de sulfates, carbonates, chlorures, Iodure ou bromure. Il est donc nécessaire de prévoir des installations de traitement au départ. La salinité d'un brut implique une venue d'eau visible ou non à la surface. Un effluent est salé parce qu'il est produit soit accompagné d'eau libre, soit émulsionné avec l'eau salée ou parce que l'eau s'étant vaporisée au cours du transfert, elle a abandonnée des microcristaux de sel qui sont restés en suspension dans l'huile. [3]



I.3 Avantages et inconvénients de la complétion actuelle :

❖ Avantage :

- Injection double par l'espace annulaire sans recours au W.O puisque les vannes existaient déjà et les puits étaient reliés au réseau de gaz-lift.

❖ Inconvénient :

- Problème de givrage.
- Difficile d'optimiser l'injection gaz et eau (débit et cote d'injection).
- La quantité d'eau injectée est insuffisante ou incontrôlable à cause de la contrepression du gaz injecté.
- Ecoulement instable.
- Opérations fréquentes de coiled tubing et de pompage d'eau pour le débouchage de tubing.

Chapitre II

Présentation De La Nouvelle
Complétion

PRESENTATION DE LA NOUVELLE COMPLETION

II.1 Introduction :

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

- **Circuit de gaz :** Le gaz est injecté par le macaroni 1"660 et passe dans le tubing à travers la vanne gaz-lift logée dans les "SPM" **(Figure II.2)**.
- **Circuit d'eau de dessalage :** L'eau est pompée dans l'annulaire 7"x tubing à l'aide d'une pompe actionnée par le gaz, puis passe de l'annulaire vers le fond du puits, grâce à deux vannes placées en série respectivement vanne d'accès et vanne d'injection. L'eau passe d'abord par la vanne actionnée par le gaz, qui laisse passer l'eau vers la vanne d'injection.

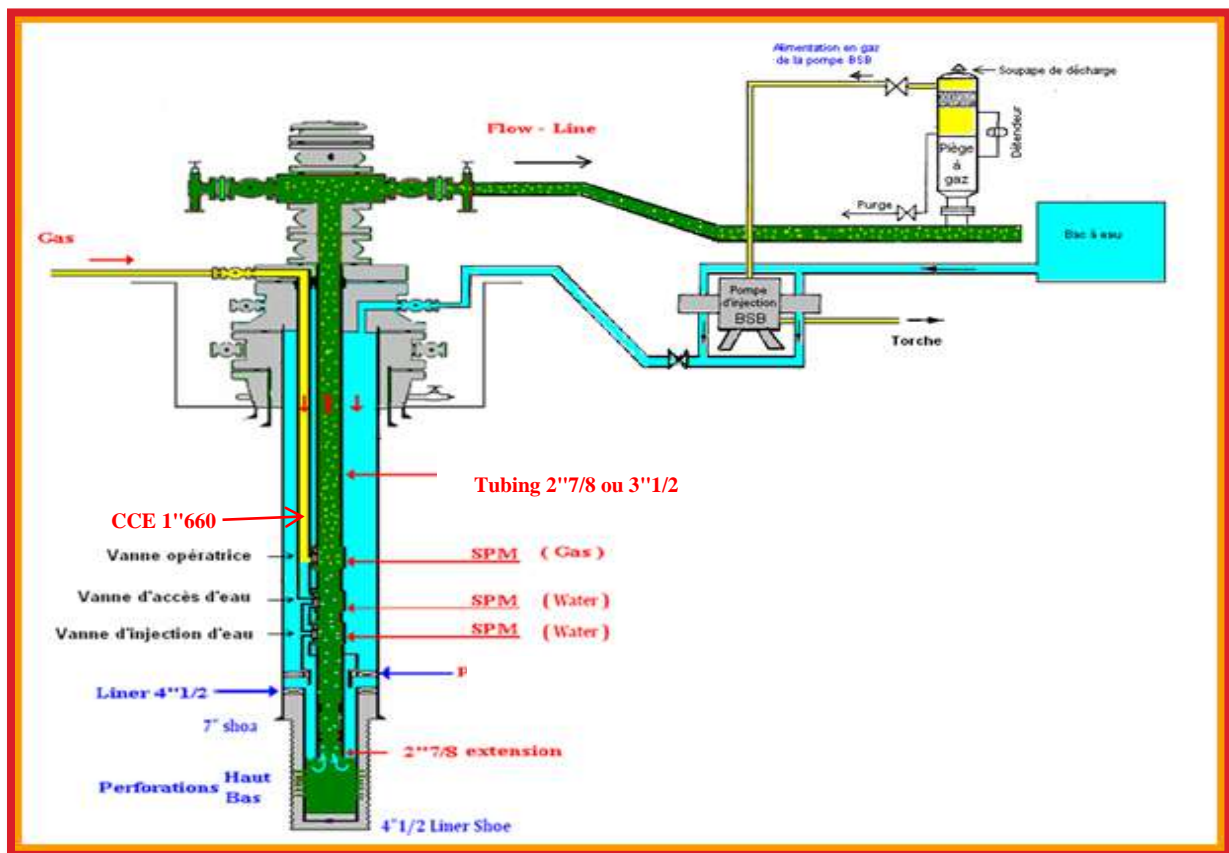


Figure II.1: COMPLETION GAZ-LIFT CONVENTIONNELLE AVEC SYSTEME DE DESSALAGE AU FOND

PRESENTATION DE LA NOUVELLE COMPLETION

II.2 Système de dessalage :

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

- 1) **Vanne d'accès d'eau.**
- 2) **Vanne d'injection d'eau.**

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

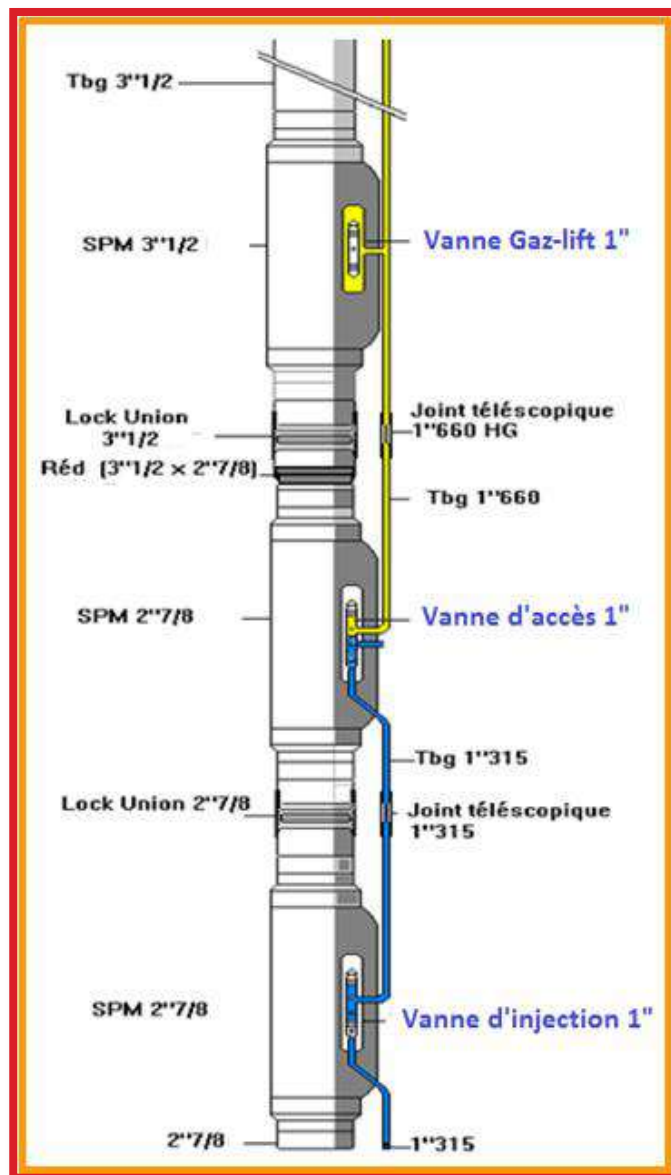


Figure II.2: SYSTEME DE DESSALAGE

II.3 Avantages et inconvénients de la complétion parallèle :

Cette complétion présente des avantages et des inconvénients :

❖ Avantage :

- Séparer l'eau d'injection du gaz-lift pour avoir un bon dessalage et éviter le givrage.
- Eviter le problème d'arrêt de la pompe BSB à cause de la haute pression d'injection de gaz, car le gaz est injecté dans le concentrique 1"660.
- Réduire les arrêts de production à cause des bouchages par le sel.
- Réduire les interventions par coiled-tubing (injection continue d'eau avec le débit optimum d'eau douce).
- L'accès au puits est possible (wire-line, mesure PLT, RST, stimulation avec coiled tubing...).
- Bonne stabilisation du puits puisque le débit de gaz est contrôlé (le gaz passe à travers une vanne conventionnelle).
- Eviter l'inondation des puits par l'eau de dessalage en cas d'arrêt gaz-lift (système de sécurité de fond).

❖ Inconvénient :

- Coût probablement élevé par rapport la complétion actuel.
- Nécessite plus d'équipement et accessoires.
- Nécessite plus de temps pour la descente.

Chapitre III

Performance de puits et
Pipesime

III.1 Introduction aux pertes de charge :

Durant le parcours de fluide depuis le réservoir jusqu'à la tête de puits, son énergie initial sera perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charge sont la somme de deux facteurs :

- des pertes par friction de l'effluent sur les parois du tubing.
- le poids hydrostatique de l'effluent (gaz, eau et huile) dans le tubing.

Le gas-lift permet d'augmenter la production d'un puits en réduisant les pertes de charge en injectant du gaz dans le tubing à travers le point le plus profond possible.

Ceci aura deux effets opposés :

- l'augmentation des pertes par friction (**effet négatif**)
- la diminution du poids de la colonne (**effet positif**). [5]

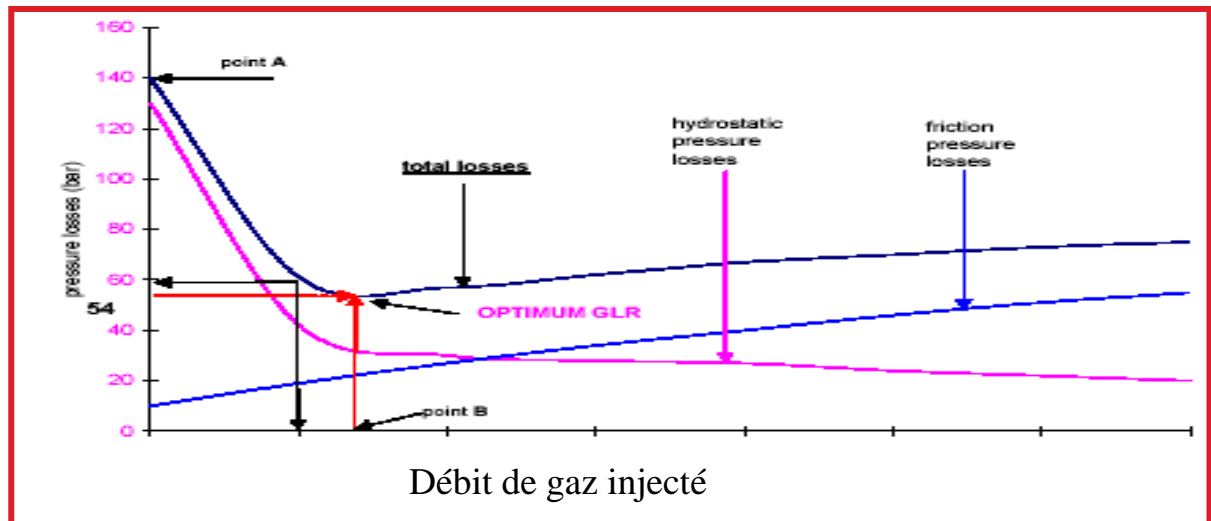


Figure III.1: EVOLUTION DES PERTES DE CHARGE EN FONCTION DU DEBIT DE GAZ INJECTE

La figure ci-dessus donne l'évolution des pertes de charge en fonction de GLR, où on remarque deux zones différentes :

- dans la première zone, l'augmentation de GLR diminue la perte de charge totale, et les pertes de charge gravitationnelles, malgré l'augmentation des pertes de charge par frottement.

- dans la deuxième zone, la perte de charge totale augmente, avec l'augmentation des pertes de charge par frottement, et la diminution des pertes de charge gravitationnelles et ça malgré l'augmentation de GLR.

Le minimum des pertes de charge totale correspond à un **GLR optimum**.

L'injection de gros volumes de gaz est un problème pour les lignes et les installations de surface. Ce gaz doit être transporté vers la station et doit être séparé. Il ajoute donc des pertes de charges dans les pipelines qui peuvent perturber des puits producteurs voisins. De plus, quand le volume de gaz disponible sur un champ est limité, il faut le partager judicieusement entre tous les puits afin de produire le maximum d'huile. Tous les puits ne seront pas à leur « GLR optimum » mais à leur « **GLR économique** ». [6]

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale en utilisant un logiciel appelé PIPESIM.

III.2 Aperçu sur le logiciel Pipesim :

Le logiciel PIPESIM est un outil informatique utilisé pour analyser les performances des puits. Il peut nous aider à :

- Optimiser la production
- Améliorer les performances des puits

On peut aussi :

- analyser le système de production
- déterminer les gradients de pression
- optimiser le gas-lift.

Le PIPESIM englobe toutes les corrélations des pertes de charge connues, dans le réservoir (inflow), dans la colonne de production (outflow) avec les corrélations de PVT.

La création d'un modèle d'après le PIPESIM exige certain nombre de données, et pour avoir un meilleur fonctionnement de cet outil on doit présenter le maximum des données. [7]

Les données nécessaires pour l'utilisation du PIPESIM sont :

- ✓ les données du rapport géologique
- ✓ les données du rapport de complétion du puits
- ✓ les données de well test
- ✓ les données de jaugeage

III.3 Procédure d'optimisation:

Le travail consiste à déterminer le débit de gaz à injecter afin d'avoir un débit d'huile maximal.

Et comme on a vu auparavant dans l'allure des pertes de charge en fonction de GLR ; au début les pertes de charge ne cessent que diminuer au fur et à mesure de l'augmentation

PERFORMANCES DU PUIT ET PIPESIME

de GLR, jusqu'à un point où toute augmentation de débit d'injection fait augmenter les pertes de charge; ce point correspond au GLR optimal.

Les étapes qu'on doit suivre pour arriver à déterminer le GLR optimal sont :

- Introduction des données dans le PIPESIM.
- Le jeu sur la case "**System analysis**" permet d'introduire des valeurs différentes de débit de gaz, ce qui permet d'avoir des courbes d'**outflow** différentes et donc plusieurs points de fonctionnement différentes.
- On refait l'étape précédente avec d'autres valeurs afin d'avoir plus de points représentatifs.
- On trace une courbe : débit d'huile produit en fonction de débit de gaz injecté.
- Le débit de gaz optimal c'est celui qui donne le maximum de cette courbe.

Et enfin, pour avoir une meilleure optimisation de gas lift, on doit travailler avec les corrélations les plus adéquates. Donc il est indispensable de bien choisir les corrélations.

❖ Choix des corrélations:

a) Courbe IPR (inflow) :

Pour tracer la courbe de l'IPR on utilise soit :

- l'équation de l'écoulement monophasique (DARCY) pour $P_r > P_b$.
- l'équation d'écoulement diphasique (VOGEL) pour $P_r < P_b$

Pour notre cas où on a $P_r < P_b$, on va utiliser l'équation de pseudo steady state avec correction de VOGEL, qui a la forme suivante :

$$q = \frac{J \cdot P_r}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \dots\dots\dots(III.1)$$

Q : le débit d'huile (**Sm³/j**).

J : l'indice de productivité (**Sm³.cm²/kg.j**).

P_r : la pression de réservoir (**kg/cm²**).

P_{wf} : la pression de fond dynamique de puits (**kg/cm²**).

Puis on sélectionne les débits d'huile Q_o tel que $Q_o < Q_{o\max}$ et on détermine les pressions de fond dynamique P_{wf} , correspondantes, ensuite on porte les points obtenus sur le graphe $P_{wf} = f(Q_o)$ qui nous donne l'allure suivante :

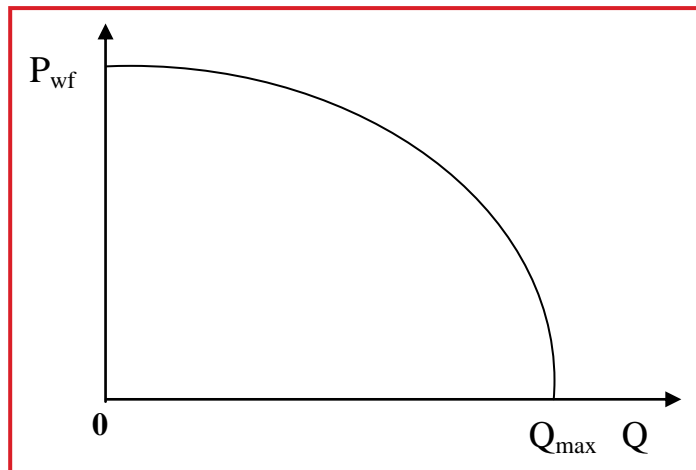


Figure III.2: LA COURBE IPR (INFLOW)

b) Courbe de TPC (outflow) :

De nombreuses corrélations ont été établies sur les écoulements diphasique dans le tubing, dont certaines sont générales et d'autres sont limitées à un domaine d'application réduit. Parmi les corrélations utilisées dans le logiciel PIPESIM on a :

- la corrélation de Mukherjee and Brill ;
- la corrélation de Orkiszewski ;
- la corrélation de Hagedorn & Brown ;
- la corrélation de Beggs&Brill.
- La corrélation de Duns & Ros

Le travail consiste à choisir une corrélation qui donne des résultats qui sont proches de ceux qui sont mesurés.

Vu le manque de données surtout les valeurs de la pression de fond dynamique, on va profiter de la disponibilité des données de la pression de tête. Et on va procéder de la manière suivante pour déterminer la corrélation convenable:

- 1) Introduisons les données de puits en plaçant le nœud au fond de puits.
- 2) Utiliser l'équation de pseudo steady state PSS combine de Vogel pour $P_{res} < P_b$.
- 3) Varions les corrélations de tubing «**vertical wellbore correlation**», et conservant celle de réservoir la même (**PSS+ vogel**).
- 4) On va avoir pour chaque corrélation une pression de tête.
- 5) La corrélation la plus adéquate c'est celle qui donne une pression de tête proche de celle mesurée. [8]

Chapitre IV

Analyse Et Optimisation

IV.1 Evolution de la pression de gisement et du Water cut :

IV.1.1 Evolution de déclin de la pression de gisement :

L'optimisation des puits en gaz-lift se fait en fonction de la pression du réservoir. Le déclin de cette dernière influe sur la production, puisque elle est la seule source d'énergie pour le fluide contenu dans le réservoir, et si cette source disparaît ou devient très faible on doit recourir à d'autres méthodes de récupération puisque le gaz lift dans ces cas devient inutile. En outre, la pression de gisement influe directement sur plusieurs paramètres sensibles dans le système de production tels que : la pression en tête (Duse), diamètre de tubing, ... qui sont optimisés à la base de celle-ci.

Le graphe ci-dessous montre l'évolution de la pression de gisement de l'anneau d'huile de HRM.

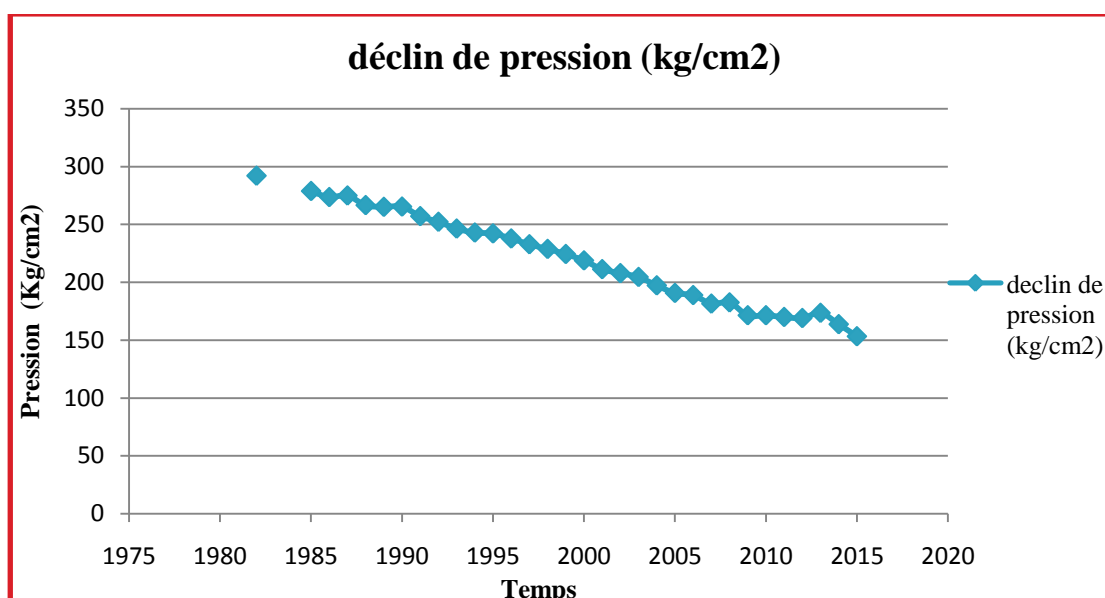


Figure IV.1: EVOLUTION DE LA PRESSION DE RESERVOIR EN FONCTION DU TEMPS.

IV.1.2. Evolution du water-cut:

Le niveau initial de contact huile-eau (WOC) dans le champ de Hassi R'mel était prévu à (-1500m) , au fur et à mesure de la production ce niveau WOC remonte dans le réservoir ce qui augmente les venues d'eau dans les puits.

La variation de Water cut pour chaque CTH est présentée dans le graphe suivant :

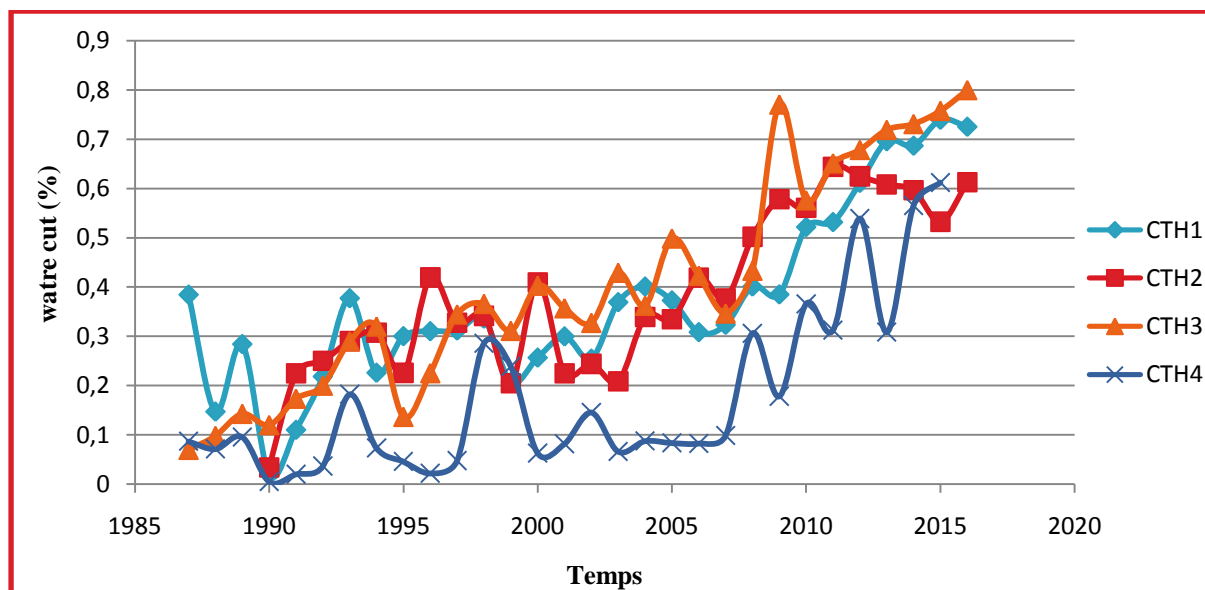


Figure IV.2: EVOLUTION DU WATER CUT DANS LES CTHS EN FONCTION DU TEMPS.

IV.2 Calcul du débit d'eau de dessalage :

IV.2.1 Loi de salinité :

Pour éviter les dépôts de sel dans le tubing, la quantité d'eau injectée doit assurer une salinité du mélange (eau de gisement + eau injectée) inférieure à la solubilité seuil. Par définition, la solubilité seuil est le degré de salinité au-delà duquel l'eau de gisement ne dissout plus le sel. C'est là que commence à se former les dépôts de sel.

Sachant que le NaCl est le sel prédominant, on va se référer à la courbe de solubilité (Figure IV.3) du NaCl pour déterminer la salinité seuil à 0° c, le cas le plus défavorable.

Pour calculer le débit d'eau à injecter, on va se référer à la formule suivante :

$$S_s(Q_{inj} + Q_f) = Q_{inj} \times S_i + Q_f \times S_f \quad \dots\dots\dots (IV-1)$$

- Q_{inj} : Débit d'eau injecté (m3/j).
- Q_f : Débit d'eau de formation (m3/j).
- S_s : Salinité seuil (g/l).
- S_i : Salinité d'eau d'injection (l'eau douce) (g/l).
- S_f : Salinité de l'eau de formation (g/l).

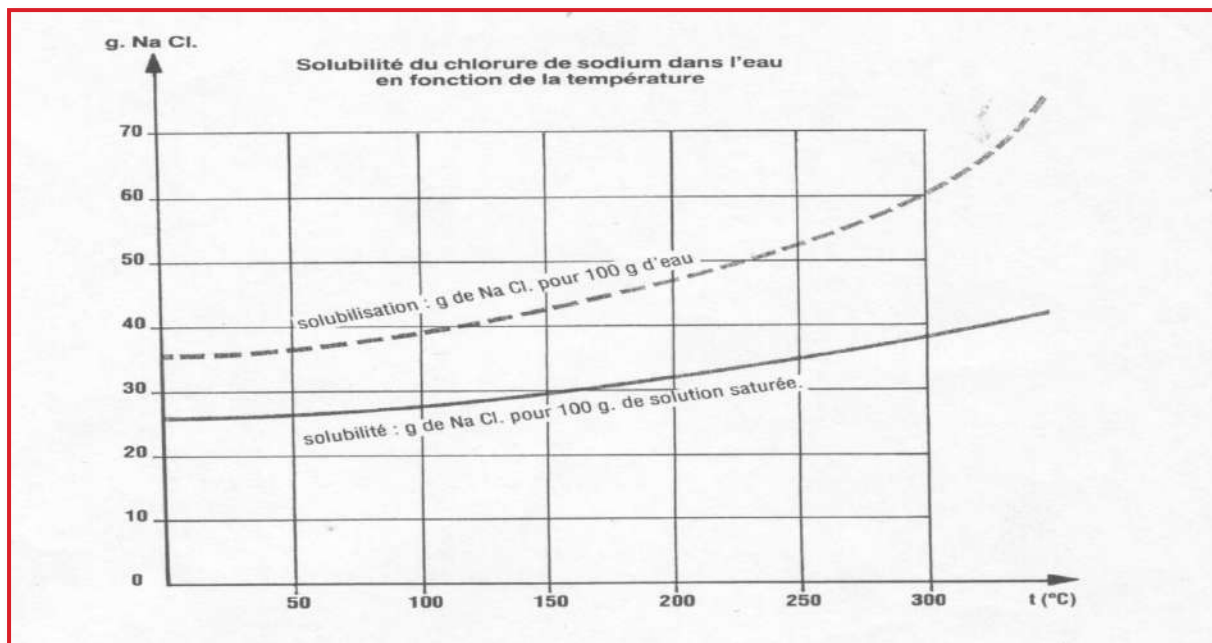


Figure IV.3: COURBE DE SOLUBILITE DU NA CL EN FONCTION DE LA TEMPERATURE

D'après le diagramme qui représente la variation de la solubilité dans une solution saturée en fonction de la température, la Salinité seuil à 0 °c est égale à **258g/l.**

La salinité de l'eau de formation varie d'un puits à un autre et la salinité de l'eau d'injection (l'eau douce) est 4g/l. [9]

IV.2.2 Calcul de la quantité d'eau :

On se basant sur l'équation (1), le débit d'eau est déterminé comme suit :

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)} \dots\dots\dots (IV-2)$$

Dans ce calcul le débit injecté est majoré par un coefficient de sécurité de « 1,05 ».

IV.2.3 Estimation du water-cut qui résulte de l'injection :

La détermination du water-cut est nécessaire pour l'optimisation du débit de gaz injecté pour l'activation des puits. Dans ce cas, on va prendre en considération le débit d'eau injecté dans le calcul du water cut.

Le water-cut par définition est le rapport entre le débit d'eau et la somme des débits d'eau et d'huile.

$$W_{cut} = \frac{Q_w}{(Q_o + Q_w)} \dots\dots\dots (IV-3)$$

Q_w: C'est la somme du débit d'eau de la formation et l'eau injecté **Q_w = Q_{inj} + Q_f.**

Q_o: Débit d'huile produit.

ANALYSE ET OPTIMISATION

IV.2.4 Les critères de choix :

On 'à choisir les trois puits (HRE 402, HRE111, HRS20) selon les critères suivants :

- La Disponibilité des données.
- Les problèmes rencontrés.
- Selon les régions (Un puits pour chaque région).
- Type de complétion actuelles.

IV.2.5 Partie calcul :

En utilisant les formules citées déjà le calcul du débit d'eau de dessalage est comme suit :

- **Données**

Puits	$Q_{e\ inj}(m^3/j)$	$Q_{e\ f}(m^3/j)$	S_s (g/l)	S_i (g/l)	S_f (g/l)
HRE402	7.08	10.67	258	4	342
HRE111	4.24	37.26	258	4	368
HRS020	17	87	258	4	333

Exemple de calcul : (HRE402)

$$Q_{inj} = Q_f \frac{(S_f - S_s)}{(S_s - S_i)}$$

$$Q_{inj} = 3.52 \text{ m}^3/j$$

$$Q_{inj} = 10.67 \frac{(342 - 258)}{(258 - 4)}$$

$$W_{cut} = 20,6\%$$

- **Récapitulatif**

Tableau IV.1 Résultats d'optimisation de débit d'eau d'injection

paramètre puits	Salinité		Qeinj (m3/j)		Wcut (%)	
	avant	après	actuel	calculé	actuel	calculé
	HRE402	342	258	7.08	3.52	20
HRE111	368	258	4.24	16.13	64.7	70
HRS020	333	258	17	25.68	59.12	61

Remarque : pour certain puits le Q_{inj} actuel est inférieur à celui calculé. Dans ce cas le dessalage n'est pas efficace à 100%. Alors il faut augmenter le débit d'eau injectée.

IV.3 Optimisation de gas-lift :

IV.3.1 Optimisation de gas-lift (puits HRE402) :

Le puits a été foré et mis en production en 2001 dans le niveau A. Il a connu ces dernières années des perturbations assez fréquentes suite aux venues d'eau de gisement causant des dépôts de sel dans le tubing et les installations de production.

A. Matching avec les données actuelles (tubing suspendu) :

A.1 Données :

- Les coordonnées du puits :

X=578341.87

Y=273076.35

- Données du puits :

P tête (kg/cm ²)	Qo (Sm ³ /j)	Qgt (Sm ³ /j)	Qe (Sm ³ /j)	GOR_f (Sm ³ /j)	Wcut (%)	Qg injecté (.E3 Sm ³ /j)
41,83	54,8	32686	17,75	229,43	20	20

- Données de Réservoir :

P_{res} (kg/cm ²)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
165	29,6	250	7

- Données de la complétion actuelle:

Tableau IV.2: Caractéristiques des casings et tubing.

Profondeur (m)	type	OD(in)	ID(in)
2174	casing	9.625	8.755
2239	casing	7.000	6.184
2073,44	Tubing	4.500	3.958
1998,5	Concentrique	2.875	2.441

A.2 Choix de corrélation :

En introduisant les données de HRE402 dans le PIPESIM, il nous résulte les différents graphes de gradient de pression pour chaque corrélation comme il est montré ci-après :

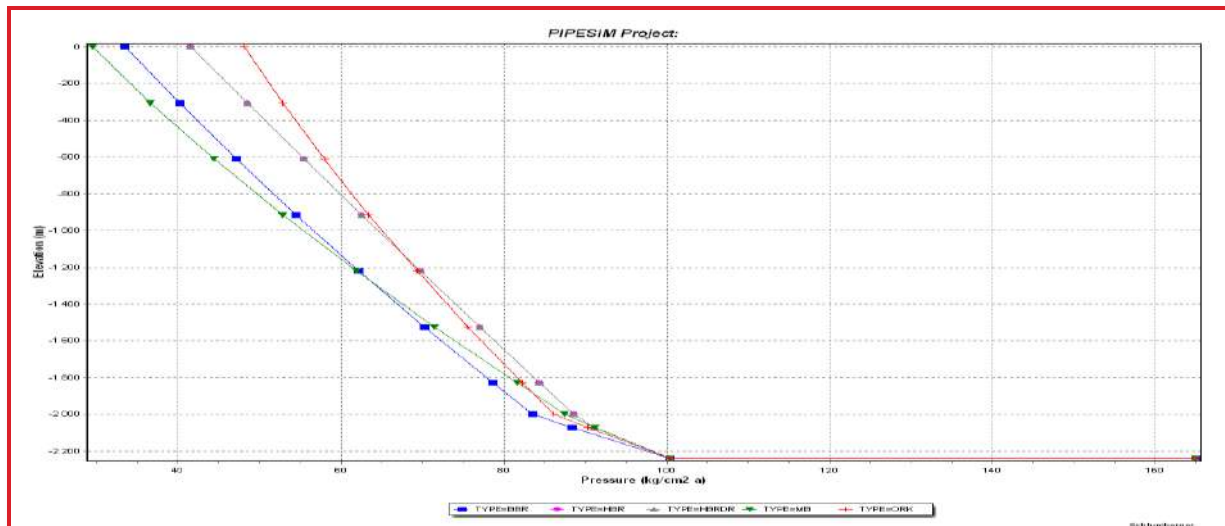


Figure IV.6: CHOIX DE LA CORRELATION ADEQUATE POUR LE CALCUL DES PERTES DE CHARGES HRE402

Tableau IV.3: Les résultats des courbes de la pression de tête (puits HRE402)

	Beggs&Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Orkiszewski
$P_{\text{tête mesurée}}$ (kg/cm ²)	41,83	41,83	41,83	41,83	41,83
$P_{\text{tête calculée}}$ (kg/cm ²)	33,4756	41,6121	37,1508	29,5091	48,1539
$ \Delta P / P_{\text{tête m}}$ (%)	19,98	0,53	11,18	29,45	15,10

On remarque que la valeur de la pression de tête obtenue par la corrélation de **Hagedorn and Brown** ($P_{\text{tête calculée}} = 41.61 \text{ Kg/cm}^2$) est la plus proche de celle mesurée ($P_{\text{tête mesurée}} = 41,43 \text{ Kg/cm}^2$).

Alors l'équation de **Hagedorn and Brown** est choisie pour calculer les pertes de charges dans le tubing du puits HRE402.

A.3 Détermination du point de fonctionnement :

Le point de fonctionnement et les différentes sensibilités présentées dans ce travail sont basés sur l'analyse nodale en utilisant le logiciel PIPESIM.

Le point de fonctionnement est illustré dans le graphe suivant :

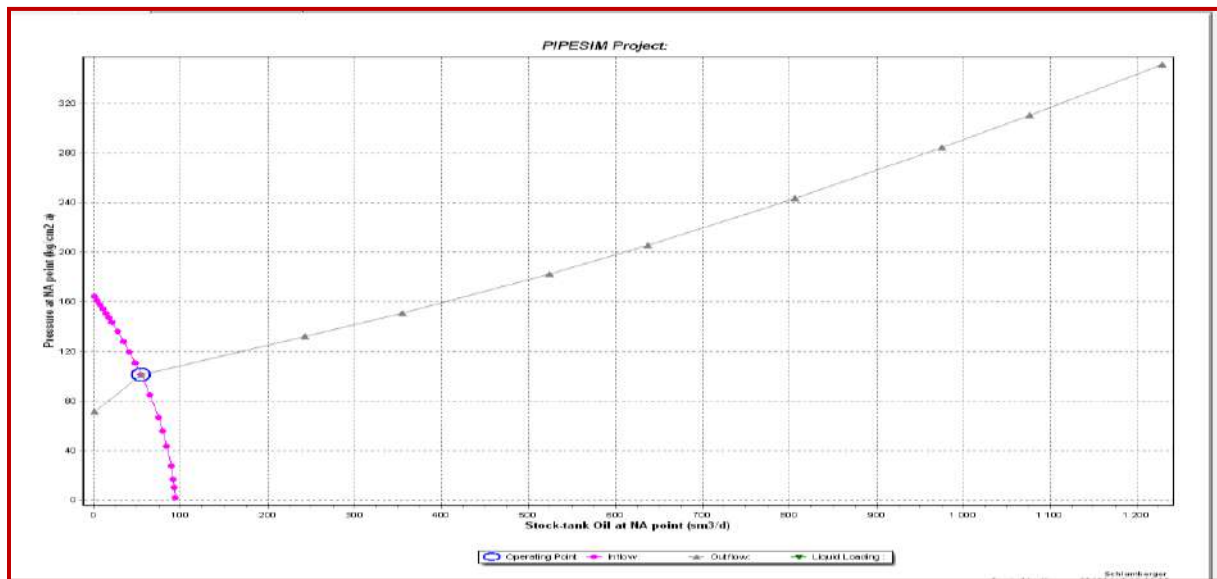


Figure IV.7: POINT DE FONCTIONNEMENT (COURBES TPC, IPR)

Donc le point de fonctionnement est : $Q_o = 54.67$ (Sm³/j) avec une pression de fond $P_{wf} = 100.63$ (Kg/cm²).

On remarque que ce débit est proche à celui mesuré $Q_o = 54.8$ (Sm³/j).

Jusqu'à présent on est arrivé à modéliser les données de puits HRE402. Le travail ci-après consiste à optimiser le débit de gaz à injecter et à faire des sensibilités sur la cote du sabot 2"7/8 (la cote de lift).

B. Optimisation avec la complétion actuelle (complétion GL spéciale) :

B.1. Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift :

Le fait d'ajouter une quantité de gaz, engendre une augmentation des pertes de charge par frottement, puisque l'injection du gaz revient à augmenter la vitesse de l'effluent. Et d'autre part il fait diminuer la densité de l'effluent et donc réduire les pertes de charge gravitaires. Ces deux effets inverses ont un point optimum qui correspond au $GLR_{optimum}$. Le point d'injection optimal correspond au point où l'augmentation de débit de gaz injecté devient inutile où même chuter la production si le débit est très grand ; c.à.d. le rapport (gain de production/débit d'injection) devient de plus en plus très faible.

Les différents points de fonctionnement pour différents débits d'injection construisent la courbe qui caractérise l'évolution de la production en fonction de débit de gaz injecté. En effet le point d'injection optimal sera le point d'intersection entre la courbe et sa tangente comme il est montré dans la figure ci-dessous :

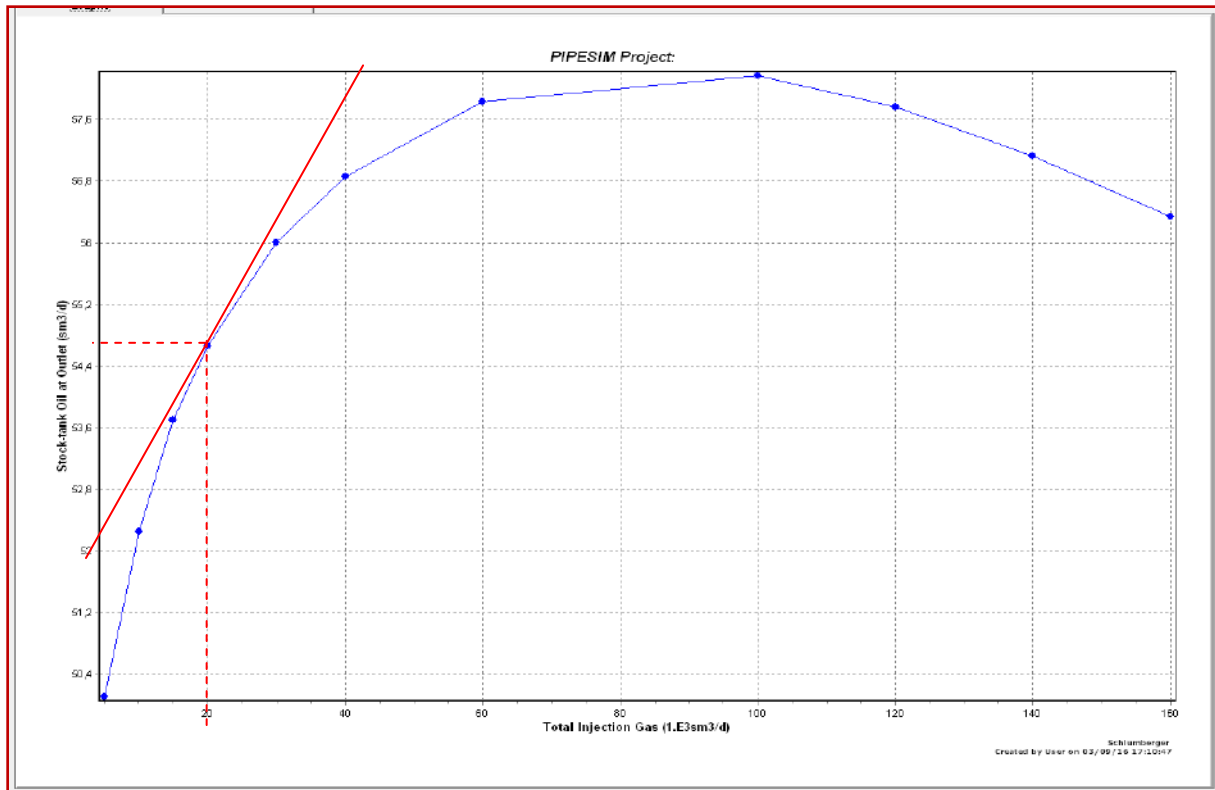


Figure IV.8: COURBE DE PERFORMANCE DE DIFFERENTS DEBITS D'INJECTION DE GAZ

D'après la courbe on remarque que l'augmentation de débit de gaz injecté fait augmenter le débit d'huile, mais avec des proportions différentes. Nous notons également qu'au de là d'un débit d'injection de 20 (.E3Sm3/j) l'apport du gas-lift est négligeable. De ce fait la production optimum est $Q_o = 54.67 \text{ Sm}^3/\text{j}$.

B.2. Optimisation du diamètre de tubing de production :

Les résultats de la simulation pour le choix de diamètre optimal de tubing pour une profondeur de 1900 m sont montrés ci-dessous :

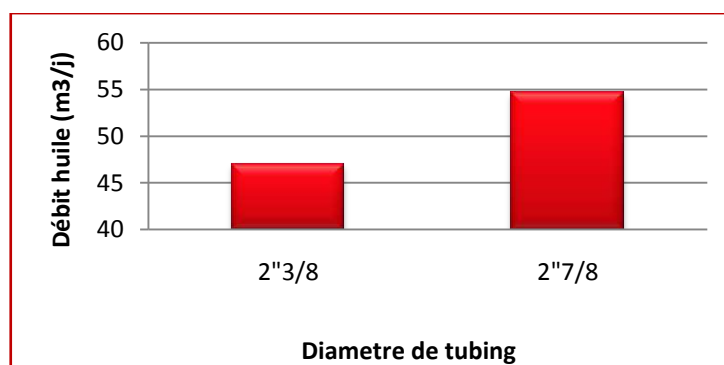


Figure IV.9: CHOIX DE DIAMETRE OPTIMUM DE TUBING

ANALYSE ET OPTIMISATION

En conclusion, les résultats obtenus montrent que le puits fonctionnent avec les paramètres optimaux : tubing 2"7/8, $Q_{ginj} = 20$ (.E3 Sm³/j), $Q_o = 54.7$ (Sm³/j)

B.3. L'effet de déclin de pression et du water-cut sur la production :

❖ Déclin de pression :

La variation de débit d'huile en fonction de la pression de gisement est présentée dans le tableau suivant :

Tableau IV.4: La variation de la production en fonction de déclin de pression de Réservoir

	2"7/8	
P_r (Kg/cm²)	Q_o (Sm³/j)	P_{wf} (Kg/cm²)
165	54,1762	100.63
160	50,7226	99.8
155	46,8771	98.9
150	43,049	98.16
145	39,2024	97.59
140	35,4909	96.85
135	31,8192	96.05
130	28,2566	95.20
125	24,8007	94.25
120	21,4176	93.3
115	17,7563	92.8
110	14,3288	92.1
105	11,402	90.72
100	9,1861	88.38

Le tableau ci-dessus révèle qu'un déclin de pression de 5 (Kg/cm²) correspond à une chute de production de 3.84 (m³/j).

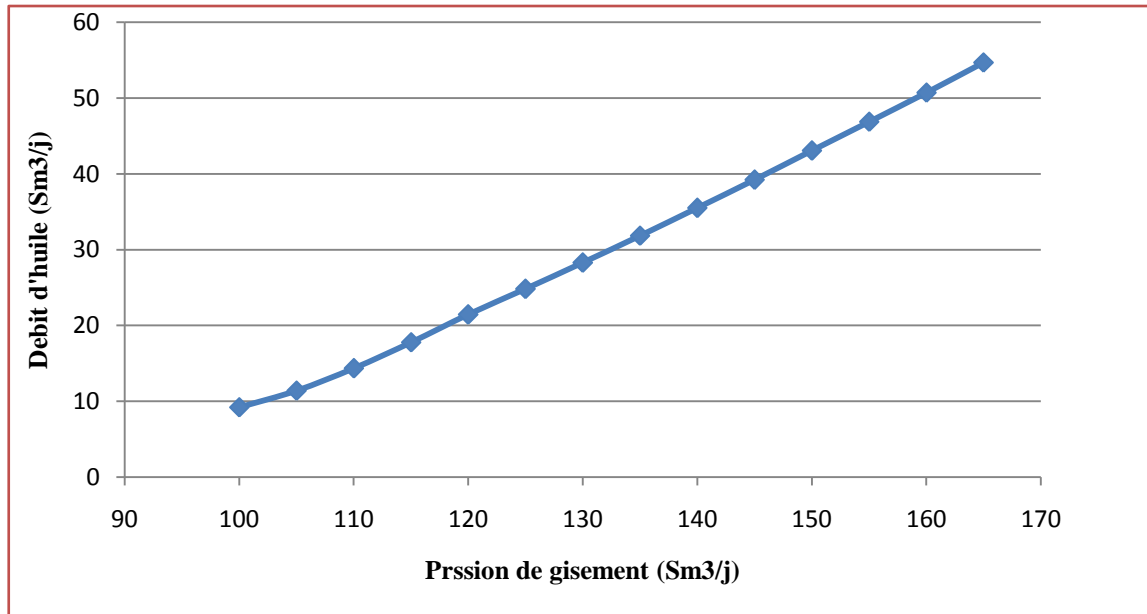


Figure IV.10: DEBIT DE PRODUCTION DE PUIXS HRE402 EN FONCTION DE LA PRESSION DE RESERVOIR

❖ **Water cut :**

Dans l’anneau d’huile de Hassi R’mel, le phénomène du coning est un sérieux problème pour l’exploitation des puits d’huile car la couche productrice est considérée comme mince. Il provoque une venue d’eau prématurée pour les puits producteurs. Ces venues jouent un rôle néfaste dans la production, car elle 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.

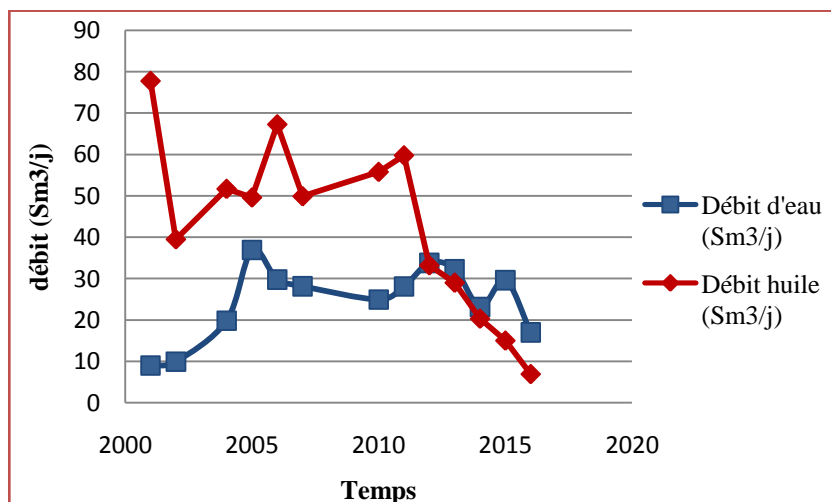


Figure IV.11: HISTORIQUE DE PRODUCTION DU PUIXS HRE402

ANALYSE ET OPTIMISATION

L'historique de puits montre une tendance de débit d'eau à augmenter et d'autre part une chute de débit d'huile, cela traduit par la remontée du plan d'eau.

Au cours de temps le water cut va augmenter suite à la remontée du plan d'eau dans la formation, pour cela on va prédire l'évolution de la production en fonction de WC.

Les différents points de fonctionnement donnés par le logiciel, basés sur le débit d'injection optimale $Q_{ginj} = 20$ (.E3 Sm³/j), pour chaque valeur de water cut, ils sont enregistrés dans le tableau suivant :

Tableau IV.5: La variation de la production en fonction du Water-cut

Water cut (%)	Qo (Sm ³ /j)
90	8,2202
80	16,2012
70	23,8727
60	29,8418
50	36,6229
40	43,1128
30	49,1195
20	54,1762

D'après le graphe on remarque qu'une augmentation de WC d'environ 10% fait chuter la production à peu près de 6 m³/j. ce résultat montre l'influence de WC sur la production .

C. Optimisation avec la nouvelle complétion (complétion parallèle):

C.1 Optimisation du diamètre de tubing de production :

Diamètre tubing	3"1/2	2"7/8	2"3/8
Qo(Sm ³ /j)	58,8353	56,501	48,6543

Pour une vanne placée à une profondeur de 2000 m le diamètre optimum est le 2"7/8

C.2 Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift :

Qginj	5	10	15	20	30	40	50	60
Qo(Sm ³ /j)	52,2519	54,2534	55,5829	56,501	57,7168	58,4962	59,0117	59,3471

Le débit optimal est de $Q_o = 56,5$ (Sm³/j) qui correspond à une injection de $Q_{gl} = 20$ (.E3 Sm³/j) de gaz lift.

ANALYSE ET OPTIMISATION

C.3 L'étude de la variation de la production en fonction de Déclin de pression :

Pr (Kg/cm2)	165	160	155	150	145	140	135	130	125	120	115
Qo (Sm3/j)	56,50	52,65	48,89	44,97	41,09	37,34	33,66	30,09	26,62	23,25	19,84

C.4 Water cut :

Wcut (%)	20	30	40	50	60	70	80	90
Qo(Sm3/j)	56,501	51,0072	44,8323	37,9104	30,6828	24,4751	16,5391	8,3251

D. Récapitulatif :

On fait une comparaison entre les différentes complétions afin de choisir la complétion optimale

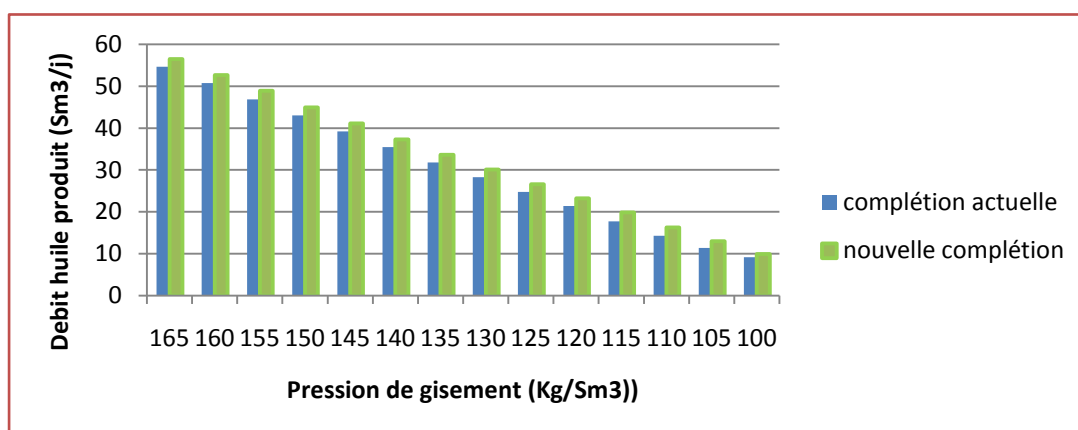


Figure IV.12: LA PRODUCTION EN FONCTION DE LA DEPLETION DE PRESSION (HRE402)

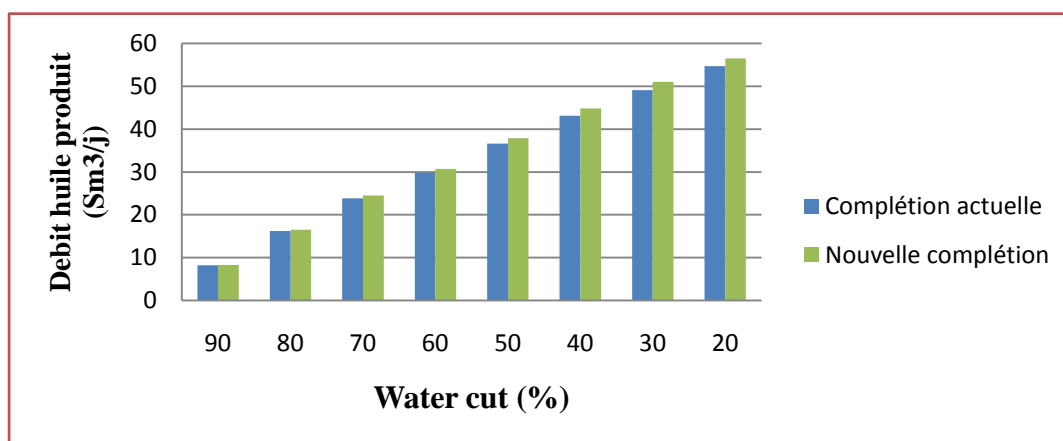


Figure IV.13: LA PRODUCTION EN FONCTION DE WATER-CUT (HRE402)

Tableau IV.6: Comparaison entre les différentes complétions (HRE402)

Complétion	Diamètre tubing optimum	Qg inj (.E3/Sm3/j)	Qo(Sm3/j)
Spéciale (tubing suspendu)	2"7/8	20	54.67
Parallèle	2"7/8	20	56.50

Comparons les deux Complétions on peut constater que la nouvelle complétion nous donne des bonnes résultats de production.

IV.3.2 Optimisation gas-lift puits HRE111 :

A. Matching avec les données actuelles (injection mixte)

A.1 Données :

- Les coordonnées du puits :

X=571197.93

Y=258100.46

- Données de puits :

P _{reservoir} (Kg/cm2)	P _{tete} (Kg/cm2)	K (mD)	Hu (m)	Qo (Sm3/j)	Qe (Sm3/j)	GOR	Qginj (.E3 Sm3/j)	Wcut (%)
136	37.68	55	4	22.6	41.5	1347	10	64.7

- Complétion actuelle :

Profondeur (m)	type	OD(in)	ID(in)
2218	casing	9.625	8.755
2163	Tubing	2.875	2.441
2238	Liner	7.000	6.184

A.2 Choix de corrélation:

	Beggs & Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill
$P_{tête\ m}$ ésurée (kg/cm^2)	037,68	37,68	37,68	37,68
$P_{tete\ calculée}$ (kg/cm^2)	37,29	43,45	41,95	34.41
$ \Delta P / P_{tête\ mesurée}$ (%)	1.035	15,31	11,33	8,67

La pression de tête obtenue par la corrélation de **Beggs&Brill** est la plus proche.

A.3 Détermination du point de fonctionnement :

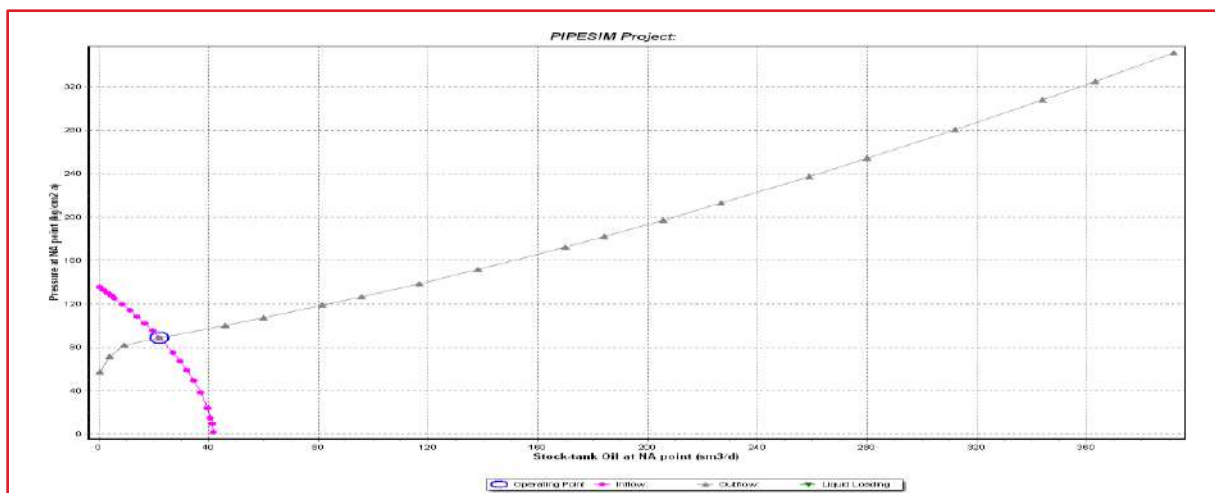


Figure IV.14: POINT DE FONCTIONNEMENT (COURBES TPC, IPR)

D'après la courbe Le point de fonctionnement est : $Q_o = 22,71$ (Sm^3/j), $P_{wf} = 99,22$ (Kg/cm^2).

- Historique de la production de puits HRE111 :

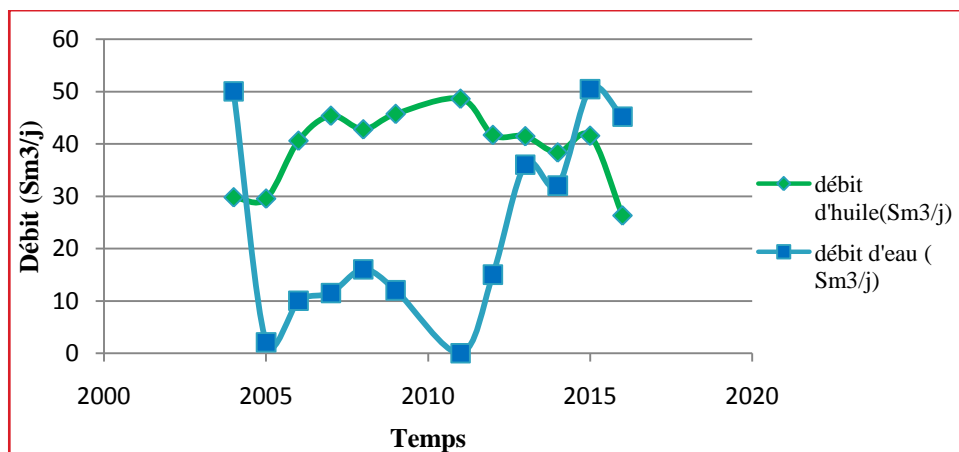


Figure IV.15: HISTORIQUE DE PRODUCTION DE HRE111

B. Optimisation avec la complétion actuelle (injection mixte) :

B.1 Optimisation du diamètre de tubing de production :

Diamètre tubing	3"1/2	2"7/8	2"3/8
Qo(Sm3/j)	23,5492	22,7117	18,0429

A cause de la faible pression de réservoir on préfère garder le même diamètre 2"7/8.

B.2 Optimisation de débit d'injection de gas lift:

Qgl (.E3 Sm3/j)	Qo (Sm3/j)		
5	21,9373	21,3879	17,6446
10	23,5492	22,7117	18,0429
15	24,6455	23,4794	18,1005
20	25,4298	24,0069	18,0564
30	26,4356	24,5478	17,4715
40	26,979	24,7295	16,5528
50	27,2321	24,6816	15,4401
60	27,3307	24,4324	14,1665
Diamètre	3"1/2	2"7/8	2"3/8

Le débit de production optimum est de $Q_o = 23,47$ (Sm3/j) pour un débit d'injection gas $Q_{gl} = 15$ (.E3 Sm3/j).

B.3 La variation de la production en fonction de $P_{\text{réservoir}}$ et W_{cut} (HRE111 mixte) :

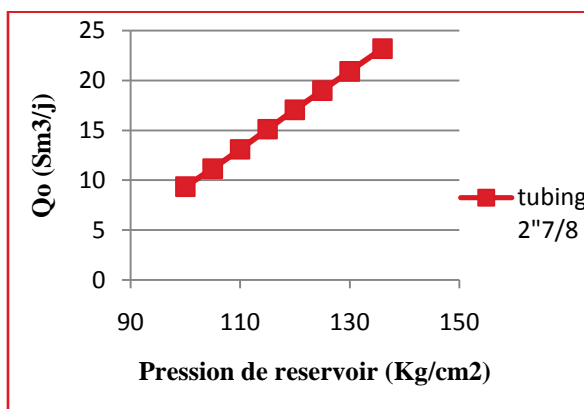


Figure IV.16: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN DE PRESSION

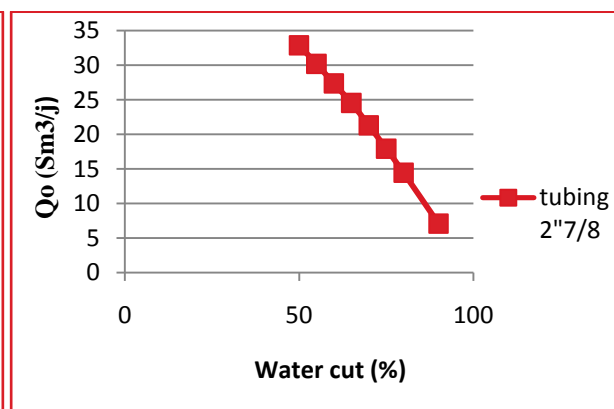


Figure IV.17: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATER CUT

C- Optimisation avec la complétion Spéciale (tubing suspendu) :

C.1 Optimisation de la profondeur et du diamètre de tubing de production :

Profondeur (m)	Qo(Sm ³ /j)	
1500	23,8903	18,2859
1600	23,5783	18,0903
1700	23,2205	18,0199
1800	22,8921	17,9424
1900	22,6003	17,9083
2000	22,3859	17,9082
2100	22,23	17,9683
Diamètre	2"7/8	2"3/8

Le diamètre optimum est le 2"7/8 est la cote optimale est à 1500m, mais pour des raisons de démarrage du puits en cas d'intervention ou neutralisation elle doit être le plus bas possible dans ce cas à 2000m.

C.2 Détermination de débit optimal d'injection de gaz lift :

Qgl (.E3 Sm ³ /j)	Qo (Sm ³ /j)	
5	23,0805	16,9484
10	23,4724	17,6031
15	23,7098	18,0197
20	23,8903	18,2859
30	24,1444	18,5348
40	24,2894	18,526
50	24,3591	18,3271
60	24,3692	17,9727
Diamètre	2"7/8	2"3/8

Le débit optimal est de Qo= 23,71(Sm³/j) qui correspond à une injection de 15 (.E3 Sm³/j) de gaz lift.

- La variation de la production en fonction de $P_{\text{reservoir}}$ et W_{cut} (HRE111 GLS) :

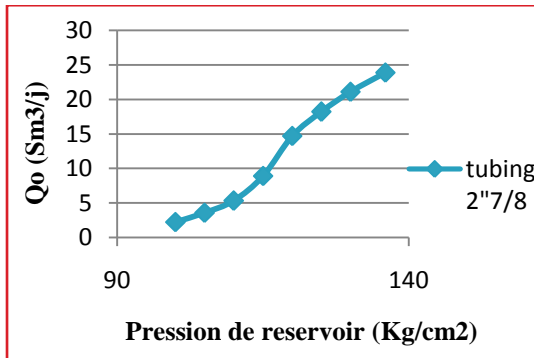


Figure IV.18: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN DE PRESSION

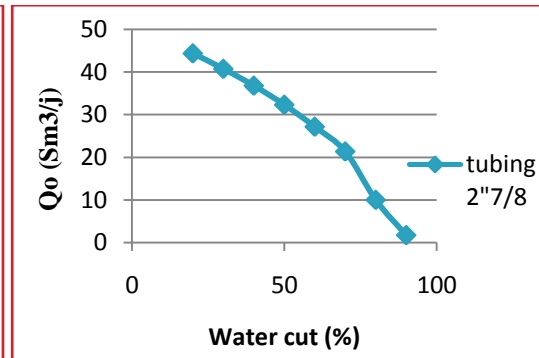


Figure IV.19: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATER CUT

D- Optimisation avec la nouvelle complétion (Complétion parallèle) :

D.1 Optimisation du diamètre de tubing de production :

Diametre tubing	3"1/2	2"7/8	2"3/8
Qo (Sm3/j°)	23,8518	22,3173	17,8835

Le diamètre 2"7/8 est le plus optimum pour une profondeur de 2130 m.

D.2 Optimisation de débit d'injection de gas lift :

Qginj (.E3 Sm3/j)	3"1/2	2"7/8	2"3/8
5	21,0819	20,6141	17,0911
10	22,8578	21,9972	17,5371
15	23,9488	22,8723	17,6224
20	24,7628	23,3848	17,5868
30	25,8033	23,9546	17,0243
40	26,3653	24,0851	16,1259
50	26,6288	24,1358	15,0207
60	26,7353	23,8717	13,7419

Le débit optimum de production est $Q_o = 22,87$ (Sm3/j) pour un débit de gas injecté : $Q_{gl} = 15$ (.E3 Sm3/j).

D.3 La variation de la production en fonction de $P_{\text{reservoir}}$ et W_{cut} (HRE111 GLC):

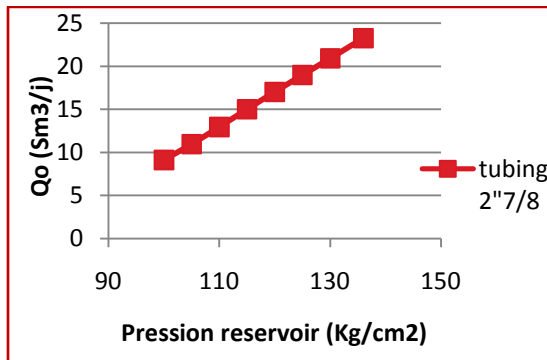


Figure IV.20: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN DE PRESSION.

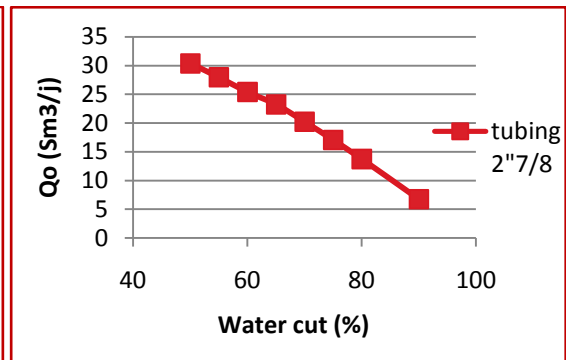


Figure IV.21: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATER CUT.

E. Récapitulatif :

Tableau IV.7: Comparaison entre les différentes complétions (HRE111) :

complétion	Diamètre tubing optimum	Qg inj (.E3/Sm3/j)	Qo(Sm3/j)
Actuelle (injection mixte)	2"7/8	15	23,47
Spéciale (tubing suspendu)	2"7/8	15	23,71
Parallèle	2"7/8	15	22,87

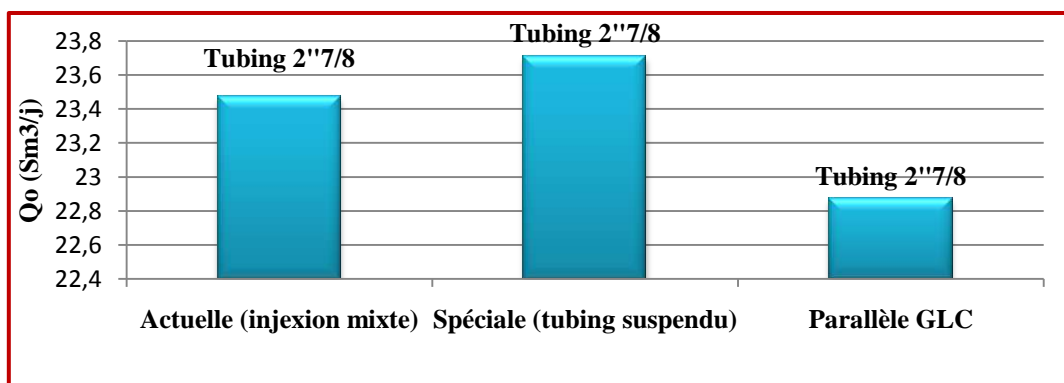


Figure IV.22: COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTES COMPLETIONS (HRE111)

On remarque que le débit obtenu par la complétion parallèle se rapproche de celui de la complétion actuelle. Mais au fur et à mesure du déclin de pression et de l'augmentation du

ANALYSE ET OPTIMISATION

water cut les deux complétions (mixte et parallèle GLC) donnent des bons résultats par rapport à la complétion spéciale.

IV.3.3 Optimisation de gas-lift du puits HRS20 :

A. Matching avec les données actuelles (sans gas-lift) :

A.1 Données :

Les coordonnées du puits :

X=547 799.81

Y=210 399.71

Donnée de puits :

P_{tete} (Kg/cm ²)	Qo (Sm ³ /j)	Qe (Sm ³ /j)	GOR	Wcut (%)
24.96	66,4	103.2	92	59.1

Donnée Réservoir :

P_{res} (kg/cm ²)	K (mD)	Rayon drainage (m)	Hu (m)
210	200	515	4

A.2 Données de la complétion actuelle :

Profondeur (m)	type	OD(in)	ID(in)
2077	casing	7.000	6.184
1977.13	Tubing	3.500	2.75
2204	Liner	4.5	3.92

A.3 Choix de la corrélation:

	Beggs& Brill	Hagedorn & Brown	Duns & Ros	Mukherjee and Brill	Orkiszewski
P _{tête} mesurée (kg/cm ²)	24,96	24,96	24,96	24,96	24,96
P _{tête} calculée (kg/cm ²)	24.9612	24.9599	24.9624	24.9591	24.9655
$ \Delta P / P_m$ (%)	0,004	0,0004	0,0096	0,0036	0,022

La pression obtenue par la corrélation de **Hagedorn & Brown** est la plus proche.

A.4 Détermination du point de fonctionnement:

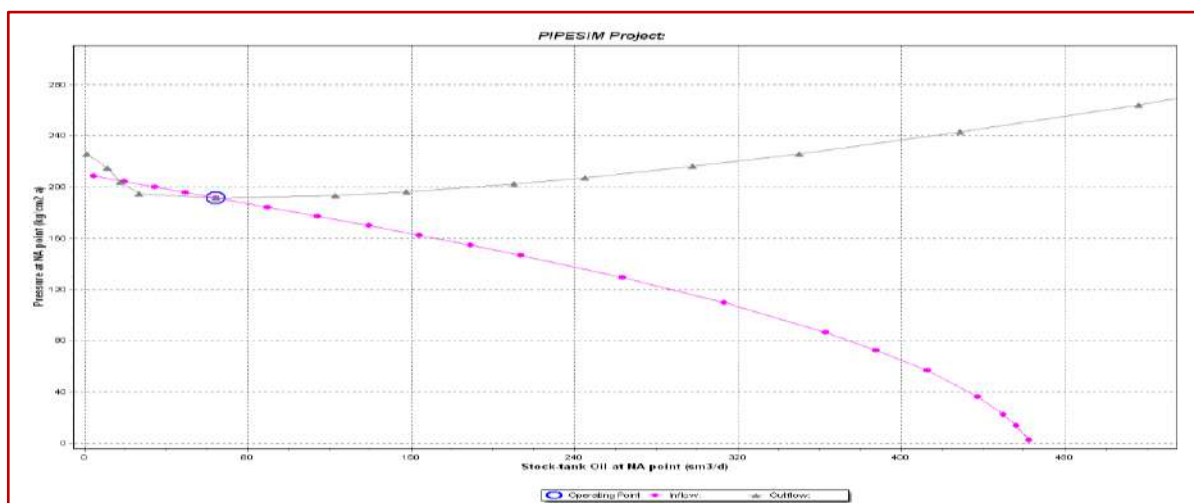


Figure IV.23: POINT DE FONCTIONNEMENT (COURBE TPC, IPR)

Le point de fonctionnement : $Q_o = 64,6193$ (Sm³/j), $P_{wf} = 191,30$ (Kg/cm²).

- Historique de la production de puits HRS20

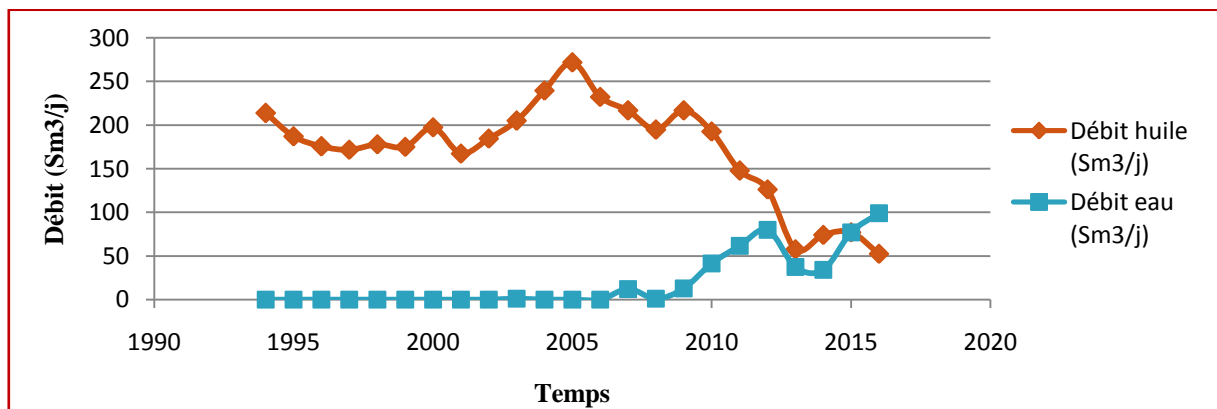


Figure IV.24: HISTORIQUE DE PRODUCTION DE PUITES HRS020

ANALYSE ET OPTIMISATION

L'historique de production montre que le puits HRS20 est un bon puits producteur. En 2009 on voit une tendance de débit d'eau à augmenter et d'autre part une chute de débit de production d'huile, cela traduit par la remontée du plan d'eau.

B. Optimisation avec la complétion actuelle (injection mixte) :

B.1 Optimisation du diamètre de tubing de production et du gaz injecté :

Qginj (.E3 Sm ³ /j)	Qo(Sm ³ /j)		
5	128,2992	116,8841	81,8108
10	152,2494	136,2321	91,7324
15	167,0258	147,7715	96,782
20	177,4355	155,6341	99,9405
30	191,0781	165,348	103,5199
40	199,3645	170,5949	105,1389
50	204,602	173,4505	105,6245
60	208,013	175,1693	105,4631
Diamètre	3"1/2	2"7/8	2"3/8

Le débit optimal est de $Q_o = 191,07 \text{ (Sm}^3\text{/j)}$ qui correspond à une injection de **30 (.E3 Sm³/j)** de gaz lift pour un diamètre tubing de 3"1/2.

A.2 L'étude de la variation de la production en fonction de $P_{\text{reservoir}}$ et W_{cut} (HRS20) :

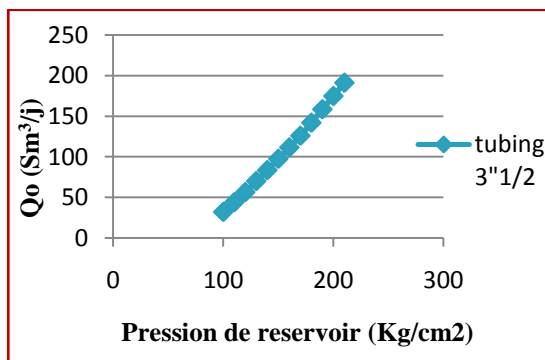


Figure IV.25: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN de PRESSION

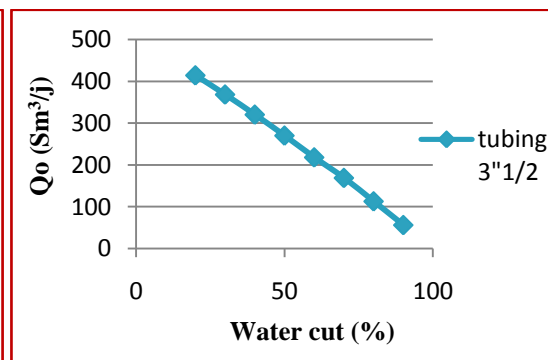


Figure IV.26: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATER CUT

B- Optimisation avec la complétion Spécial (Tubing suspendu) :

B.1 Optimisation du diamètre de tubing de production :

Diamètre tubing	2"7/8	2"3/8
Qo(Sm3/j)	154,2748	99,327

Le diamètre optimum est le 2"7/8.

B.2 Optimisation de débit d'injection de gas lift :

Q _{g_{inj}} (.E3 Sm3/j)	Qo(Sm3/j)	
5	116,2642	81,6917
10	135,3252	91,3556
15	146,6178	96,2502
20	154,2748	99,327
30	163,6526	102,8071
40	168,6414	104,3529
50	171,3072	104,7754
60	172,9496	104,5025
Diamètre	2"7/8	2"3/8

Le débit optimal est de **Q_o = 163.65 (Sm3/j)** qui correspond à une injection gas

Q_{gl} = 30 (.E3 Sm3/j) pour un tubing de diamètre 2"7/8.

B.3 L'étude de la variation de la production en fonction de P_{reservoir} et Wcut (HRS20

GLS):

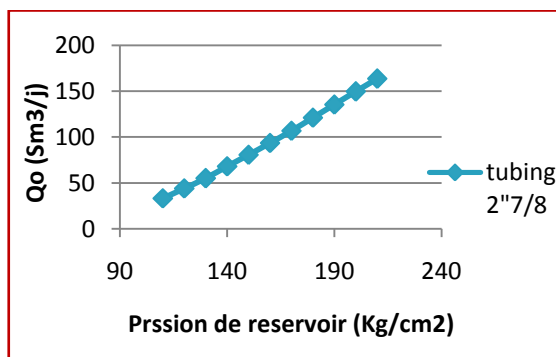


Figure IV.27: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN DE PRESSION.

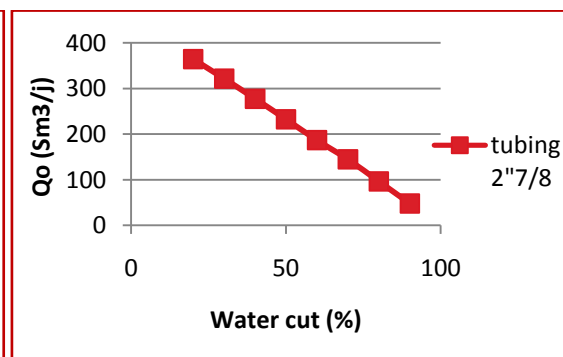


Figure IV.28: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATER CUT.

C. Optimisation avec la nouvelle complétion GLC (complétion parallèle)

C.1 Détermination de diamètre optimal de tubing et du débit optimal d'injection de gaz lift :

Pour une profondeur de **1962 m** de la vanne d'injection, on obtient les résultats suivants :

Q _{inj} (.E3 Sm ³ /j)	Q _o (Sm ³ /j)		
5	128,1156	116,4965	81,69
10	151,9903	135,7598	91,5571
15	166,698	147,3501	96,5717
20	177,0597	155,1896	99,7097
30	190,6086	164,8689	103,267
40	198,8201	170,1095	104,8714
50	203,9774	172,9228	105,3439
60	207,2059	174,6252	105,1751
Diamètre	3"1/2	2"7/8	2"3/8

Le débit optimal est de **Q_o = 190.6 (Sm³/j)** qui correspond à une injection de **Q_{gl}=30 000 (Sm³/j)** de gaz lift pour un tubing de diamètre de **3"1/2**.

C.2 L'étude de la variation de la production en fonction de P_{reservoir} et W_{cut} (HRS20 GLC) :

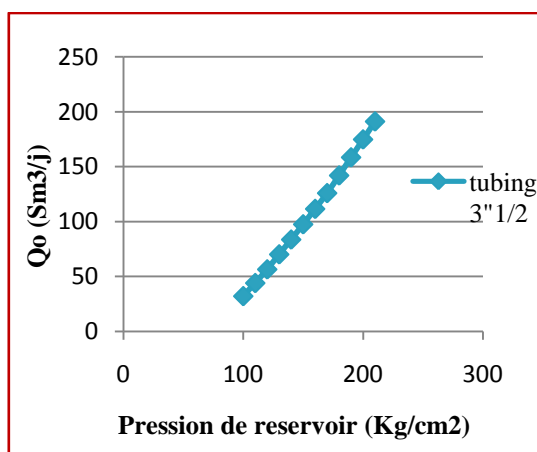


Figure IV.29: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DE DECLIN DE PRESSION.

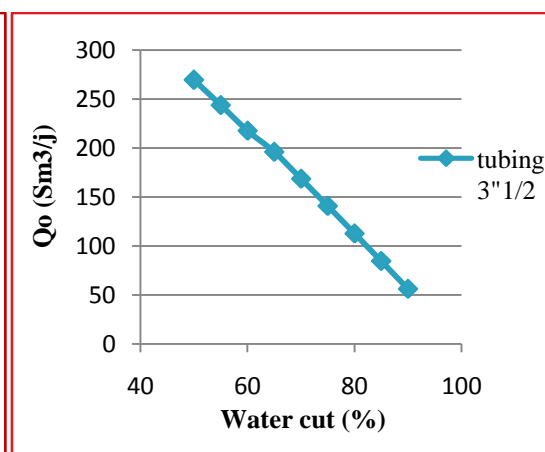


Figure IV.30: VARIATION DE LA PRODUCTION EN FONCTION DU WATE RCUT.

D. Recapitulatif :

Tableau IV.8: Comparaison entre les différentes complétions (HRS20)

complétion		Diamètre tubing	Qg inj (.E3/Sm3/j)	Qo(Sm3/j)
Actuelle	Sans GL	3"1/2	-	64.61
	Avec GL	3"1/2	30	191
Spéciale (tubing suspendu)		2"7/8	30	163.65
Parallèle		3"1/2	30	190.6

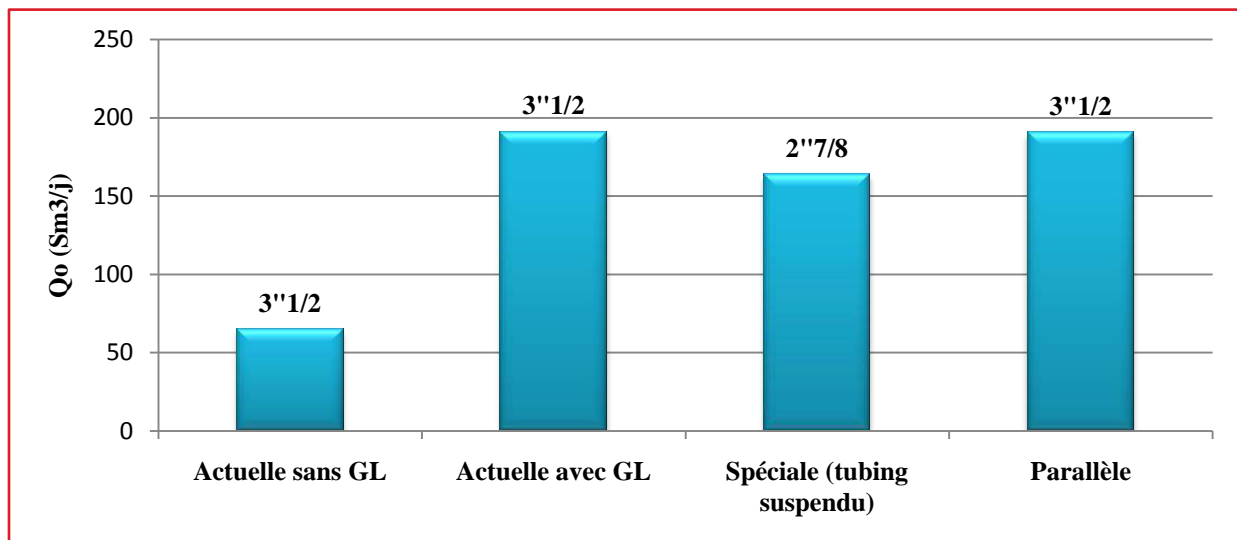


Figure IV.31: COMPARAISON ENTRE LES DIFFERENTES COMPLETIONS (HRS20)

En comparant les résultats obtenus pour chaque complétion, on constate que la complétion spéciale faisable uniquement avec un tubing 2"7/8, donne un débit de 163.65 (Sm3/j) qui est inférieur à celui obtenu pour les deux autres complétions.

Cependant, le débit d'huile optimal se rapproche de celui de la complétion parallèle (191 (Sm3/j)). Donc, il est judicieux de prévoir une complétion GLC parallèle pour le HRS20 puisque le système de dessalage est plus efficace.

Chapitre V

Etude Economique

V.1 Objectif de l'étude :

Le but de cette partie économique est d'avoir une idée sur le coût estimatif et le gain projeté dans le cas de prévoir des complétions GLC parallèles sur les puits du champ de HRM au futur.

Dans les calculs ci-après, on est basé sur les données suivantes :

- Prix du baril : 35 \$, Taux de conversion : 1 USD = 120 DZD
- Coût de location d'un appareil Workover : 2 058 198 DA/J
- Coût moyen d'une opération de nettoyage avec Coiled tubing : 872 770 DA
- Nettoyage avec Coiled tubing + Kick-off : 1 280 965 DA
- Coût moyen de pompage d'eau : 170 000 DA/J, en moyenne 09 puits sont traités par jour, donc le coût de pompage estimé pour un puits est d'environ 18 889 DA.

V.2 Coût estimatif de la mise en place d'une complétion parallèle :

Tableau V.1 : Coût des équipements de la nouvelle complétion.

Equipement	Quantité	Prix unitaire (DA)	Prix total (DA)
Tubing head « dual string »	1	854562.26	854562.26
Tubing hanger « dual string »	1	467 173.90	467 173.90
Lock union 2 7/8	2	231819.64	463639.28
Tubing 2''7/8	200	23671.25	4734250
Concentrique 1 660	200	65705.57	13 141 114.00
Joint télescopique 1 315	2	208184.8	416 369.60
SPM (Vanne d'injection GL)	1	728559.99	728 559.99
Gaz-lift valve	1	19 974.82	19 974.82
SPM (Switching valve). SBRO. 1SW	1	728559.99	728 559.99
Switching valve	1	93315.72	93 315.72
Dummy valve	1	20553.2	20 553.20
SPM (Vanne d'injection)	1	728559.99	728 559.99
Vanne d'injection d'eau	1	103528.08	103 528.08
PullingTool	1	57228.19	57 228.19
Kick over Tool	1	595026.51	595 026.51
Total			23 152 415.53

- Charges d'un appareil Workover :

Nombre de jours estimé pour le reprise d'un puits = 30 jours

Prix total = 30 * 2 058 198 = **61745 940 DA**

- Coût estimatif global:

Coût total= (charges de l'appareil + coût des équipements)

= (61745 940 + 23 152 415.53)= **84898355.5 DA**

Si les charges de servicing pendant le Workover sont estimées à 20% du coût total, le coût final de la mise en place d'une complétion GLC parallèle est égal à :

Coût global= (84 898 355.5 DA)*1.2 = **101 878 026.6 DA**

V.3 Calcul des dépenses dues aux opérations de nettoyage :

Des opérations fréquentes de nettoyage avec Coiled tubing ou bien de pompage d'eau sont réalisées pour dissoudre les bouchons de sels et rétablir la production des puits avec les complétions actuelle à HRM. Le nombre d'opérations de nettoyage varie d'un puits à l'autre selon la fréquence des bouchages par le sel qui dépend de la salinité et de la quantité d'eau salée produite. Pour illustrer les charges liées aux opérations de nettoyage, on va prendre comme exemple les trois puits utilisés précédemment dans la partie optimisation.

Tableau V.2 : Charges liées aux opérations de nettoyage.

Puits	Nettoyage avec CT			Pompage			Coût total (DA)
	Nbr / 2 ans	Coût unitaire (DA)	Total (DA)	Nbr / 2 ans	Coût unitaire (DA)	Total (DA)	
HRE 402	12	872 770	10 473 240	96	18 889	1813344	12 286 584
HRE 111	10	872 770	8 727 700	168	18 889	3173352	11 901 052
HRS 20	48	1 280 965	61 486 320	-	-	-	61 486 320

On remarque que les charges sont élevées pour le puits HRS20. L'activation du puits HRS20 avec gaz-lift au futur et le choix d'une complétion parallèle réduira probablement ces opérations dispendieuses de nettoyage avec Coiled tubing.

V.4 Calcul des pertes de production à cause des bouchages par le sel :**Tableau V.3 : Pertes de productions annuelles.**

Puits	Production (m3/J)	Revenues (\$/J)	Revenues (DA/J)	Arrêts durant 2 ans (jours)	Pertes durant 2 ans (DA)
HRE402	54.8	12062.893	1447547,16	232	335830941.12
HRE111	22.6	4974,8427	596981,124	150	89547168.6
HRS20	66.4	14616,352	1753962,24	310	543728294.4

V.5 L'apport de la nouvelle complétion parallèle :

Bien que l'apport en termes de production ne soit pas important en comparant la nouvelle complétion GL conventionnelle parallèle avec la complétion actuelle (injection mixte), la complétion parallèle offre l'avantage d'un dessalage efficace toute en réduisant les interventions dispendieuses de nettoyage et les arrêts de production à cause des bouchages par le sel. A titre d'exemple, si la mise en place de la nouvelle complétion réduira ces charges annuelles de 60 %, les gains annuels probables sont calculés comme suit:

Tableau V.4 : Gains annuels.

Puits	Coût estimatif d'une complétion parallèle (DA)	Charges+pertes durant 2 ans (DA)	Gains (DA)
HRE402	101 878 027	348 117 525	246 239 498
HRE111	101 878 027	101 448 221	-429806
HRS20	101 878 027	605 214 614	503 336 587

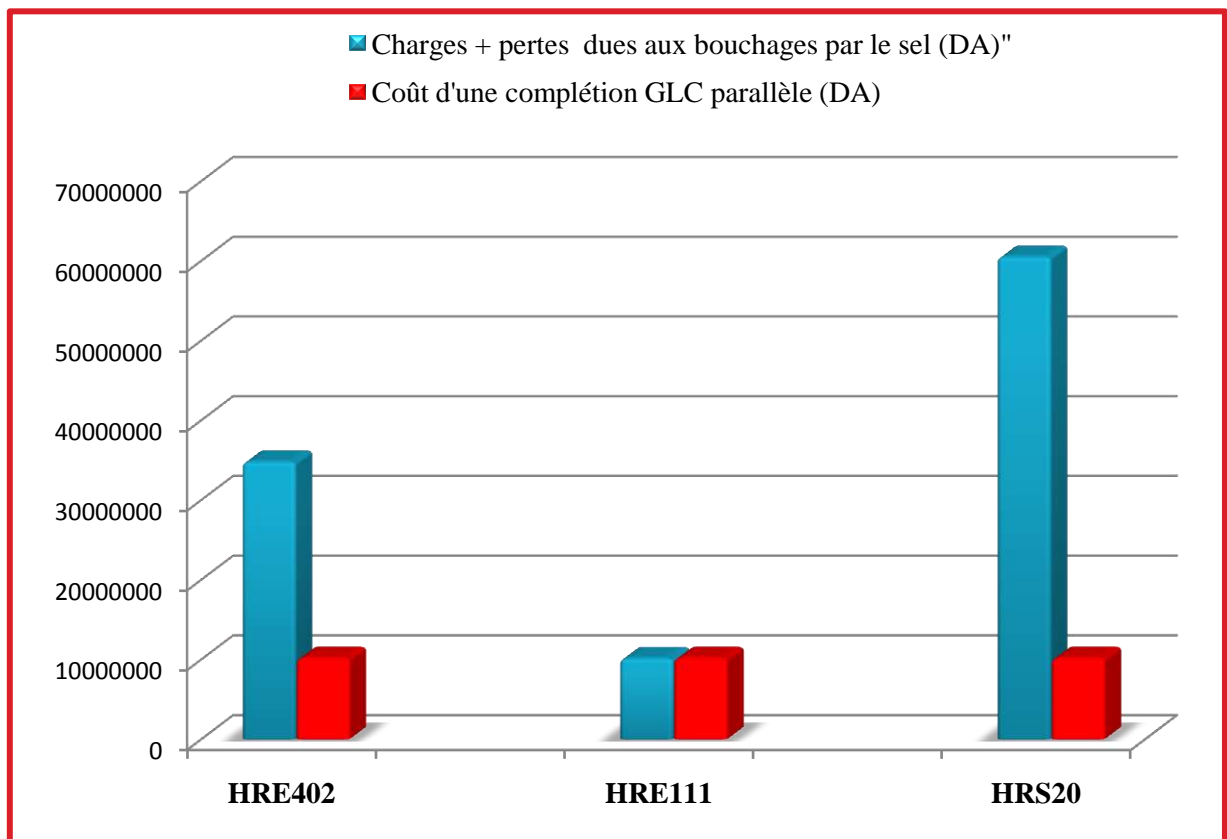


Figure V.1 : PRESENTATION DES CHARGES ET DES PERTES ANNUELLES ACTUELLE PAR LA MISE EN PLACE DES COMPLETIONS PARALLELES.

On remarque que les charges plus les pertes en production pendant 7 mois couvrent pratiquement le coût d'une complétion parallèle, à part le puits HRE111 qui à un faible potentiel ou la complétion actuelle (mixte) est plus efficace que la complétion parallèle à cause d'absence des dépôts de sel mais avec le temps la complétion GLC devient plus performance. En conclure que le coût de mise en place d'une nouvelle complétion parallèle se rapproche de celui du Workover réalisé actuellement à HRM pour la mise en place d'une complétion standard. En plus les avantages de la complétion parallèle seront de plus en plus marquants si ces dernières sont appliquées sur les puits d'huile du champ Sud après l'activation par gaz lift comme le montre l'exemple du puits HRS20.

Conclusion

Conclusions et Recommandations

Cette recherche portée sur, la manière de traiter les problèmes des bouchages par les sels et la déplétion du gisement qui nécessite une injection simultanée de gas-lift et de l'eau de dessalage dans le champ de HRM.

Trouver une autre configuration de la complétion s'avère plus que nécessaire pour éviter les aléas déjà rencontrés. A cet effet, on présente dans ce travail la nouvelle complétion "GLC parallèle" avec un système de dessalage au fond qui a été déjà utilisé dans les autres régions SH-DP.

Notre projet de mémoire que on 'à effectué sur l'optimisation de gaz lift dans le champ de HRM en se basant sur résultats de PIPESIM nous permettons de mieux comprendre ce technique et d'arrivée aux synthèses suivantes :

- Les débits d'eau de dessalage pour certains puits sont insuffisants ce qui favorise leurs bouchage par le sel. Le calcul de ces débits doit être basé sur la loi de salinité en premier lieu et ajuster selon le comportement du puits.
- La complétion parallèle offre l'avantage d'un dessalage efficace en réduisant les interventions coûteuses de nettoyage et éviter les arrêts de production à cause des bouchages. Elle permet aussi un bon fonctionnement des pompes BSB puisqu'on évite le problème de givrage et la contre pression causée par la haute pression d'injection de gaz.
- Bien que l'apport de production ne soit pas important entre la complétion parallèle et les complétions actuelles, la complétion parallèle assure une production plus stable car le gaz passe à travers des vannes conventionnelles.
- Les résultats de l'optimisation révèlent que le tubing optimal est le 2"7/8 pour la majorité des puits de l'anneau d'huile, mais le 3"1/2 donne des meilleurs résultats pour les puits du champ Sud où la pression du gisement est relativement élevée.
- La complétion parallèle comprend deux dimensions : 2"7/8x1"660 et 3"1/2x1"660, par contre la complétion spéciale (tubing suspendu) est faisable uniquement avec un tubing 2"7/8. L'exemple d'optimisation sur le puits HRS20 montre un gain de production de 25,14 m³/j entre le tubing 3"1/2 et le 2"7/8.

CONCLUSION ET RECOMMANDATION

- Le coût du Workover d'une complétion parallèle n'est pas couteux et se rapproche de celui d'une complétion spéciale utilisée actuellement pour l'injection séparée.
- L'étude économique montre qu'on peut amortir le coût d'une complétion parallèle en moins d'un 7 mois pour les puits qui ont un bon potentiel.
- Les charges sont élevées par rapport le coût d'une complétion parallèle surtout pour le puits HRS20

Quelques recommandations qu'on espère prendre en considération :

- Prévoir des complétions GLC parallèles pour les puits d'huile du champ de HRM, spécialement pour les puits de CTHS.
- Faire une optimisation des débits d'eau de dessalage pour éviter la déposition des sels dans les puits.
- Sélectionner des pompes d'injection BSB à bons taux d'efficacité, pour injecter les débits d'eau prédéterminés.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIES

Bibliographies

- [1] BAAMARA Mohammed, “Particularités du gas-lift à Berkaoui”, 2009.
- [2] Well performance, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.
- [3] Récupération assistée par gas-lift (Serpro).
- [4] Multivariate production systems optimization, James Aubrey Carroll, these Master 1990, Université de STANFORD.
- [5] Halliburton - Petroleum Well Construction, Michael J. Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
- [6] Recuperation assistée par gas-lift (Serpro).
- [7] PIPESIM User guide, Schlumberger, 2012.
- [8] TAREK Ahmed, “Reservoir Engineering Handbook”, Fourth edition, 2010.
- [9] Généralité sur les sels, L’EO3, FHC 2008

Annexe

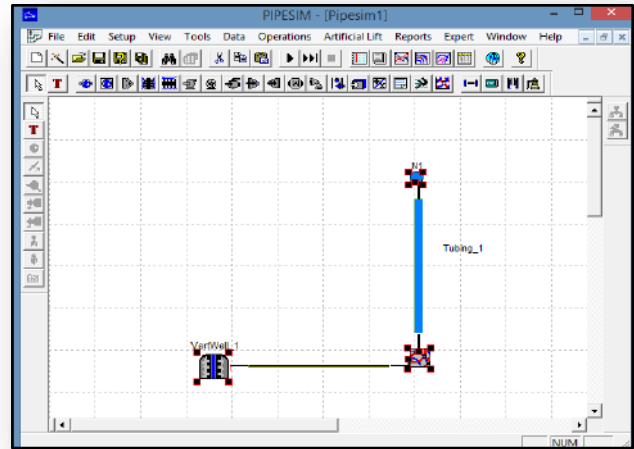
ANNEX

I. Analyse de système naturel (actuel):

On va introduire les données du puits HRE402, dans le PIPESIM, Afin de déterminer le point de fonctionnement (Qo produit) et illustrer l'aspect sous lequel se présente ce logiciel:

I.1 Project Data:(C'est la description du puits) :

- **Company** : « SONATRACH-PED » ;
- **Well name** « HRZ03 » ;
- **Réservoir** : « TRIAS » ;
- **Field name** : « HASSI R'MEL » ;
- **Location** : « ALGERIA » ;
- **User** : « Fanit » ;
- **Remarks** : commentaire sur le type d'analyse « system » .



I.2 Flow corrélation: (Cadre réservé pour introduire la corrélation utilisée dans le puits vertical) :

1) **Vertical wellbore corrélation** : c'est la de corrélation de **HAGEDORN & BROWN** qui est utilisée pour la détermination de la courbe TPC.

I.3 - Black oil proprieties:

A – **oil gravity** : « 0.834 g/cm² » ;

B – **SG Gas** : « 0.67 » ;

C – **water propriétés** (propriétés de l'eau produite) :

- **Water cut** : « 20% » ;
- **SP gravity** : « 1.02 » ;

D – **Gas ratio** :

- **GOR** : « 229.4 Sm³/Sm³ » ;

E- **bubble pressure** : « 311 kg/cm² » ;

I.4 réservoir data :

- **IPR type** : corrélation à utiliser « PSS » et «Use Vogel below bubble point» ;
- **Reservoir pressure** : « 165 kg/cm² » ;
- **Reservoir température** : « 90°C » ;
- **Reservoirthickness** : la hauteur perforée « 7 m » ;
- **Reservoir permeability** : « 30 mD »
- **Drainage Radius** : « 250 m » ;

II. Choix des corrélations :

➤ Corrélation de POETTMAN et CARPENTER :

Elle inspirée à partir de l'équation générale de l'énergie. POETTMAN et CARPENTER sont supposé que :

- le mélange (eau, huile, gaz) est considéré comme monophasique.
- l'effet de viscosité et d'accélération est négligeable.
- Le facteur de frottement prend la même valeur (moyenne) le long de tubing.

La détermination des pertes de charge par cette méthode peut être faite en utilisant des abaques en terme p et w.

$$w = q_o * m$$

$$m = 350 * \gamma_o + 0.0764 * \gamma_g * R + 350 * \gamma_w * WOR$$

$$v_m = 5.61 * Bo + 5.61 * WOR + (GOR - R_s) * (14.7/P) * (Z/2)$$

où : ρ_m = la masse volumique (m/v_m).

v_m = le volume de mélange (eau, huile et gaz).

w = débit massique de mélange.

$$\frac{dP}{dh} = \frac{P_2 - P_1}{h_2 - h_1}$$

Le gradient de pression peut être exprimé comme suite :

$$\frac{dP}{dh} = \left(\frac{1}{144} \right) \times \left[\rho + \frac{F \times w^2}{7.413 \times 10^{10} \times d^5} \right]$$

Tel que :

$$F = \frac{2 \times g \times w \times d}{4 \times v^2 \times (h_1 - h_2)}$$

Avec :

- P_1 : la pression à la profondeur h_1 .
- P_2 : la pression à la profondeur h_2 .
- d : diamètre de conduite.
- v : vitesse de fluide.
- g : gravité.

ANNEX

➤ Corrélation de BEGGS et BRILL :

Cette corrélation est faite d'origine pour l'écoulement dans les conduites horizontales et faibles diamètres, mais les auteurs ont introduit un facteur qui prend en considération l'inclinaison, entre 90° et 60°.

Cette méthode est basé sur la détermination des régimes d'écoulement qui dépend de :

- 1) Hold-up des liquides sans frottements.

$$\lambda = \frac{q_l}{(q_l + q_g)}$$

- 2) Nombre de FROUDE (N_{FR}) ; $N_{FR} = v_m/g*d$.

- v_m : vitesse superficielle de mélange ;

- d : diamètre.

- 3) Calcul de paramètre de correction.

$$L1 = 316 * \lambda^{0.302} \quad ; \quad L2 = 0.1 * \lambda^{-1.4516}$$

$$L3 = 0.0009252 * \lambda^{-2.4684} \quad ; \quad L4 = 0.5 * \lambda^{-6.738}$$

- 4) Sélection de régime :

Régime d'écoulement	Limites
ségrégation	$\lambda < 0.01$ et $N_{FR} = L1$ ou $\lambda < 0.01$ et $N_{FR} = L2$
transition	$\lambda < 0.01$ et $L2 < N_{FR} < L2$
intermittent	$0.001 < \lambda < 0.4$ et $L3 < N_{FR} < L1$ ou $\lambda < 0.4$ et $L3 < N_{FR} < L4$
distribution	$\lambda < 0.4$ et $N_{FR} < L1$ ou $\lambda > 0.4$ et $N_{FR} > L4$

- 5) calcul de facteur de corrélation :

$$C = (1 - \lambda) \times Ln(d \times \lambda^e \times N_{IV}^f \times N_{Fr}^j)$$

Avec :

Écoulement	d	e	f	J
ségrégation	0.011	-3.768	3.539	-1.614
intermittent	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978

NB : pour l'écoulement de distribution $C = 0$.

6) calcul de facteur de correction de hold-up :

$$\psi = 1 + c \times \left[\sin(1.8 \times \theta) - 0.333 \sin^3(1.8 \times \theta) \right]$$

Pour tubing vertical $\psi = 1 + 0.3 * c$.

7) calcul de liquid hold-up :

$$H_L(\theta) = H_L(0) * \psi.$$

8) calcul du rapport de friction :

$$F_{TP}/F_{NS} = e^S.$$

$$\text{Avec : } S = \frac{LnY}{-0.0523 + 3.182LnY - 0.8725(LnY)^2 + 0.01853(LnY)^4}$$

$$Y = \frac{\lambda}{[H_L(\theta)]^2}$$

9) calcul du facteur de frottement sans glissement :

$$F_{TP} = \frac{1}{\left[2 \times \log \left(\frac{N_{RE}}{4.5223} \times \log N_{RE} - 3.8215 \right) \right]^2}$$

10) calcul du facteur de frottement pour les deux phases :

$$FTP = F_{NR} * F_{TP}/F_{NS}$$

11) le gradient de pression :

$$\frac{\Delta P}{\Delta h} = \frac{\rho_{TP} + \frac{F_{TP} G_m V_m}{2gd}}{1 - \frac{\rho_{TP} V_m V_{sg}}{gp}}$$

$$\text{Où : } \rho_{TP} = \rho_L \times H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$G_m = \rho_L \times H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

$$V_m : \text{ vitesse superficielle ; } V_m = V_{SL} + V_{SG}$$

➤ **Corrélation de HAGEDON et BROWN :**

La corrélation de H&B est une prolongation de celle de P&C, ils ont étudié l'effet de liquide (viscosité, tension superficielle, etc) sur les pertes de charge avec différentes valeurs de débit (220bbl/d à 980 bbl/d), d'un GLR qui varie entre 194 et 1845 scf/bbl et pour diamètre de (1 3/4 à 2 7/8) de tubing.

Ils ont constaté que ces propriétés ont un grand problème sur les pertes de charge.

La formule utilisée pour cette corrélation est :

$$144 \frac{\Delta P}{\Delta h} = \rho_n + \frac{f_w^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \rho_n} + \rho_m \times \frac{\frac{\Delta(V_m^2)}{2g}}{\Delta h}$$

$$\Delta h = \frac{144 \times \Delta P - \rho_m \frac{\Delta V_m^2}{2g}}{\frac{f_w^2}{2.9652 \times 10^{11} \times d^5 \rho_m} + \rho_m}$$

La méthode de calcul de cette corrélation est la suivante :

Commençons avec une pression connue P1, Supposons une valeur P2, et calculons la variation de la hauteur.

- 1) calculons la pression moyenne entre les points en (psi).

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} + 14.7$$

- 2) calcul de la densité de l'huile : $\gamma_o = \frac{141.5}{131.5 + API^\circ}$

- 3) calcul de la masse d'une unité de volume :

$$m = 350\gamma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + 350\gamma_o \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) + 0.0764 \times GLR \times \gamma_g$$

- 4) calcul de débit massique :

$$w = q \times m$$

On peut obtenir Rs à \bar{P} et \bar{T} avec :

$$\bar{T} = \frac{T_1 + T_2}{2} ;$$

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2} .$$

- 5) calcul de la densité de la phase liquide :

$$\rho_L = \left[\frac{62.4\gamma_o + \frac{0.0764R_s}{5.614}}{B_o} \right] \frac{1}{WOR + 1} + \left[62.4\gamma_o \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

- 6) on prend une température moyenne $\bar{T} = \frac{T_1 + T_2}{2}$ et on calcule Z (facteur de compressibilité de gaz) :

$$\bar{Z} = f(\bar{P}, \bar{T})$$

- 7) calcul de la masse volumique moyenne de gaz :

$$\rho_g = \gamma_o \times 0.0764 \times \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right) \left(\frac{720}{\bar{T}} \right) \left(\frac{1}{\bar{Z}} \right)$$

- 8) calcul de la viscosité moyenne à (\bar{P}, \bar{T}) d'après plusieurs corrélations.

- 9) Détermination de la viscosité moyenne de l'eau à (\bar{P}, \bar{T}) .

- 10) Calcul de la viscosité de mélange (eau + huile) :

$$\mu_L = \mu_o \left(\frac{1}{WOR + 1} \right) + \mu_m \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

- 11) par approximation on suppose que les tensions interfaciales sont constantes à chaque point sous pression et on calcule celles de mélange :

$$\sigma_L = \sigma_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + \sigma_w \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right)$$

- 12) Calcul du nombre de viscosité liquide (N_L) :

$$N_L = 0.15726 \mu_o \left[\frac{1}{\sigma_o \times \sigma_L^3} \right]^{1/4}$$

- 13) En fonction de N_L , on détermine la surface traversée par le fluide :

$$A_p = \left(\frac{\pi d^2}{4} \right)$$

On détermine B_o , et en supposant que $B_w = 1$

D'où le calcul de V_{SL} (vitesse superficielle du liquide) :

$$V_{SL} = \frac{561 \times q_L}{86400 \times A_p} \left[B_o \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) + B_L \left(\frac{WOR}{1 + WOR} \right) \right]$$

- 14) Calcul du nombre de vitesse liquide :

$$N_{NL} = 1.938 V_{SL} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4}$$

- 15) Calcul de la vitesse superficielle du gaz :

$$V_{sg} = \frac{q_l \left[GLR - R_s \left(\frac{1}{1 + WOR} \right) \right]}{86400 \times A_p} \left(\frac{14.7}{\bar{P}} \right) \left(\frac{\bar{T}}{520} \right) \bar{Z}$$

16) On détermine le nombre de vitesse de gaz :

$$N_{gv} = 1.938 V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{\sigma_L} \right)^{1/4}$$

17) Pour continuer on doit connaître le régime d'écoulement. Si on est en présence d'écoulement de Bulle, on va utiliser une autre corrélation (corrélation de Griffith).

18) On calcule le nombre A défini par :

$$A = 1.071 - \left[\frac{0.221 (V_{sl} + V_{sg})^2}{d} \right]$$

Si $A \geq 0.13$ on utilise la valeur trouvée.

$A \leq 0.13$ on prend $A = 0.13$

19) On calcule le nombre B :

On calcule : $B-A$:

Si $B-A \geq 0$ continuer avec *Hagedorn & Brown*.

Si $B-A \leq 0$ continuer avec *Griffith*.

20) Calcul du nombre de diamètre de la pipe :

$$N_d = 120.872 \times d \times \sqrt{\frac{\rho_L}{\sigma_L}}$$

21) Calcul du facteur de correction de la fonction Φ qui correspond à l'écoulement en bouchon :

$$\Phi = \left(\frac{N_{LV}}{N_{gv}^{0.575}} \right) \left(\frac{\bar{P}}{14.7} \right)^{0.1} \left(\frac{CN_L}{N_a} \right)$$

22) Alors on peut obtenir la valeur de Ψ d'après la relation :

$$H_L = \left(\frac{H_L}{\Psi} \right) \times \Psi$$

23) Pour obtenir le facteur de friction, on détermine d'abord le nombre de Reynolds pour les deux phases :

$$(N_{Re})_{TP} = \frac{2.2 \times 10^{-2} \times w}{d [\mu_g^{1-H_L} \mu_L^{H_L}]}$$

24) On détermine la valeur de (ε/d) (rugosité relative)

$\varepsilon=0.00015$, qui est la valeur moyenne et commerciale.

25) En fonction de ces valeurs, on tire le facteur de friction de l'équation :

$$\frac{1}{\sqrt{F}} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{\varepsilon}{d} + \frac{21.25}{N_{Re}^{0.29}} \right)$$

26) On calcule la masse volumique moyenne du mélange ρ_m par deux méthodes :

a) En utilisant la valeur de H_L

$$\rho_m = \rho_L \times H_L + \rho_g (1 - H_L)$$

b) On calcule ρ_m de la même manière que la méthode de Pittman et Carpenter supposant qu'il n'y a pas de glissement de phases.

$$\rho_m = \frac{M}{V_m}$$

On utilise la valeur la plus grande de ρ_m .

27) Refaire les étapes 8, 18,19 et 20 pour **P1** et **P2**.

28) Calcul des vitesses des deux phases

$$V_{m1} = V_{SL1} + V_{SG1} \text{ Pour la pression } \mathbf{P1}.$$

$$V_{m2} = V_{SL2} + V_{SG2} \text{ Pour la pression } \mathbf{P2}.$$

29) On détermine $\Delta(V_m^2) = |V_{m1}^2 - V_{m2}^2|$

30) On détermine ΔH correspondant à $\Delta P = P1 - P2$

$$\Delta H = \frac{144 \Delta P - \frac{\Delta(V_m^2)}{2g}}{\frac{f_w^2}{2.9652 \cdot 10^{11} \cdot d^5 \cdot \rho_m} + \rho_m}$$

31) On commence avec P2 et connaissant la profondeur à P2, on suppose une autre pression et on refait les mêmes étapes précédentes.

ANNEX

➤ Corrélation de FRANCHER et BROWN :

Cette corrélation est un ajustement de la corrélation de P&C, elle est plus exacte pour des faibles débits, et pour un GLR plus élevé, elle peut donner des bons résultats pour un $GLR < 50000$ Scf/bbl, $Q < 400$ bbl/D.

Pour un tubing de 2³/₈ ou 2⁷/₈ .à condition que la viscosité et la tension superficielle sont négligeables.

La procédure de calcul est la même que P&C avec une petite modification pour le facteur de frottement.

Ils ont introduit l'effet de GLR sur le facteur de frottement f_f :

300 <GLR <1500 Scf/bbl et

1500 <GLR <3000 Scf/bbl.

• ANNEXE HRE402 :

Année	Montant (DA)
2005	5 901 081
2006	6740332
2007	3370164
2008	W,O
2009	1 123 855
2010	9 849 882
2011	2 857 655
2012	6 850 000
2013	3 513 412
2014	1 123 855
2015	6 450 000
2016	4 300 000

Tableau 1:le montant en fonction de temps (HRE402)

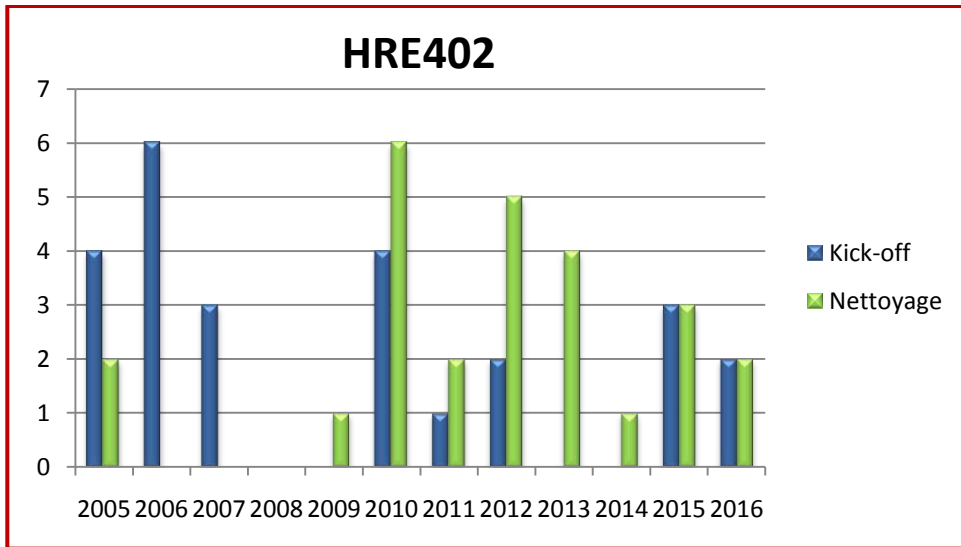


Figure 1: NOMBRE DES OPERATIONS EFFECTUEES

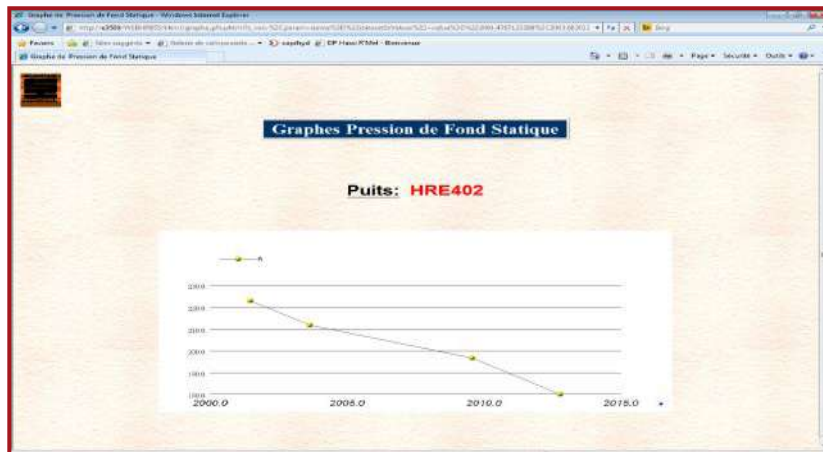


Figure 2: PRESSION DE FOND STATIQUE EN FONCTION DE TEMPS

• ANNEXE HRE111 :

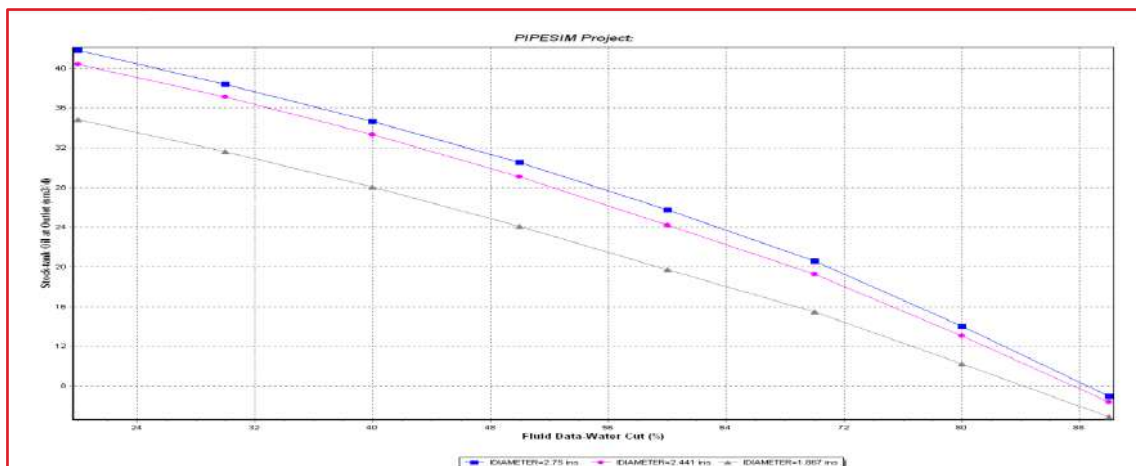


Figure 3: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DE WATER CUT HRE111

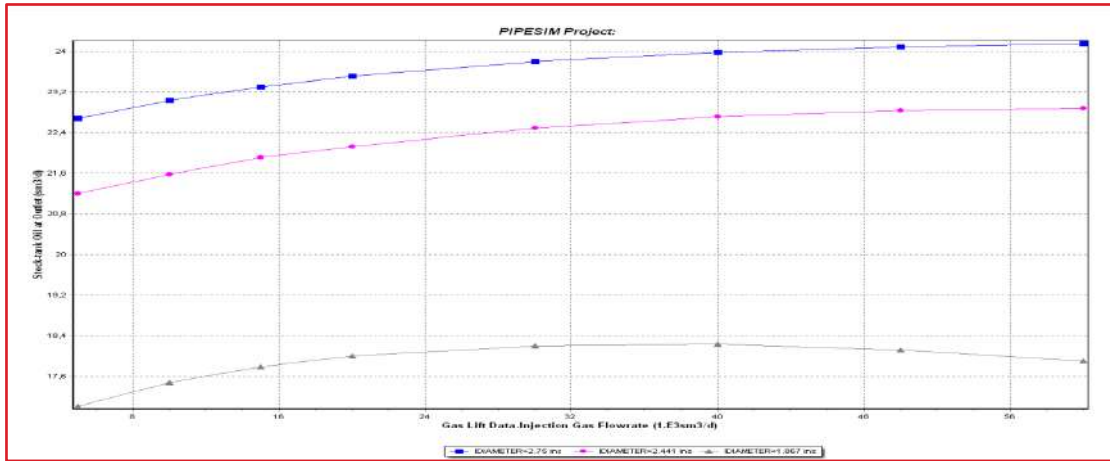


Figure 4: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DE DEBIT DE GAS INJECTE HRE111

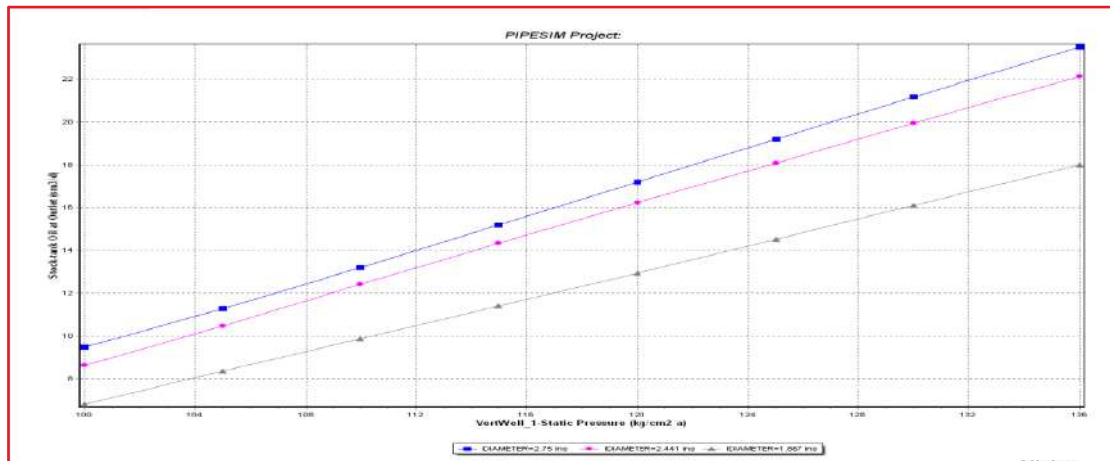


Figure 5: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DECLIN DE PRESSION DE RESERVOIR HRE111

• ANNEXE HRS020

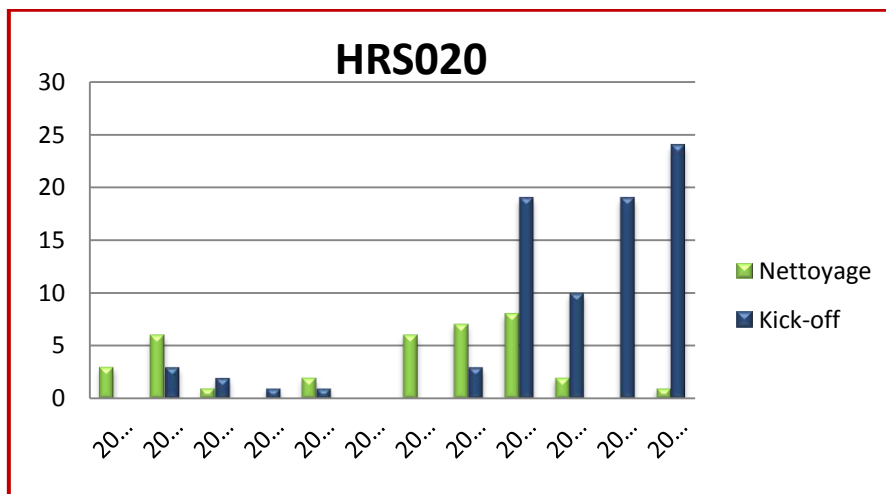


Figure 6: NOMBRE DES OPERATIONS EFFECTUEES

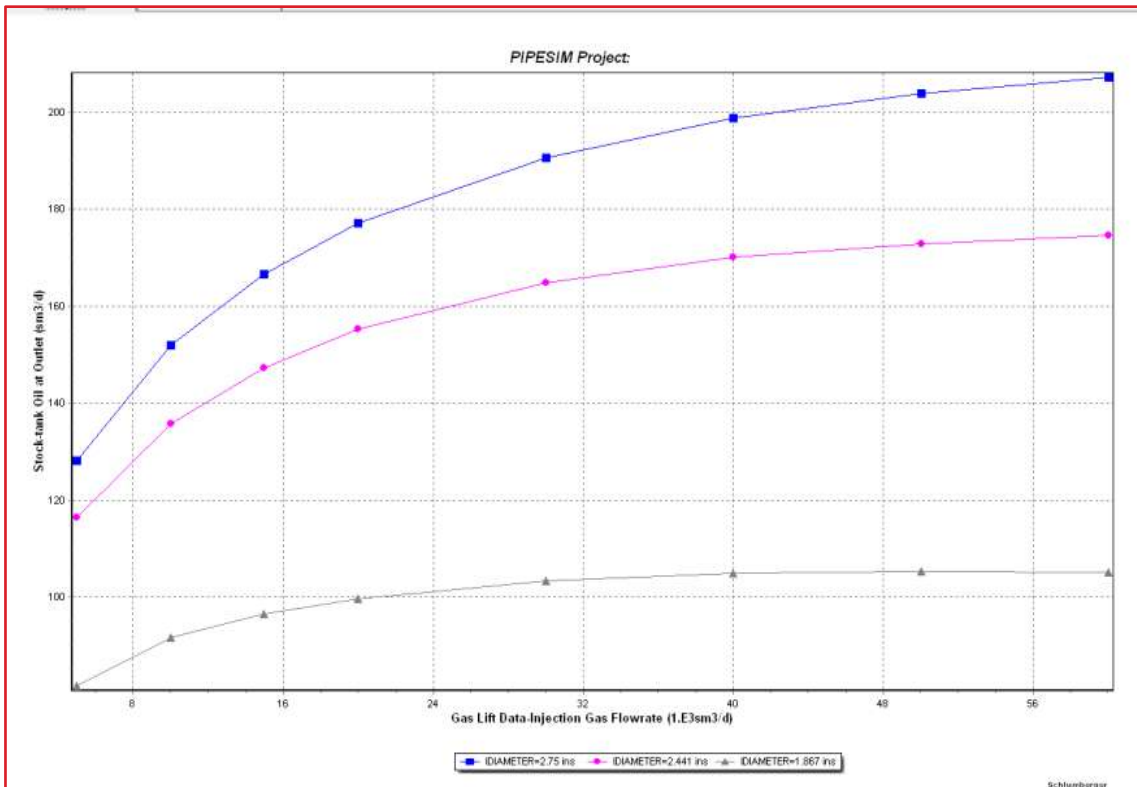


Figure 7: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DE DEBIT DE GAS INJECTE HRS20

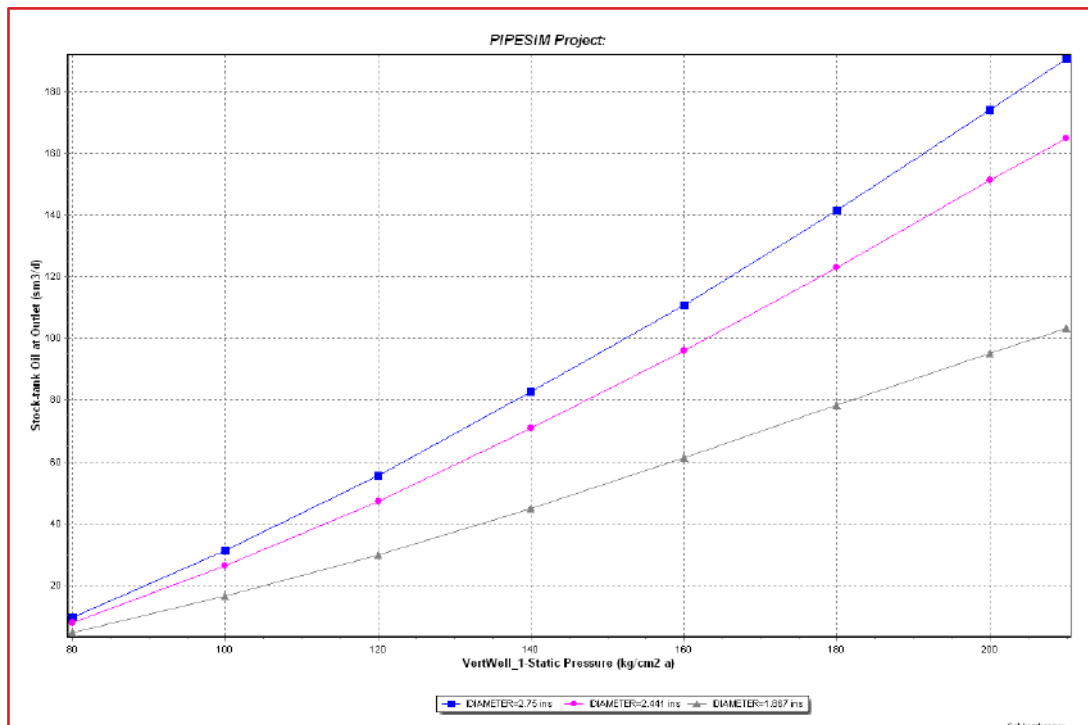


Figure 8: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DECLIN DE PRESSION DE RESERVOIR HRS20

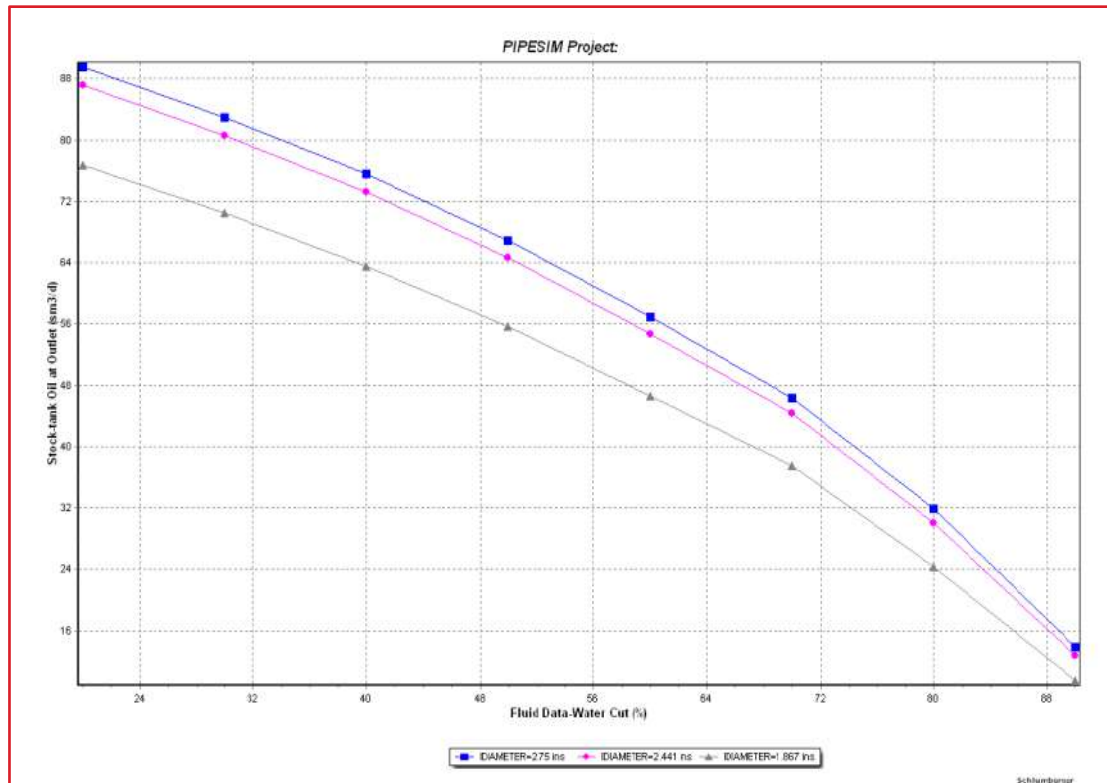


Figure 9: LA VARIATION DE DEBIT DE PRODUCTION EN FONCTION DE WATER CUT HRS20

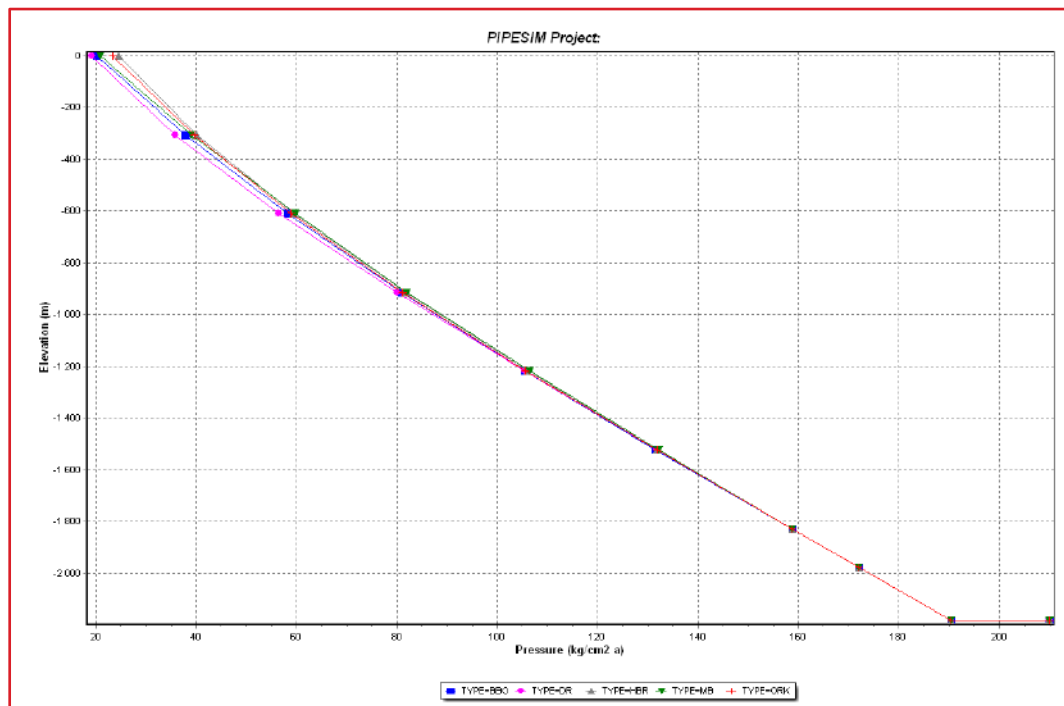
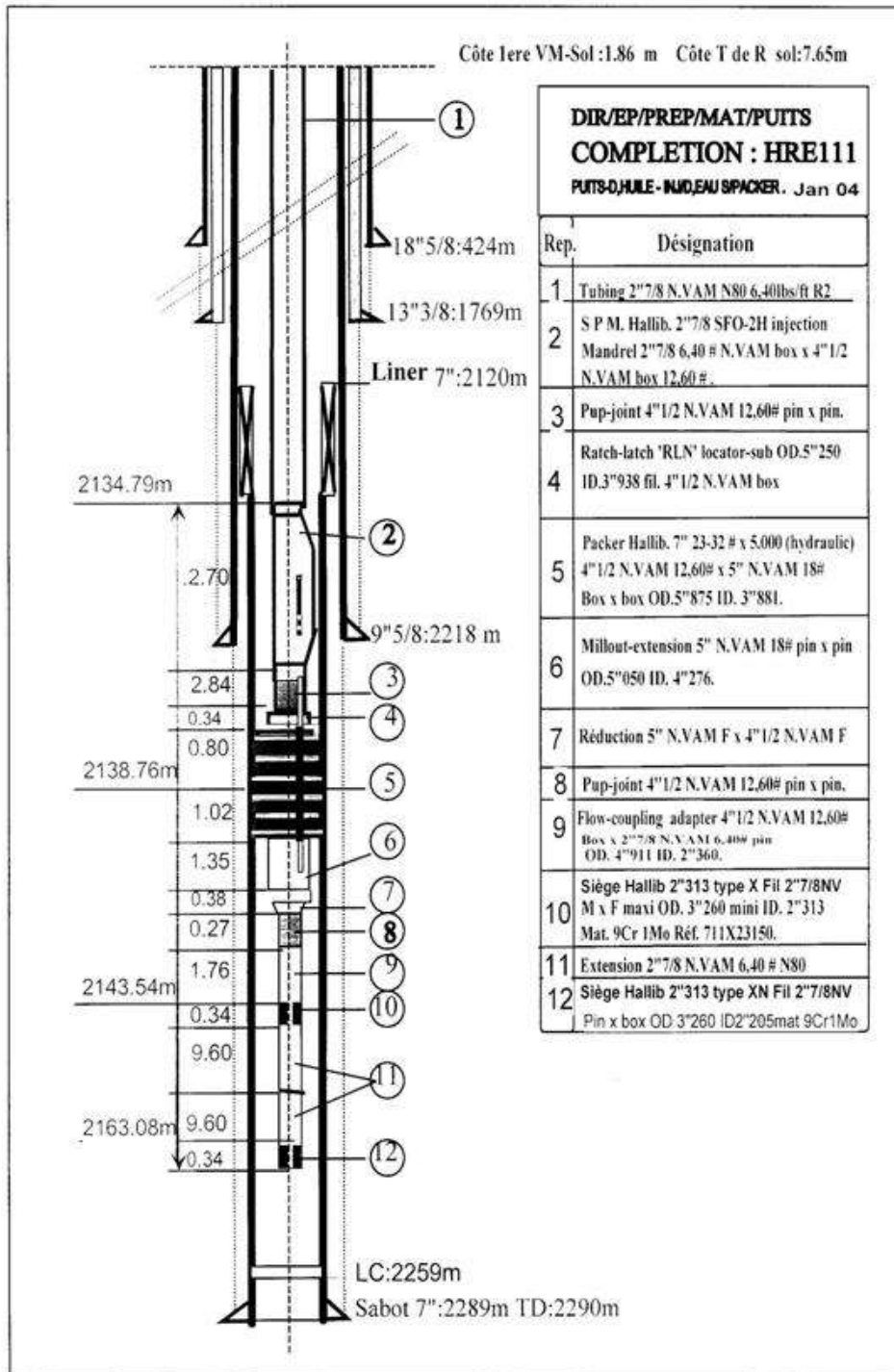
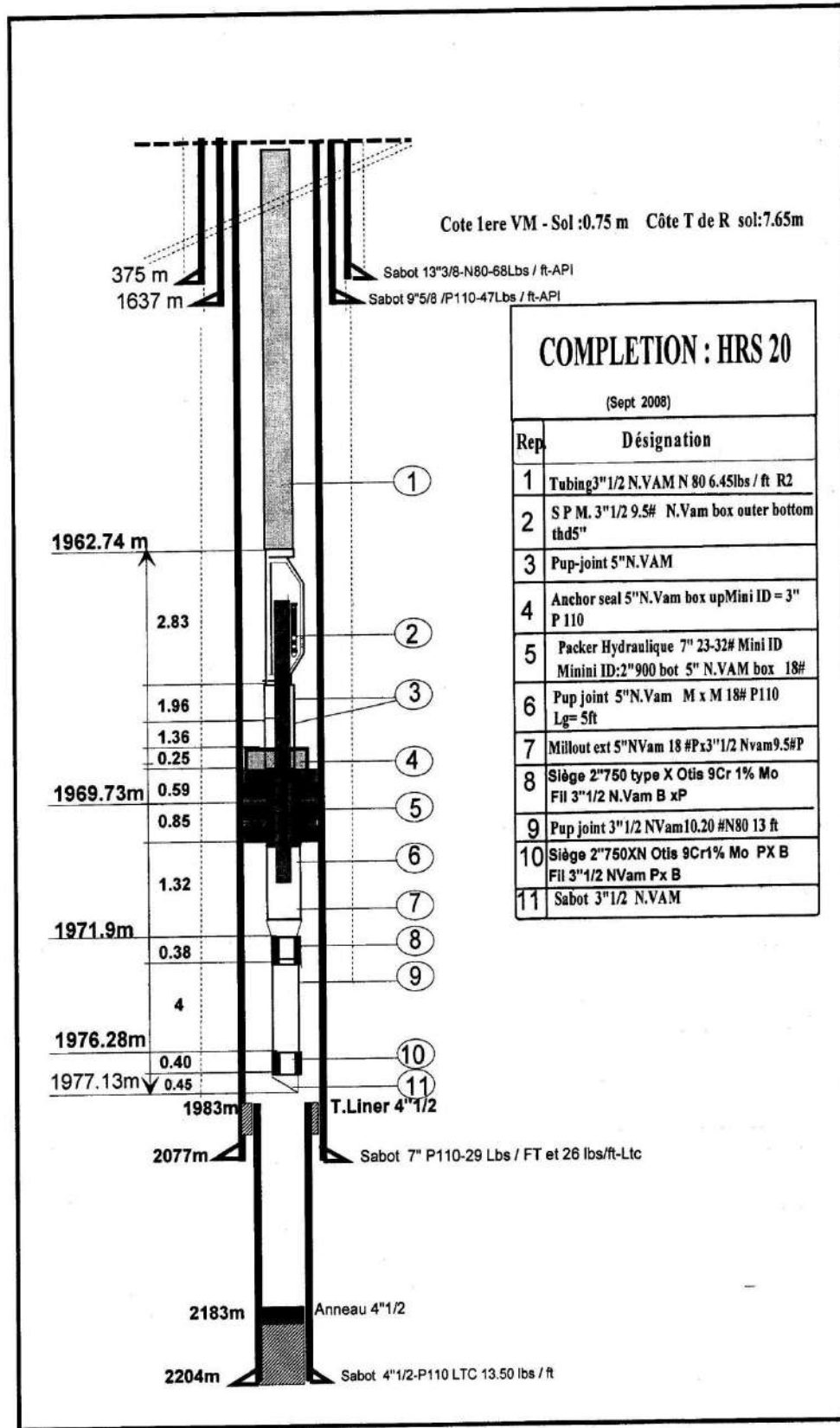
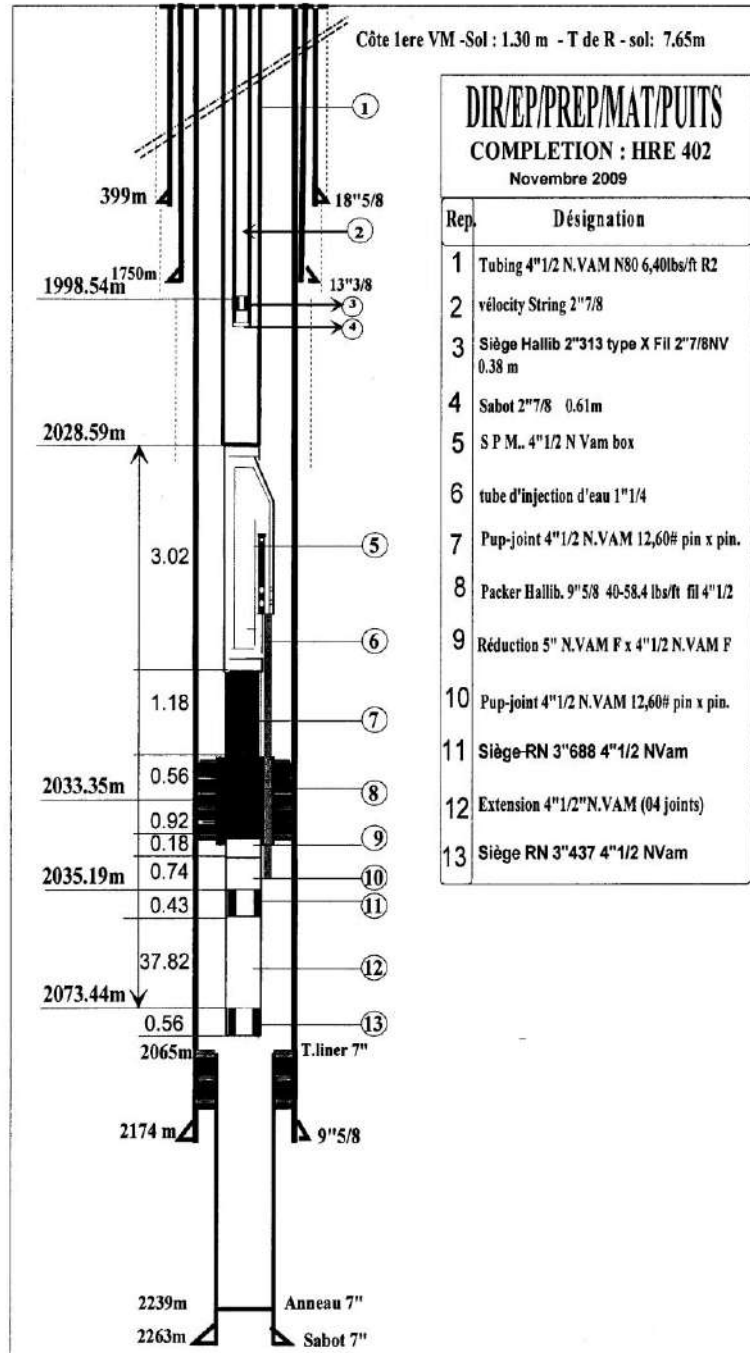


Figure 10: CHOIX DE CORRELATION DE PUIXS HRS020







ملخص:

يتطلب استغلال الآبار في الحقول البترولية التابعة لمنطقة حاسي الرمل عملية الضخ الثنائي, الماء من أجل إذابة الترسبات الملحية و الغاز من أجل تسهيل عملية استخراج البترول وهذه العملية تتم عبر تهيئة الآبار بمعدات مختلفة, مثل GLC, GLS, Mixte

في هذا العمل قمنا بدراسة تأثير عدة عوامل على تحسين عملية ضخ الغاز المساعد, مثل كمية الغاز المضخة, العمق و قطر الأنبوب كما قمنا بمقارنة بين التهيئة الحالية للآبار (GLS , Mixte) المستعملة بكثرة في منطقة حاسي الرمل و التهيئة الجديدة. و في الأخير قمنا بدراسة اقتصادية التي بينت فعالية التهيئة الجديدة بالمقارنة مع التهيئة الحالية.

الكلمات المفتاحية: غاز مساعد, التهيئة, إزالة الملح, الترسب, التصعيد, GLC, GLS, Mixte