

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

UNIVERSITE KASDI MERBAH OUARGLA



Faculté des Sciences et Technologie
et des Sciences de la Matière

Département Des hydrocarbures



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité : Production

Presenté par: BENSEDDIK M^{ed} ALHADJ ALI
MADACI SEYF EDDINE

Thème

**OPTIMISATION DES PUIITS SALES NON ERUPTIFS
« CHOIX D'UNE COMPLETION ADEQUATE »**

Soutenu le : 22/06/2013

Devant le jury composé de :

Mr: KOIADRIA Ghada

Président

Mr: HELLEL Yazid

Examineur

L'encadreur *Mm BELMILOUD Fatima*

2012-2013

Médicaces



Je dédie ce modeste Travail

- * A ma très chère Mère*
- * A Mon Père pour son encouragement*
- * A mes frères et mes sœurs*
- * A toute la famille MADACI*
- * A tous mes amis spécialement les étudiants des
Hydracarbures*
- * A Tous qui m'aiment.*

MADACI Seyf Eddine

Médicaces



Je dédie ce modeste Travail

- * A celle qui m'a donné la vie, le symbole de tendresse et de sacrifices à la mémoire de ma Mère « ALLAH Yarhamha »*
- * A Mon Père pour le soutien moral et son encouragement.*
- * A ma grand mère que DIEU la Garde*
- * A ma tante, mon frère et adorable sœur*
- * A mes amis spécialement équipe Handball NRBT*
- * A Tous qui m'aiment.*

B.MED ALHADJ ALI

REMERCIEMENT



En premier lieu nous remercions DIEU le tout puissant, le réacteur, qui nous a facilité le chemin, et nous a donné la persévérance pour réaliser ce modeste travail pour la deuxième fois louange à DIEU.

Nous remercions très chaleureusement notre Encadreur Mm BELMILOUD Fatima qui nous a apportée une aide précieuse et des conseils bénéfiques qui nous ont guidés dans ce modeste travail de recherche et de réalisation de ce mémoire.

Nous adressons également nos remerciements à l'ensemble des Enseignants du département «Hydrocarbures» qui ont contribué à notre formation.

Nos remerciements vont aussi aux personnes ayant participées de près ou de loin à la finalisation de ce travail:

MM ATLLILI Med El hadi - BABA Abdessetar

AKROUR Tarek - AAMI Ali

MENANI Ramzi - SID Ahmed

Sans oublier l'équipe EP-HASSI MESSAOUD.

Nombreuses sont les personnes dont nous n'avons pas pu citer les noms et que nous remercions vivement.

Sommaire

Introduction Générale

Chapitre I

GAZ-LIFT ET COMPLETION

I. INTRODUCTION SUR LE GAZ-LIFT	01
I.a. Les puits éruptifs	01
I.b. Les puits non éruptifs	02
I.1. DEFINITION ET PRINCIPE DU GAS-LIFT	02
I.2. LES PERTES DE CHARGE	04
I.3. TYPES DE GAS-LIFT	05
I.3.1. Selon le mode d'injection	05
I.3.1.A. Gaz-lift continue	05
I.3.1.B. Gaz-lift intermittent	06
I.3.2. En fonction du type de complétion	07
I.3.2.A. Complétions pour gaz-lift direct	07
I.3.2.B. Gaz-lift inverse (Inverse gaz-lift)	08
1. Tubing concentrique (Concentrique tubing string)	08
2. Gaz-lift avec production dans le casing	09
3. Gaz-lift double (dual gas-lift)	10
4. Le gaz-lift parallèle (<i>parallel gas-lift</i>)	11
I.3.3. En fonction du circuit d'injection en surface	12
I-3.3.A. Gaz-lift en circuit fermé	12
I-3.3.B. Gaz-lift en circuit ouvert	12

I-3.3.C. Auto gaz-lift	12
I-4. APPLICATIONS DU GAZ-LIFT	12
I-5.AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU GAZ-LIFT	13
I-5.1. Les avantages	13
I-5.2. Les inconvénients	14
I-6. POURQUOI LE GAS-LIFT SUR HMD	14
I-7. PROBLEMES LIES AU GAZ- LIFT	14
I-7. A) Formation des hydrates	15
I-7. B) Érosion des équipements	15
I-8- LES COMPLETIONS	15
I-8-1. Les complétions appliquées dans les puits salé non éruptif	16
I-8-2. Les complétions appliquées sur les champs de Hassi- Messaoud dans les puits salé non éruptif	17
I.8.2.A) Complétion CLASSIQUE	17
• Les inconvénients de complétion classique	17
I.8.2.B) Complétion TELESCOPIQUE	18
• Les avantages de la complétion télescopique	19

Chapitre II

LES DEPOTS DES SELS

II-1. LES SELS RENCONTRES DANS LES PUITES PETROLIERS	21
II-2.LOIS DE LA SALINITE	22
II-3.CONDITIONS DE FORMATION DES DEPOTS	23
II-4.Influence des divers paramètres	23
II-4-1.Température	23
II-4-2.Pression	23
II-4-3.Salinité	23

II-5. LA SOLUBILITÉ DE NaCl	24
II-5-1- La solubilité de NaCl en fonction de Température ...	25
II-5-2. La solubilité de NaCl en fonction de Pression	26
II-6.LOCALISATION DES DEPOTS	27
II.7.DETECTION ET SUIVI DES DEPOTS	28
II-8.MOYENS DE DESTRUCTION ET DE PREVENTION	29
II-8-1.Les lavages a l'eau douce	29
A . Le lavage périodique	29
B . L'injection continue	30
II.8.2.Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche	30
III-9. TRAITEMENT DE L'EAU D'INJECTION	30

Chapitre III

ANALYSE NODALE

III -1 CONCEPT NODAL	32
III -2 HISTORIQUE DE L'ANALYSE NODALE	34
III-3 PROCEDURE, OBJECTIF DE L'ANALYSE NODALE	34
III -3 -1 Procédure	36
III -3 -2 Objectifs	36
III -3 -3 application	37
III - 4. CHOIX DE NŒUD	38
III - 4 -1. Inflow performance relationship (IPR)	39
III - 4-2.Tubing performance curves (TPC)	42
III-4-2-1.L'utilité des corrélations	43
III-4-2-2.Les différentes corrélations	43
IV-1.OBJECTIF ET PROCEDURE DE L'ETUDE	45
IV-2. CHOIX DES PUIITS	46
IV-3. COLLECTE DES DONNEES	46

IV-3-1. Données du fluide (Les data PVT)	46
IV-3-2. Données du réservoir	47
IV-3-3. Données de complétion	47
IV-3-4. Données de surface	47
IV-4. PRESENTATION DU LOGICIEL PIPESIM	48
IV-5. CREATION DU MODEL A.N ET CHOIX DES CORRELATIONS	49
IV-5-1. Corrélation utilisée pour l'écoulement en réservoir IPR ...	49
IV-5-2. Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing	50
IV-5-3. Calage du model et choix de corrélation (BUILDB UP. DST. JAUGEAGE)	50
IV-5-3- 1. Application du l'étude	51
IV-5-3- 2. Choix de corrélation	52
IV-6. ETUDE DU PUITES MD 283	54
IV-6-1. Information de base	54
IV-6-2. Complétion actuelle	55
IV-6-3. Les dernières opérations	56
IV-6-4. Historique du puits MD283	56
IV-6-5. Les dernières mesures de MD283	56
IV-6-6. Jaugeage	57
IV-6-7. Les données PVT	57
IV-7. ETUDE DE PERFORMANCE DE PIUTS MD 283	58
IV-7-1. Le point de fonctionnement IPR/VLP	58
IV-7-2. Optimisation sur le diamètre du tubing et le G-L	59
IV-7-2.1. Etat initial: Effet du mode d'injection	60
IV-7-2.2. Etat actuel: Effet du la complétion télescopique	60
IV-7-2.3. Etat proposés: Optimisation du diamètre du tubing et le débit d'injection de gaz-lift	60
IV-7-2.3.A: Optimisation du diamètre du tubing	61

IV-7-2.3.B: Optimisation du débit d'injection G-L	63
a) Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 2 ⁷ / ₈	63
b) Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 4 ¹ / ₂	64
IV-8. ETUDE DU PUITES MD 140	65
IV-8-1. Information de base	65
IV-8-2. Complétion actuelle	66
IV-8-3. Les dernières opérations	66
IV-8-4. Historique du puits MD140	66
IV-8-5. Les dernières mesures de MD140	67
IV-8-6. Jaugeage	67
IV-8-7. Les données PVT	67
IV-9. ETUDE DE PERFORMANCE DE PIUTS MD 140	68
IV-9-1. Le point de fonctionnement IPR/VLP	68
IV-9-2. Optimisation sur le diamètre du tubing et le G-L	69
IV-9-2.1. Etat initial: Effet du mode d'injection	69
IV-9-2.2. Etat actuel: Effet de la complétion télescopique ...	69
IV-9-2.3. Etat proposés: Optimisation du diamètre du tubing et le débit <i>d'injection de gaz-lift</i>	70
IV-9-2.3.A: Optimisation du diamètre du tubing	70
IV-9-2.3.B: Optimisation du débit d'injection G-L	71
a). Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 2 ⁷ / ₈	71
b). Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 4 ¹ / ₂	72
Conclusion et Recommandation	
Annexes	
Bibliographie	

Table des figures

Figure I -1 : optimisation de débit d'injection de gas-lift.....	3
Figure I -2 : Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.....	4
Figure I-3:l'injection gaz-lift continu / intermittent.....	6
Figure I-4:l'injection gaz-lift direct	7
Figure I-5 :l'injection gaz-lift par le tubing concentrique.....	8
Figure I-6 : l'injection gaz-lift dans l'espace annulaire « 4" ½ & CCE ».....	9
Figure I-7: l'injection gaz-lift double (dual gas-lift).....	10
Figure I-8: l'injection gaz-lift parallèle (parallel gas-lift)	11
Figure I -9 : Représenté la complétion de puits salé non éruptif.....	16
Figure I -10 : Représenté la complétion classique.....	18
Figure I -11 : Représenté la complétion TELESCOPIQUE.....	20
Figure II-1: la solubilité de NaCl en fonction de profondeur.....	24
Figure II-2: effet de température sur la solubilité de NaCl.....	25
Figure II-3 : l'effet de pression sur la solubilité de NaCl.....	26
Figure II -4 : modèle de précipitation (déposition) de sel.....	28
Figure III.1: Les pertes de charge possible dans un système de production complet....	32
Figure III.2 : Les différentes positions possibles des nœuds.....	33
Figure III.3: point de fonctionnement.....	36
Figure IV-1: model L'Analyse Nodale sur logiciel PIPESIM (DST 2004)	49
Figure IV-2: Gradient de pression dynamique pour différente corrélation (MD 283) .	51
Figure IV-3: Graphique le pourcentage d'erreur relatif moyen	54
Figure IV-4: La situation géologique de MD 283.....	55
Figure IV-5: Point de fonctionnement IPR/VLP de MD283.....	59
Figure IV-6: graphe du résultat de la sensibilité sur le diamètre en fonction du débit..	63
Figure IV-7: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2"½.....	64
Figure IV-8: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4" ½.....	65
Figure IV-9: La situation géologique de MD 140.....	65
Figure IV-10: Point de fonctionnement IPR/VLP de MD140.....	68

Figure IV-11: graphe du résultat de la sensibilité sur le diamètre en fonction du débit..71

**Figure IV-12: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre
2" 7/8 72**

**Figure IV-13: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre
4" 1/2.....73**

ANNEXES

Figure 1: Fiche technique du puits MD283 (complétion classique).

Figure 2: Fiche technique du puits MD283 (Complétion TELESCOPIQUE).

Figure 3: Fiche technique du puits MD140 (complétion classique).

Figure 4: Fiche technique du puits MD140 (Complétion TELESCOPIQUE)

Figure 5: Gradient de pression dynamique pour différente corrélation (MD 140).

Figure 6: Présenté le graphe de historique de puits MD283 (QH, Q G, GOR, SE, S H).

Figure 7: Présenté le graphe de historique de puits MD140 (QH, Q G, GOR, SE, S H).

Liste des tableaux

Tableau II -1 : les dépôts des sels aux champs pétroliers	22
Tableau II-2: effet de température sur solubilité de NaCl	25
Tableau II -3: l'effet de pression sur la solubilité de NaCl	26
Tableau II -4: variation des paramètres suivant les bouchages dus aux dépôts de sel	29
Tableau III -2: présenté classement des catégories	44
Tableau IV-1 : Les résultats de DST (puits MD 283 - MD 140)	51
Tableau IV-2 : présenté la pression de fond et calculé.....	52
Tableau IV-3: présenté le calcul de l'erreur absolue.....	53
Tableau IV-4 : présenté le calcul de l'erreur relative.	53
Tableau IV-5 : présenté le calcul de l'erreur moyenne pour chaque corrélation	53
Tableau IV-6 : Présenté les dernières opérations de MD 283.....	56
Tableau IV-7: Les données principales utile pour le logiciel en PIPESIM (Puits MD 283).....	56
Tableau IV-8: représente les data jaugeage.....	57
Tableau IV-9: Les données de PVT (PUITS MD 283).....	57
Tableau IV-10: L'inflow MD283.....	58
Tableau IV-11: L'outflow MD283.	58
<i>Tableau IV-12: Comparaison entre le cas initial et le cas actuel du Puits MD 283</i>	60
<i>Tableau IV-13: représente la variation du début d'eau injecté.</i>	61
Tableau IV-14: représente-les déférant diamètre disponibles dans la sensibilité	62
Tableau IV-15: Résultats de PIPESIM (sensibilité sur le diamètre de tubing).....	62
Tableau IV-16: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 ⁷ / ₈	63
Tableau IV-17: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4 ¹ / ₂	64
Tableau IV-18 : Présenté les dernières opérations de MD 140.....	66
Tableau IV-19: Les données principales utile pour le logiciel PIPESIM (Puits MD 140)	67
Tableau IV-20: représente les data jaugeage	67
Tableau IV-21: Les données de PVT (PUITS MD 140)	67
Tableau IV- 22: Comparaison entre le cas initial et le cas actuel du Puits MD 140	69
Tableau IV-23: Résultats de PIPESIM (sensibilité sur le diamètre de tubing)	70
Tableau IV-24: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 ⁷ / ₈	71
Tableau IV-25: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4 ¹ / ₂	72

ANNEXES

Tableau 1: L'inflow MD140.

Tableau 2: L'outflow MD140.

Abréviation

K: Perméabilité, **md**

PG: Pression de gisement, **kg /cm²**.

PFD: Pression de fond dynamique, **kg/cm²**.

PFS: Pression de fond statique, **kg /cm²**.

Pt : Pression a la tête de puits, **kg /cm²**.

Pp : Pression de Pipe ou de Ligne, **kg /cm²**.

Ping: Pression d'injection, **kg /cm²**.

Psep : Pression de Séparateur, **kg /cm²**.

Q huiles : Débit Huile, **m3/h**.

Q gaz : Débit Gaz, **m3/h**.

Q eau : Débit Eau, **m3/h**.

Q rec : débit récupérer, **m3/h**.

Q inj : Débit Injecter, **m3/h**.

Tt, Tête: Température de Tête, **Deg Co**.

Tr : Température de Réservoir, **Deg Co**.

Temp Huile: Température d'huile, **Deg Co**.

GOR: Gaz oïl ration à la condition standard, **sm3/sm3**.

Rs: Gaz dessous dans l'huile/Solution GOR, **sm3/sm3**.

WOR: Water Oil ration, **sm3/sm3**.

WC: Water Liquid ratio.

Nœud: le point de référence a laquelle le système des pertes de charge est calculé.

IP: Indice de Productivité, **m³cm² / kg d.**

TVD: True Vertical Depth, **m.**

MD/TD: Measured Depth, **m.**

Diam-Duse: Diameter de Duse, **inch or mm.**

ID: Inner Diameter, **inch or mm.**

OD: Outer Diameter, **inch or mm.**

Pb : Pression de bulle, **kg /cm².**

Gas S.G: Gas Specific Gravity.

Water S.G: Water Specific Gravity.

Oil API: Oil API Gravity.

μoil : la Viscosité de L'Huile, **cp.**

μgaz : la Viscosité de Gaz, **cp.**

PBU Build-UP Test Downhole measurement Using Gauges, **Pr.**

DST Drill Stem Test, **Pr.**

Δp friction : pertes de charges dues au frottement en l'écoulement. **kg / c m².**

Δp gravité : pertes de charges due a la pression hydrostatique. **Kg /cm².**

ΣΔp : La somme des pertes de charges au cours de remontée de l'effluent vers la surface à travers les différents tubings, duses, collectes. **Kg / c m².**

H.d.0,098: la colonne hydrostatique de l'effluent. **Kg / c m².**

HMD: Hassi- Messaoud.

SPM: Les mandrins à poche latérale (side pocket mandrels)

G-L:GAS-LIFT

INTRODUCTION

Tout puits de production est foré dans le but d'acheminer les hydrocarbures du réservoir vers la surface. L'objectif de tous pays producteurs est de rechercher à récupérer le maximum des réserves en place en utilisant toutes les méthodes de récupération disponibles. Parmi ces méthodes nous citons l'activation par Gaz-lift qui est l'objectif de notre étude.

Parmi les importants champs d'huile dans le monde, on trouve le champ de Hassi Messaoud. Il s'étend sur une superficie d'environ 2200 Km².

L'exploitation du champ par déplétion naturelle, a fait chuter sa pression de gisement d'une façon considérable. Donc il est devenu impératif de prévoir un soutirage artificiel pour augmenter la récupération du champ.

L'Assurance de l'écoulement des fluides jusqu'à la surface à travers des équipements est une phase importante appelé la « complétion ».

Une étude sur la réalisation des techniques de complétion est nécessaire durant toute la vie de puits pour faire un choix sur le diamètre, nuance et les contraintes appliquées afin d'adapter à des paramètres optimale de production (débit, pression...etc.) suite à ces paramètres qu'il faut avoir une bonne connaissance du gisement.

Vu la disponibilité du gaz en quantité suffisantes dans la région, le gaz-lift est le moyen d'activation préféré. Mais le problème de cette méthode d'activation est l'installation et le fonctionnement des équipements (la complétion, CCE, Les mandrins,ect) pour faire circuler le gaz dans le tubing ce qui va alléger la colonne hydrostatique en particulier les puits salés et non éruptifs.

Ce mémoire présente une étude d'optimisation du début d'injection G-L et diamètre tubing sur la possibilité d'activer les puits arrêtés à nécessitent une double injection qui sera illustrer par les puits MD283 MD140 du champ de Hassi-Messaoud.

Dans ce cadre beaucoup des logiciels ont été élaborés pour étudier avec précision la performance de notre système en traçant des différentes courbes (ex : L'IPR, VLP).

Dans notre étude on a appliqué l'Analyse Nodale pour optimiser le diamètre de tubing et le débit d'injection dans les puits (MD 283, MD140) au champ de HASSI MESSAOUD en utilisant le logiciel (PIPESIM).

I-1.INTRODUCTION

En tout début d'exploitation, les réservoirs produisant des hydrocarbures ont un potentiel suffisant pour avoir l'écoulement de l'huile et du gaz, qui sont légers, jusqu'aux installations de surface. C'est le cas de la plupart des réservoirs à travers le monde.

Chaque réservoir produisant des hydrocarbures a une pression dite "pression de réservoir". C'est l'énergie (le potentiel) qui permet aux liquides et/ou gaz de jaillir du fond du puits jusqu'à la surface, grâce à la dépression ainsi produite.

Au fur et à mesure de la production les réservoirs commencent à s'épuiser, connaissant une chute continue de la pression, et une chute de l'énergie d'éruption.

L'éventuelle percée d'eau, qui est un fluide relativement lourd, accentue cette déplétion. Cette pression risque donc, à un moment, de devenir insuffisante pour assurer la production de manière naturelle [2].

Arrivé à ce point, on dit que le puits qui était éruptif est devenu non éruptif. Et nécessite de recourir à des moyens de production artificielle.

• A) Les puits éruptifs:

On dit qu'un puits est éruptif lorsque, il débite en surface sans que l'on soit obligé de recourir à une source d'énergie extérieure. Pour qu'un puits soit éruptif, il faut que la pression de gisement soit supérieure à la contre pression exercée par la colonne de fluide présenté dans le puits (1).

$$P_G - Psép > H.d.0,098 + \sum \Delta P \dots (1)$$

P_G : Pression de gisement en *bar* .

H : Profondeur du puits en *m* .

d : Densité de fluide.

$\sum \Delta P$: La somme des pertes de charges au cours de remontée de l'effluent vers la surface à travers les différents tubings, duses, collectes...

$H.d.0,098$: la colonne hydrostatique de l'effluent [1].

• **B) Les puits non éruptifs:**

On dit qu'un puits est non éruptif lorsqu'il ne débite pas en surface par sa propre énergie, donc la pression de gisement est inférieure ou égale à la contre pression exercée par la colonne du fluide présente dans le puits(2).

$$P_G - P_{sép} \leq H.d.0,098 + \Sigma \Delta P \dots (2)$$

La non-éruption est rencontrée dans certains gisements nouveaux où la pression de fond est faible, et dans le cas des gisements exploités depuis long temps, et dans les puits qui ont une pression de fond faible, alors que les réserves récupérables sont importantes.

Pour activer et mettre en production ces puits il faut installer un dispositif d'activation. On peut agir sur l'un des paramètres de non-égalité ; (sur la hauteur " H " de la colonne de fluide où le puits est mis en pompage, ou sur la densité de fluide " d " ou un fluide moins dense (gaz) est injecté dans la colonne pour l'alléger) [1].

I-2. DEFINITION ET PRINCIPE DU GAS-LIFT:

Le principe est d'injecter du gaz préalablement comprimé qui va circuler dans l'espace annulaire (casing-tubing) aussi profondément que possible ; et pénétrer dans le tubing, où il y a de l'huile, à travers des vannes. Le gaz étant plus léger va diminuer la densité de la colonne du fluide contenu dans le tubing.

Le gaz injecté diminue la densité des fluides produits, réduisant ainsi leur poids (poids de la colonne hydrostatique); rendant ainsi l'énergie du réservoir suffisante pour faire monter les fluides jusqu'aux installations de surface (jusqu'au séparateur). Ce ci est similaire à un ajout de puissance en fond de trou pour aider le réservoir à produire.

C'est une technique de production activée pour les puits non ou insuffisamment éruptifs. Elle consiste à injecter du gaz comprimé le plus bas possible dans la colonne de production. C'est le procédé qui se rapproche le plus à l'écoulement naturel [5].

Cette technique agit:

❖ Soit sur la densité "d", en allégeant le poids volumique du fluide (le gaz étant plus léger que l'huile) et permettant ainsi au mélange constitué de monter en surface (**Gaz-lift continu**).

❖ Soit sur la hauteur "H", en remontant la colonne de fluide se trouvant au-dessus du point d'injection du gaz (**Gaz-lift intermittent**).

La remontée de l'effluent se produit selon l'un des mécanismes suivants ou selon une combinaison de mécanismes :

- ❖ Diminution du gradient dynamique de pression.
- ❖ Expansion du gaz injecté.
- ❖ Déplacement du fluide par le gaz comprimé.

La quantité de gaz à injecter ne doit pas dépasser une limite au-delà de laquelle son efficacité diminue. On parle de GLRt optimum (Figure I-1).

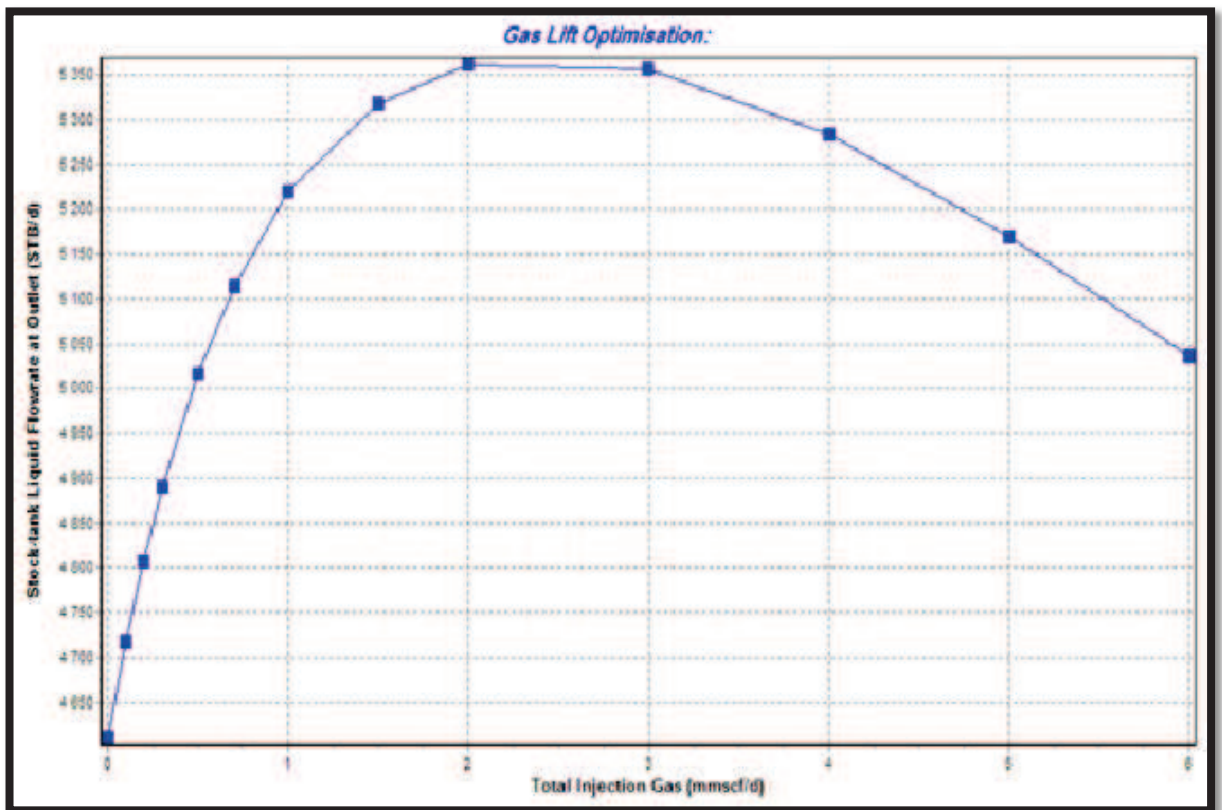


Figure I-1: Optimisation de débit d'injection de gas-lift.

I-3. LES PERTES DE CHARGE:

Quand un puits produit, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (P_{wf}) et atteint la surface à sa pression de tête de puits (P_{whf}). Durant ce parcours qui

atteint en général plusieurs kilomètres, de l'énergie est 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 Gaz 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 [4].

Ceci aura deux effets opposés :

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

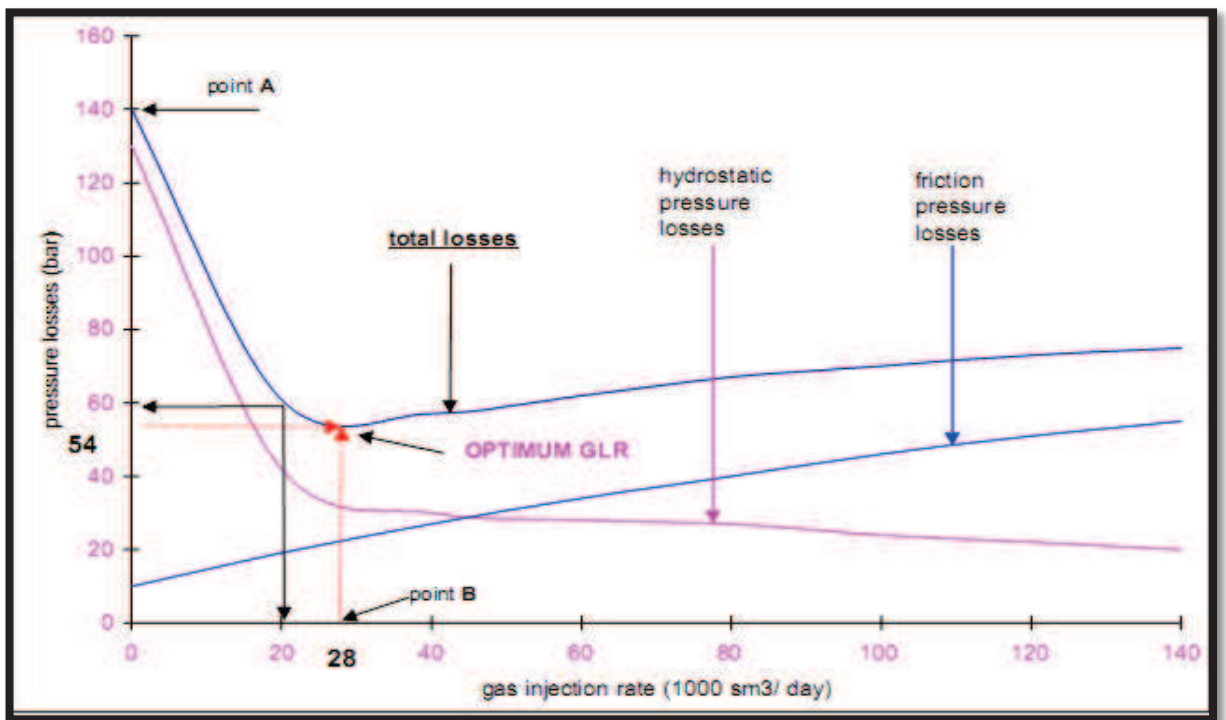


Figure I-2: Evolution des pertes de charge en fonction du débit de gaz injecté.

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 diminue les pertes de charge gravitationnelles, 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 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 » [3].

Pour cela il faut bien déterminer la quantité de gaz à injecter pour obtenir la production optimale.

I-4. TYPES DE GAS-LIFT:

Il existe deux types:

I-4.1. Selon le mode d'injection:

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

A) Gaz-lift continue:

Considéré comme une extension de l'écoulement naturel. C'est une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés à la base de la colonne de production pour alléger le poids volumique du fluide, ce qui augmente la pression de fond dynamique et génère la pression différentielle requise pour pouvoir produire au débit désiré. Le mélange ainsi constitué peut remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif [6].

B) Gaz- lift intermittent:

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

s'accumule au dessus du point d'injection, il sera chassé de la même façon et ainsi de suite Figure I-3 [6].

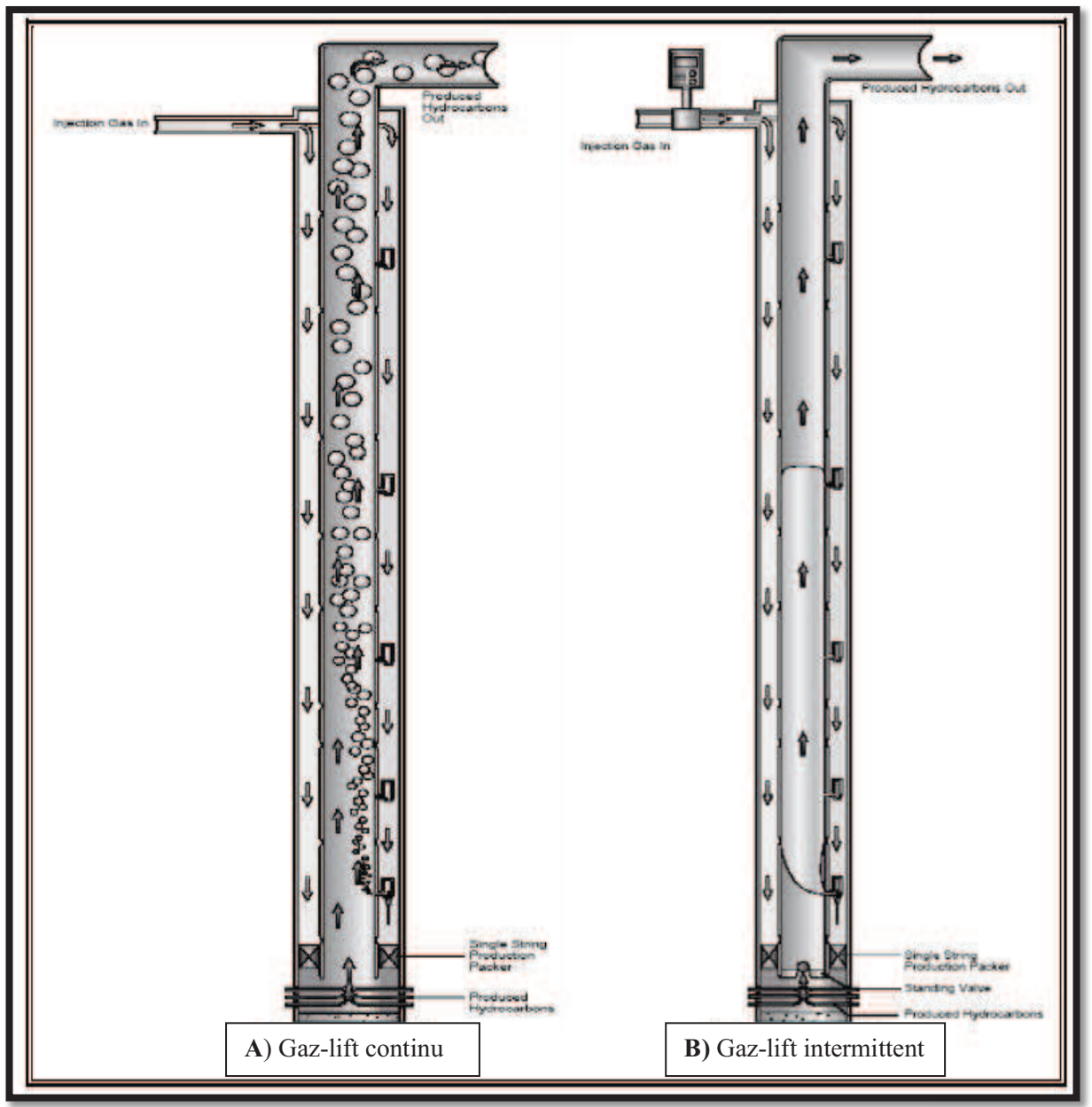


Figure I-3:l'injection gaz-lift continue / intermittente.

I-4.2. En fonction du type de complétion:

Le gaz-lift peut-être utilise en complétion simple comme en complétion multiple et la production des puits peut être :

I-4.2.A. Compléments pour gaz-lift direct:

L'injection du gaz est effectuée 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 Figure I-4 [7].

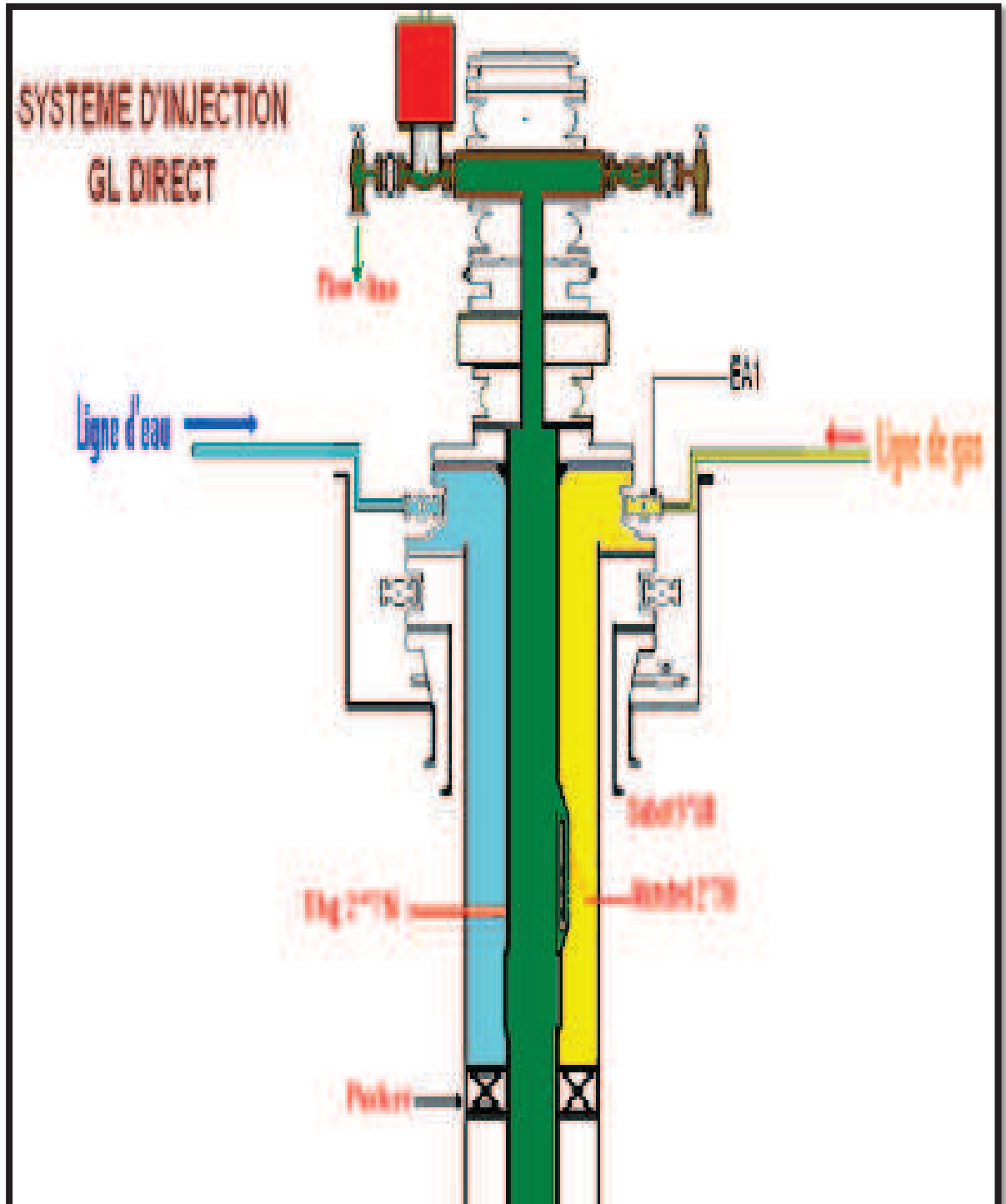


Figure I-4: l'injection gaz-lift direct.

I-4.2.B. Gaz-lift inverse (Inverse gaz-lift):

1. Tubing concentrique (Concentrique tubing string):

Le gaz est injecté dans un petit tube concentrique appelé « macaroni ». Ce genre de profil est très courant. Le système fonctionne de la même manière avec des tubes concentriques d'un gros diamètre descendus au cours de la vie du puits. Ainsi, il n'est pas rare de voir des tubings 7" recevoir un tube 4 $\frac{1}{2}$ " pour activer le puits au gaz-lift. Cette solution se rencontre en général dans des puits où le gaz-lift n'a pas été prévu à la fin du forage du puits et la pose d'un tube concentrique est un moyen simple et peu coûteux d'activer le puits. Le macaroni est en général grâce à une unité de snubbing, avec ou sans pression dans le puits. Dans tous ces puits, la production se fait par le tubing initial et non pas dans l'espace annulaire Figure I-4.

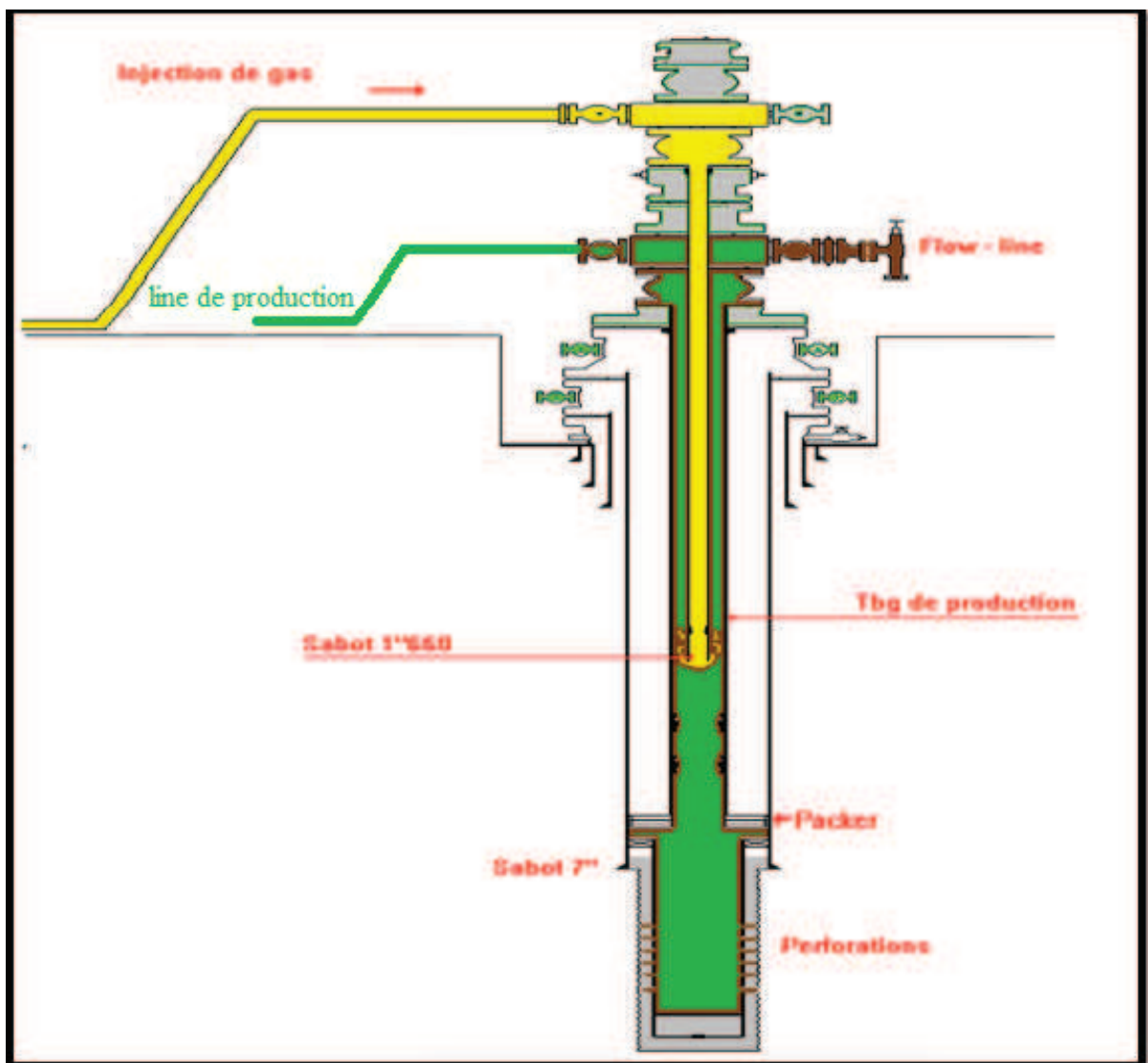


Figure I-4: l'injection gaz-lift par le tubing concentrique.

2. Gaz-lift avec production dans le casing:

Pour les très gros débits, il est possible de concevoir des puits où la production du réservoir passe directement dans le casing avec injection de gaz dans le tubing Figure I-5.

Ce procédé présente quelques défauts :

- Il est impossible de faire des mesures du côté de l'effluent, c'est-à-dire entre le tubing et le casing, comme des mesures de pression ou de température.
- De gros volumes de gaz sont nécessaires et nécessitant de grandes pressions.
- Le design et les équipements sont spéciaux.
- Le puits n'est pas adapté au gaz-lift intermittent.

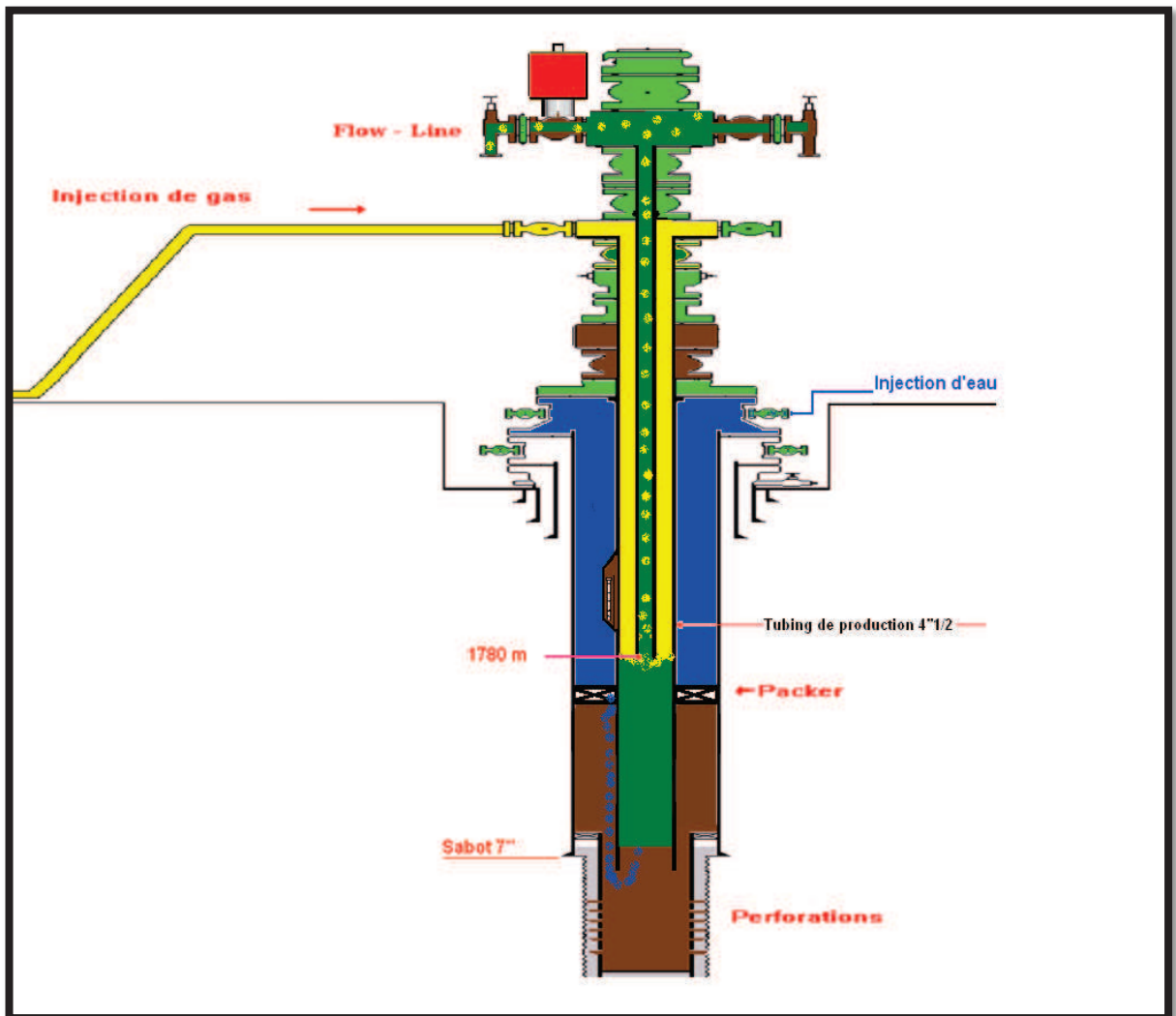


Figure I-5 : l'injection gaz-lift dans l'espace annulaire « 4" ½ & CCE ».

3. Gaz-lift double (dual gas-lift):

Les complétions doubles ne sont pas faciles ni à descendre, ni à remonter, mais offrent la possibilité de produire dans le même puits deux réservoirs non compatibles pour une production mélangée. Parmi les problèmes de cette complétion, soulignons :

- La grande complexité des vannes de sécurité de subsurface annulaire.
- L'encombrement des mandrins à poche.

En général, il n'est pas possible de sortir un tube seul car les mandrins ne peuvent pas se chevaucher d'un tubing sur l'autre.

La mise au point des vannes pour ces puits est très délicate. Le gaz-lift double est donc assez rare, sauf pour des champs où du gaz à haute pression est disponible, autorisant la décharge sans utilisation de vannes de décharge Figure I-6 [8].

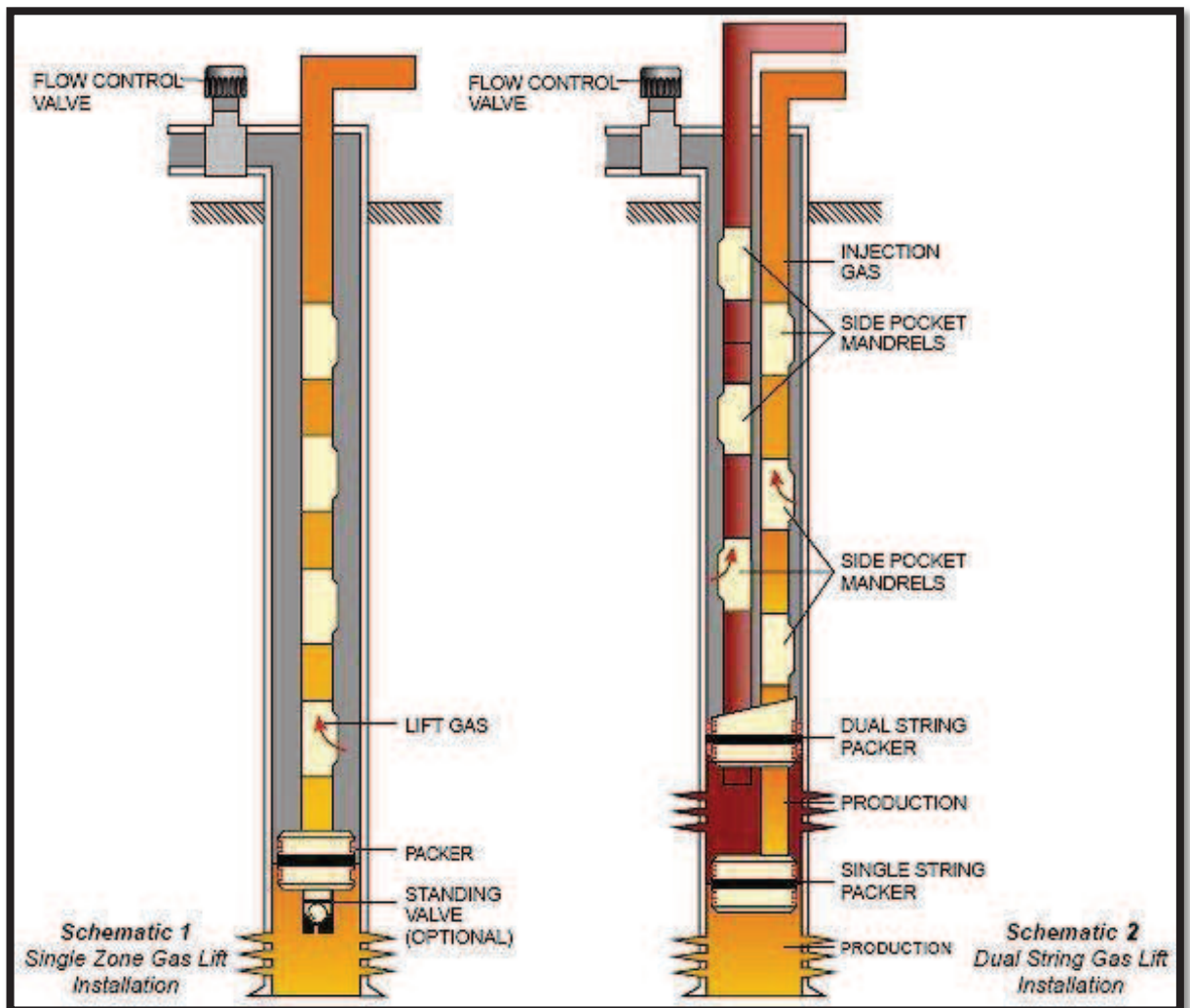


Figure I-6: l'injection gas-lift double (dual gas-lift).

4. Le gaz-lift parallèle (parallel gas-lift) :

Ce mode de production possède les mêmes inconvénients que le gaz-lift double au niveau de la mise en place de la complétion. Le gaz est injecté dans un tubing alors que le second reçoit la production du réservoir. Ce genre de complétion est utilisé lorsque le gaz disponible n'est pas autorisé à entrer en contact avec le casing Figure I -7 [8].

Le gaz-lift parallèle existe souvent dans de vieux puits initialement en complétions multiples puis reconverties lorsque l'un des tubings a perdu son usage.

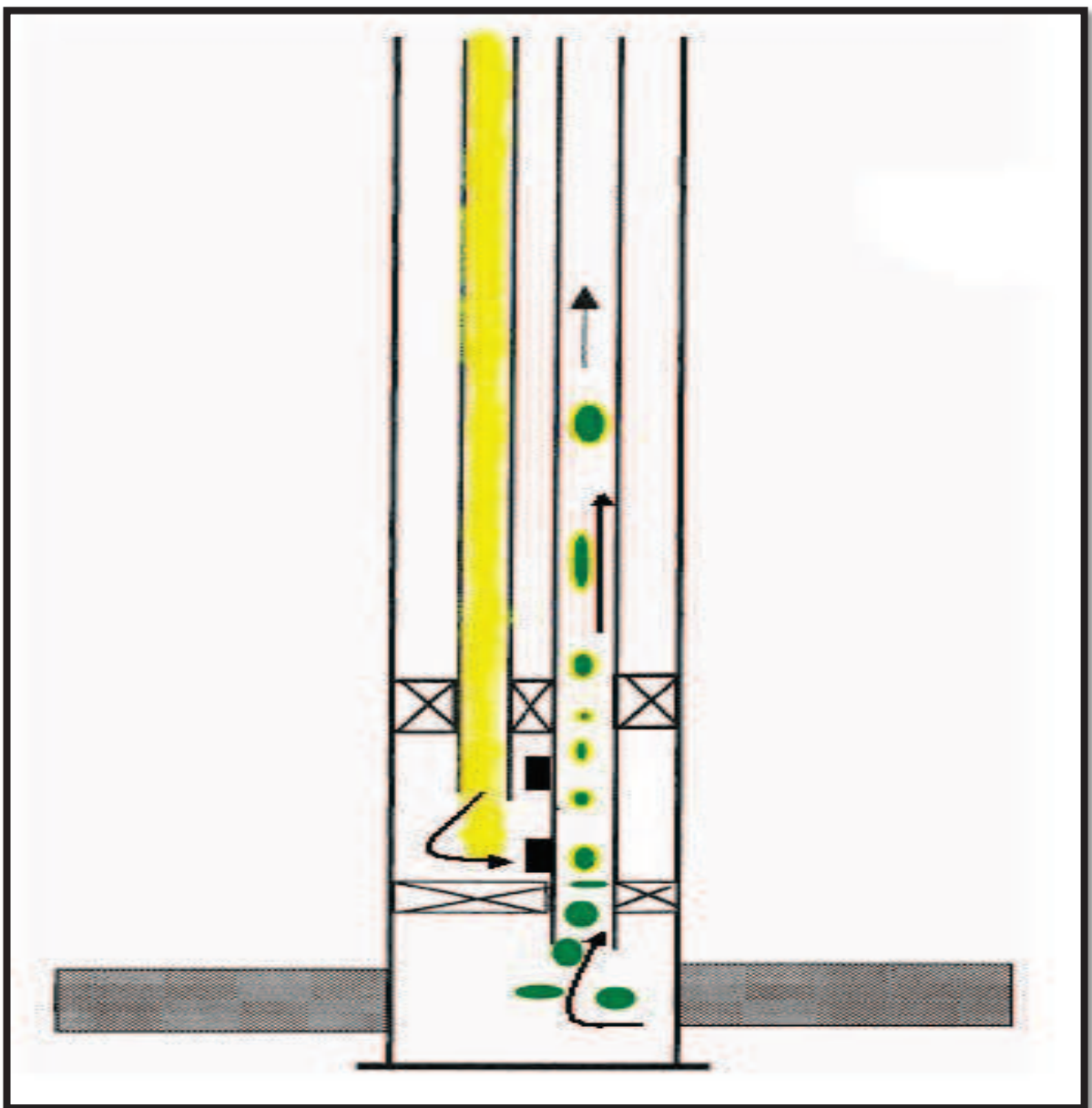


Figure I -7 : l'injection gaz-lift parallèle (parallel gas-lift).

I-4.3. En fonction du circuit d'injection en surface:

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (gas-oil ratio) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage, et on distingue:

I-4.3. A. Gaz-lift en circuit fermé:

C'est le gaz-lift qui réutilise le gaz produit récupéré des séparateurs pour le comprimer et l'injecter à nouveau dans le puits, après l'avoir fait passer par toutes les phases de traitement du gaz (déshydratation, dégazolinage). Le gaz se trouve alors dans une boucle [9].

I-4.3. B. Gaz-lift en circuit ouvert:

Le gaz qui a servi pour le gaz-lift est brûlé à la torche ou bien commercialisé après son utilisation. Dans ce cas, le gaz injecté provient d'un autre gisement de gaz [9].

I-4.3. C. Auto gaz-lift:

Si la complétion du puits le permet, l'huile de réservoir est liftée grâce au gaz produit à partir d'un réservoir de gaz situé au-dessus et pénétrant dans la colonne de production par perforation et dispositif d'injection entre deux packer [9].

I-5. APPLICATIONS DU GAS-LIFT:

Le gaz-lift offre de nombreuses applications et environ 20 % des puits en production dans le monde sont concernés par ce mode d'activation.

- **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 gaz-lift permettra d'augmenter leur production par rapport à la production naturelle.

- **Mise en production des puits non éruptifs:**

Dans le cas d'un puits incapable de débiter de sa propre énergie (déplété), le gaz-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.

- **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. Si ce puits a été initialement équipé par des mandrins, alors le puits pourra être redémarré grâce à du gaz à haute pression.

- **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 l'usage domestique. Il arrive aussi que le gaz-lift soit utilisé pour produire de l'eau de mer. Il n'y a pas de différence entre un design de gaz-lift pour puits à huile et pour puits à l'eau. Les puits peu profonds utilisent souvent de l'air plutôt que du gaz (air lift).

- **Nettoyage de 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 encombrant les perforations ou 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 gaz-lift. Elle est souvent couplée avec un nettoyage à l'acide [10].

I-6. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DU GAZ-LIFT:

I-6.1. Les avantages:

- ✓ Bien adapté aux débits moyens ou élevés.
- ✓ Bien adapté aux puits à un bon IP et pression de fond relativement élevée.
- ✓ Applicable pour des puits ayant un GLR relativement élevé.
- ✓ Investissement initial pouvant être bas si une source de gaz à haute pression est disponible (comme pour le cas de HRM ou il n'y a pas nécessité d'installer des compresseurs).
- ✓ Équipement du puits simple et vannes gaz-lift récupérables au câble : possibilité de modifier des conditions de fonctionnement sans avoir à remonter le tubing.
- ✓ Possibilité d'injecter un additif (inhibiteur de corrosion par exemple) en même temps que le gaz.
- ✓ Permet de démarrer le puits.

- ✓ Adaptation sur les puits déviés : fiabilité actuelle du matériel gaz lift sur des puits avec une déviation atteignant 50°.
- ✓ Peut-être un moyen d'activation des puits durant toute sa vie et jusqu'à la déplétion totale.

I-6.2. Les inconvénients:

- ✗ Volumes de gaz pouvant être excessive pour les puits à fort pourcentage d'eau.
- ✗ Pas applicable dans un casing en mauvais état.
- ✗ Manipulation du gaz à haute pression, ce qui peut être coûteux et comporte des risques (sécurité).
- ✗ Problèmes de moussage pouvant être augmenté.
- ✗ Rendement assez faible dans les puits profond.
- ✗ Nécessité de pressions de fond pas trop faibles, sinon il faudra changer la méthode d'activation en fin de vie du puits.
- ✗ Nécessite de traitement en cas de formation des hydrates il y aura nécessité de traiter le gaz soit par déshydratation soit par injection du méthanol.
- ✗ Si le gaz est corrosif, il faut soit le traiter, soit mettre en place des complétions en aciers spéciaux. Ce qui augmente le coût de l'investissement.
- ✗ Son efficacité est parfois faible comparée a celle des autres techniques d'activation.

I-7. EXISTANCE DE GAS-LIFT A HMD:

L'exploitation de certaines zones du champ de Hassi Messaoud en gaz-lift a été décidée pour les raisons suivantes :

- Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs (principalement la zone 4).
- Lifter les puits en percée d'eau de gisement et de maintien de pression.
- Disponibilité du gaz HP (haute pression)
- L'activation par pompage électrique n'était pas possible suite aux limitations des moyens de l'époque.

I-8. PROBLEMES LIES AU GAS- LIFT:

L'exploitation des puits activés par le gaz-lift rencontre plusieurs problèmes qui rendent la réalisation de l'opération parfois délicate, le problème principal, c'est la formation des hydrates.

I-8. A) Formation des hydrates:

La baisse de la pression lors du passage du gaz par des étranglements (duse ou vanne), conduits 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, pour cela doit être prise les préventions 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 agisse sur le point de fusion des corps solides (hydrates).
- La mise en place d'une duse de fond pour les puits qui on un concentrique.

I-8. 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 l'équipement subit des variations métalogique, 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 intérieurs, le débit de gaz injecté augmente avec l'agrandissement du diamètre de passage.

I-9- LES COMPLETIONS:

Il est important pour le producteur de comprendre le concept de l'importance de la complétion sur le gain en production du puits, Pour notre étude nous avons choisi d'étudier des complétions sur les puits salés non éruptifs.

I-9-1. Les complétions appliquées dans les puits salés non éruptifs:

En passant en revue les différentes complétions actuelles, gaz G-L et injection d'eau sous packer et les contraintes liées à leur exploitation, les avis restent toujours partagés sur les complétions types à adopter pour les modes d'injection (gaz G-L et l'eau).

Les équipements les plus importants dans les complétions pour les puits salés et non éruptifs et les modes d'injection les plus utilisés ils sont montrés comme suit :

- ✓ SPM 2"7/8 ou 3" 1/2.
- ✓ Macaroni 1.315" ou 1.660" ou 1.900".
- ✓ Injection de gaz G-L par la macaroni et Injection d'eau par l'espace annulaire.
- ✓ Injection d'eau sous packer par la macaroni et Injection de gaz G-L par l'espace annulaire.

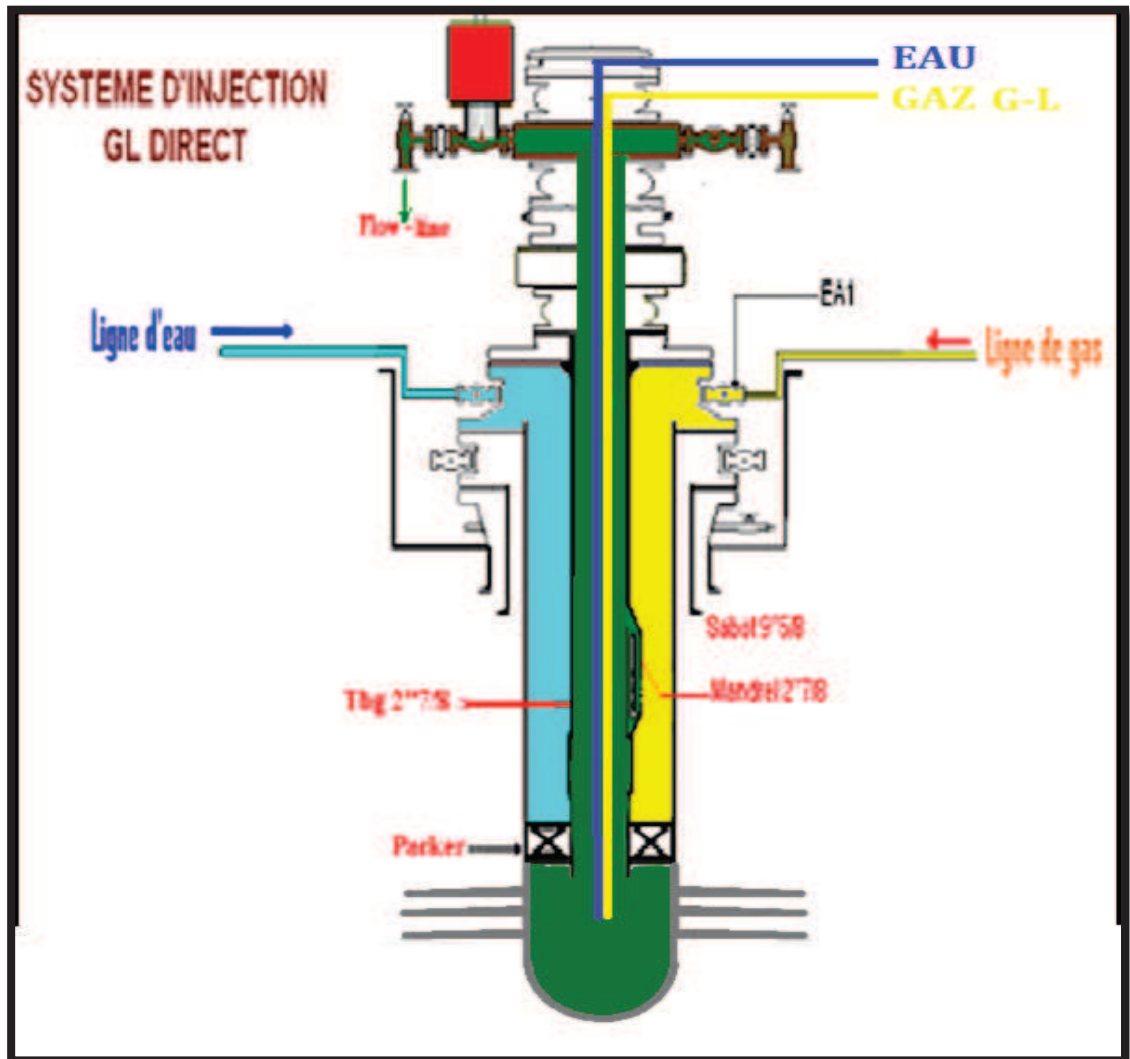


Figure I -9 : Représenté la complétion de puits salés non éruptifs.

I-9-2. Les complétions appliquées aux champs de Hassi-Messaoud dans les puits salés non éruptifs :

A) Complétion Classique:

En ce qui concerne les champs de Hassi-Messaoud en particulier les zone trop salé comme (la zone 25, la zone HGA....ect), il y a plusieurs problèmes qui nous empêchent d'utiliser les SPM et l'espace annulaire ces problèmes sont les suivants :

- ✗ Impossibilité d'utiliser les SPM car la salinité d'eau de gisement est très élevée parce que les dépôts de sel formés au niveau de la vanne (orifice) de SPM (bouchage sel)
- ✗ pour ce qui est de l'eau injectée aussi contient des produits chimiques, risque de bouchage au niveau de SPM dans le cas de décantation (formation des dépôts)
- ✗ Nous ne pouvons pas faire l'injection d'eau ou de gaz G-L à travers l'espace annulaire 4''1/2 et 7'' parce qu'il est toujours sous saumure d 1.20 ou l'eau traité (fluide de complétion) afin d'éviter le collapse et l'écrasement parce que l'horizon LD2 n'est protégé que par un seul tubage le casing 7''.
- ✗ Aussi l'injection d'eau dans l'espace annulaire 4''1/2 et 7'' il crée un risque de corrosion sur le Csg 7'' qui est difficile (impossible) à changer par rapport au tubing 4''1/2

Donc dans le champ de Hassi-Messaoud en ce qui concerne la complétion sur les puits salés et non éruptif on injecte les deux (gaz G-L et l'eau) dans le CCE comme il est montré dans la Figure I -10 :

Les inconvénients de complétion classique :

Les Problèmes qui nous rencontrent avec la complétion classique sont les suivants :

- ✗ Problème de givrage au niveau du porte Duse **gaz lift** et tant que converger le gaz G-L avec l'eau au niveau de pipe en surface ou dans la tête de puits la cause de défrent température et le gaz G-L contient des gouttes d'eau et le retour d'eau au niveau de gaz pour cela favorise La formation des hydrates (givrage avec un grand détente de gaz).
- ✗ Mauvaise optimisation de 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.
- ✗ Pour les puits salés, un court arrêt de l'injection d'eau peut provoquer un bouchage sérieux dans le 4''1/2.

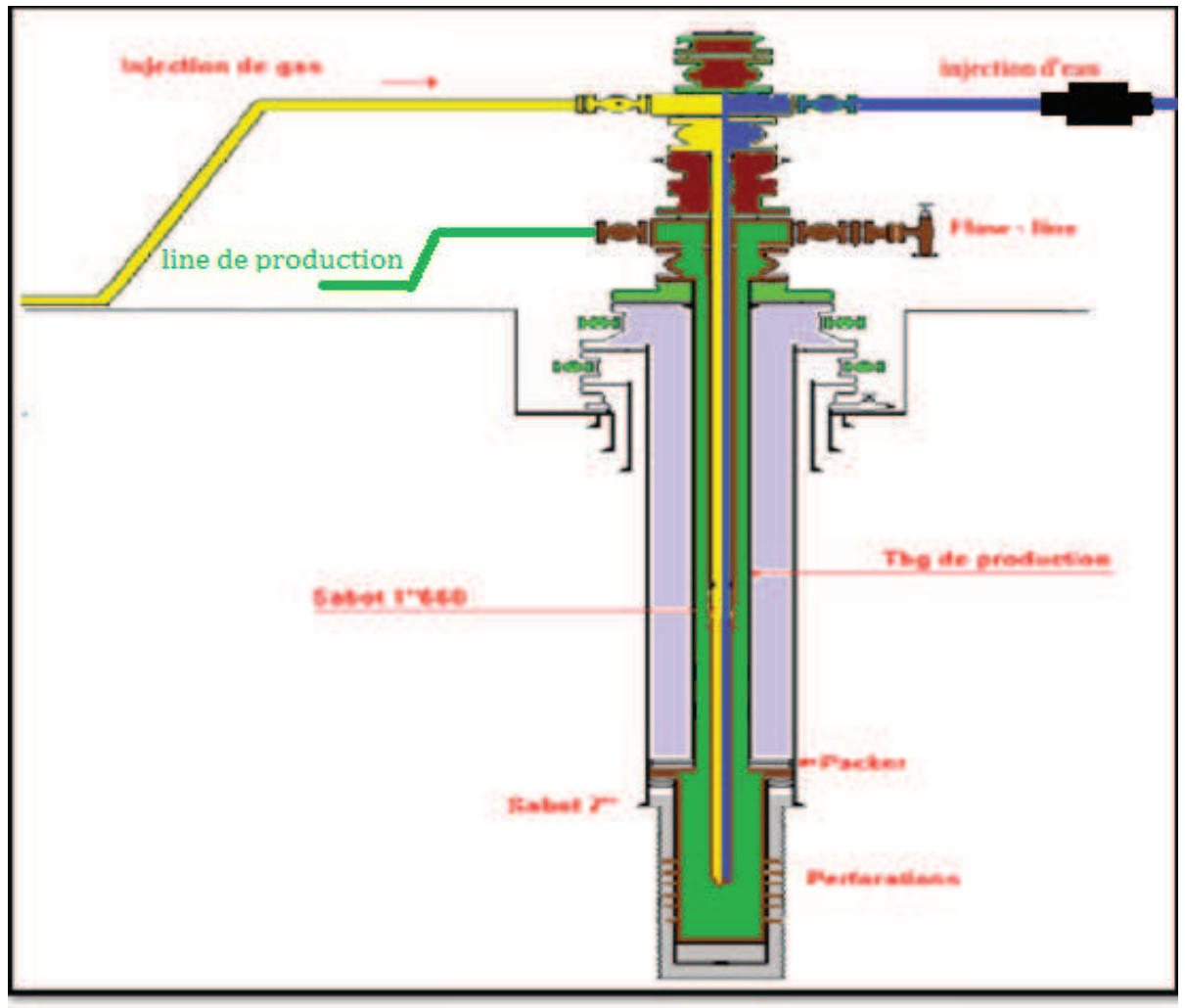


Figure I -10 : Représenté la complétion classique.

B) La Complétion Télescopique:

Dans la complétion classique il y a plusieurs problèmes sur le mode d'activation à propos les puits salé et se concentrer sur ce que nous arrêter la production et avoir une incidence négative sur le rendement de la production qui a conduit les producteurs de champ de Hassi-Messaoud de retrouver ou créer une complétion « **TELESCOPIQUE** » pour résoudre les problèmes.

Le choix de cette complétion TELESCOPIQUE est devenu l'idéal sur les puits salé et non éruptif et ce pour avoir un bon fonctionnement du puits dans de meilleurs conditions de production et pour assurer l'exploitation du puits convenablement sans arrêt, à causé par les problèmes des dépôts de sel (sans arrêt de l'injection continue d'eau) Et qui en dépendent sur la base des principes comme suivant :

- La séparation entre l'injection d'eau et gaz G-L a permis d'éviter le phénomène de givrage.
- Le débit d'injection d'eau peut être contrôlé par la mesure continue de la salinité d'eau.

Définition:

La complétion télescopique est définie par la descente du tubing 4''1/2 dans lequel descend un chemisage 2''7/8 et enfin un concentrique 1''315 ;

- Le 4''1/2 sert pour l'injection du Gaz G-L.
- 2''7/8 sert pour la production.
- 1''315 sert pour l'injection d'eau.

✚ Les avantages de la complétion télescopique :

- ✓ Séparer l'eau d'injection depuis de gaz G-L pour avoir un bon dessalage (puits trop salé) et on va minimiser le givrage au niveau du porte Duse et on peut injecter l'eau par la force de gravité dans concentrique 1''315 parce que on n'a pas une contre pression dans le pipe.
- ✓ La détente du gaz au niveau du porte Duse G-L ajouté au contact avec l'eau d'injection, provoque le givrage au niveau de l'installation de surface ainsi qu'en tête de puits.
- ✓ Bonne optimisation du débit d'injection d'eau et du gaz.
- ✓ Réduire les arrêts de production et éviter le problème de givrage sur l'installation de surface et en tête de puits.
- ✓ Eviter le problème d'arrêt de la pompe BSP à cause de la haute pression d'injection gaz. sachant que la pression du gaz au amont Duse varie.
- ✓ Ajuster la cote d'injection d'eau ainsi que la cote d'injection de gaz.
- ✓ permet d'injection d'une quantité suffisante d'eau pour les puits éruptifs très salé donc éviter les dépôts de sels.
- ✓ Eviter la contre pression sur l'injection d'eau et avoir un dessalage optimisé (quantité d'eau d'injection insuffisant).

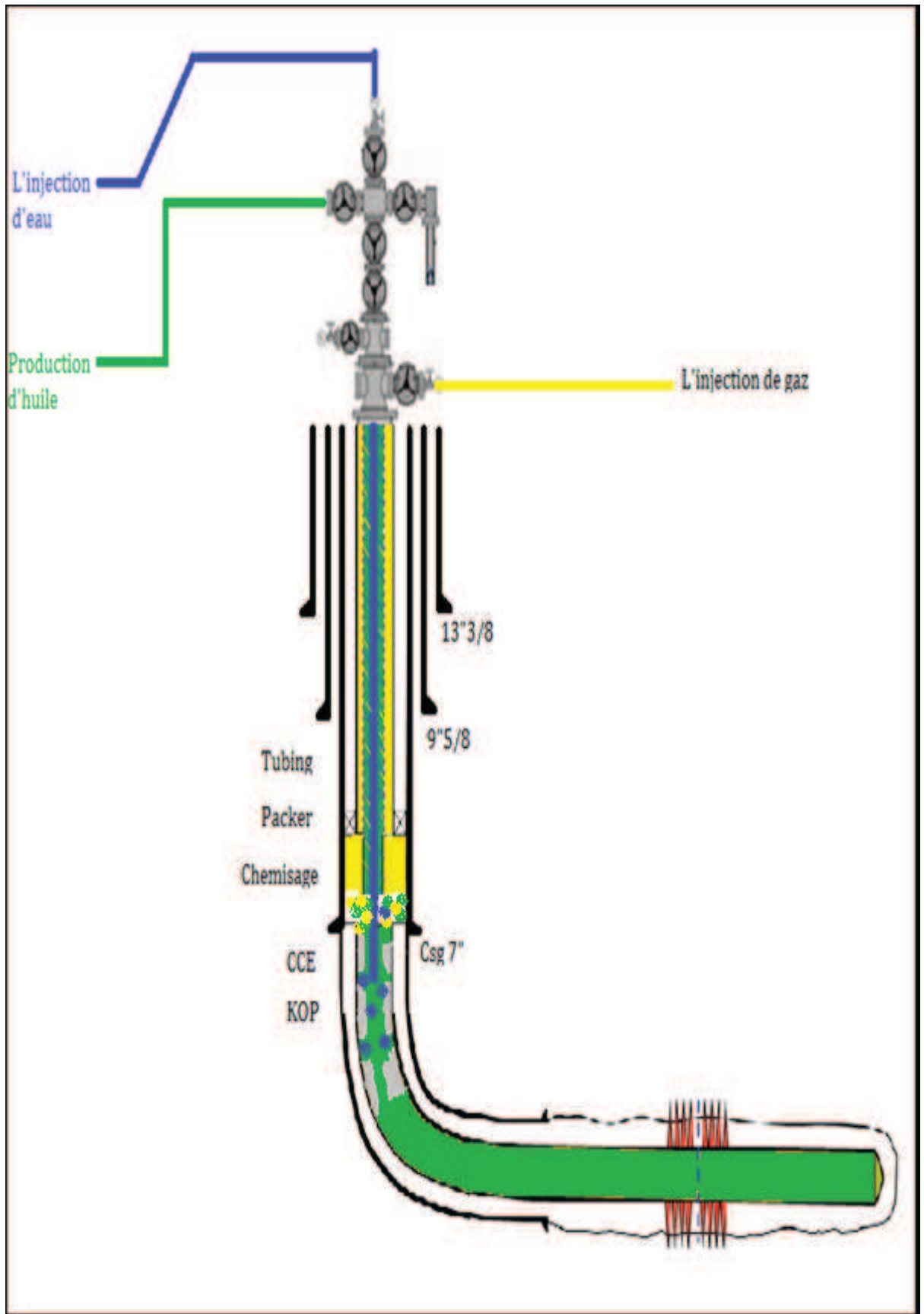


Figure I -11: Représenté la complétion TELESCOPIQUE.

Dans l'industrie du pétrole, les dépôts qui se forment au cours de l'exploitation représentent un véritable casse-tête contre lequel les producteurs du pétrole luttent depuis plusieurs décennies avec plus ou moins de succès.

Qu'il s'agisse de constituants minéraux ou organiques des eaux ou du pétrole, ils se trouvent tous dans un état d'équilibre thermodynamique dans le gisement. Cet état d'équilibre est rompu dès qu'on met un puits en production, même si le gisement ne subit qu'une lente chute de pression, l'effluent est soumis à de dures épreuves lorsqu'il pénètre dans le puits sur des distances de plusieurs centaines de mètres. Se produisent alors d'importantes chutes de pressions et de températures entraînant l'évaporation d'une partie du pétrole et de l'eau ce qui provoque la cristallisation des paraffines et des sels minéraux qui s'accrochent sur les tuyaux de production et s'empilent, causant peut à peut le bouchage des canalisations et des zones comme : les vannes, les pompes, les duses

*** DEPOTS DES SELS:**

Les sels ont comme origines les eaux produites en même temps que le pétrole ; Ces eaux qui peuvent provenir soit de l'aquifère se trouvant à la base du gisement pétrolifère soit de la roche réservoir elle-même qui peut en retenir des quantités importantes. Ces eaux sont généralement très chargées en sels et quelque fois 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, chlorures, iodures et bromures [16].

II-1. LES SELS RENCONTRES DANS LES PUIITS PETROLIERS:

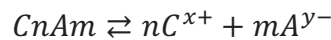
La composition des dépôts varie suivant la nature d'eau produite, les principaux dépôts connus et communs aux champs pétroliers sont établis en bas:

Tableau II -1 : les dépôts des sels aux champs pétroliers.

Nom chimique	Formule chimique	Nom minéral
Chlorure de sodium	NaCl	Halite
Carbonate de calcium	CaCO ₃	Calcite
Carbonate de fer	F _e CO ₃	Siderite
Sulfite de fer	F _e S	Trolite
Oxyde de ferreux	F _e 2O ₃	Hematite
Oxyde ferrique	F _e 3O ₄	Magnetite
Sulfate de calcium	CaSO ₄	Anhydrite
Sulfate calcium hydrate	CaSO ₄ . 2 H ₂ O	Gypse
Sulfate de barium	BaSO ₄	Parite
Sulfate de strontium	S _r SO ₄	Selstite

II-2.LOIS DE LA SALINITE:

La solubilité des sels est régie par la loi d'action masse, l'équilibre de dissociation d'un sel du type C_nA_m est le suivant :



C : cation de valence X

A : anion de valence Y

(NX=MY)

La constante de dissociation s'écrit :

$$\frac{[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m}{[C_nA_m]} = \text{constant}$$

(Suivant des conditions thermodynamiques données)

Les valeurs entre crochets désignent les activités qui, dans le cas de solutions peu chargées en sel sont équivalentes aux concentrations des ions considérés. Par ailleurs, l'activité des espèces insolubles (cas de C_nA_m) est unitaire. Dans ces conditions :

$$[C^{x+}]^n \times [A^{y-}]^m = S$$

Cette constante S est appelée produit de solubilité, elle est caractéristique du sel et des conditions thermodynamiques.

II-3.CONDITIONS DE FORMATION DES DEPOTS:

L'état de saturation de l'eau peut être dû, entre autres, à un échange d'ions dans la roche. Quoi qu'il en soit, la chute de pression, entre le gisement et le fond du puits produit une évaporation partielle de cette eau, qui se sursature et précipite des cristaux.

Certains ont proposé une explication basée sur les charges électriques. Les gouttelettes d'eau contenant les germes cristallins doivent porter une charge électrique positive, et ont un constant diélectrique plus grand que celle du brut dans lequel elles nagent. La roche est chargée négativement par suite de la présence des argiles ; De même, les courants d'écoulement dans les tuyaux portent celle-ci à un potentiel négatif. D'où attraction et fixation sur les aspérités. Les cristaux qui possèdent leur propre polarité sont retenus électriquement et mécaniquement. Leur croissance est, par la suite, facile à concevoir [14].

II-4.INFLUENCE DES DIVERS PARAMETRES:

II-4-1.Température:

Elle a une action très importante sur la solubilité, en règle générale, une élévation de la température augmente la solubilité, mais il existe des exceptions comme : CaCO_3 , CaSO_4 qui sont moins solubles a chaud.

II-4-2.Pression:

En règle générale la pression a peu d'influences sur la solubilité des sels, cependant, les variations des pressions provoquent des variations de concentration en gaz dissout, et dans ce cas, des déplacements d'équilibre susceptibles de modifier les conditions de précipitation. (Des dépôts de carbonate de calcium peuvent apparaître de cette façon).

II-4-3.Salinité:

Dans le cas de solutions diluées, les activités des différents ions en présence peuvent être assimilées à leurs concentrations. Pour des eaux chargées en sels, ces ions sont assez rapprochés pour exercer entre eux des interactions électrostatiques non négligeables ; l'effet est d'autant plus prononcé que le nombre et les charges des ions en présence sont importantes, il est caractérisé par la force ionique qui est la demi somme des concentrations de chacun des ions multipliés par les carrés de leurs charges:

$$\mu = \frac{1}{2} \sum C_i Z_i^2$$

μ : Force ionique de la solution.

C_i : Concentration de chacun des ions

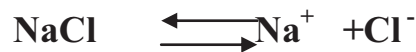
Z_i : Valence de chacun des ions

Les ions sont d'autant plus marqués que la force ionique de solution est importante, il résulte de ceci que la solubilité d'un sel est augmentée par addition d'un autre sel pour peu que les deux sels cohabitent ne comportent pas d'ions communs.

II-5. LA SOLUBILITÉ DE NaCl:

Étant donné que l'eau douce est la meilleure solution des dépôts de sel, alors que la solubilité de NaCl dans l'eau est importante.

La solubilité de NaCl est régie par la loi d'action de masse, l'équilibre de dissociation de sel est le suivant :



Na^+ : ion de sodium (cation).

Cl^- : ion chlorure (anion).

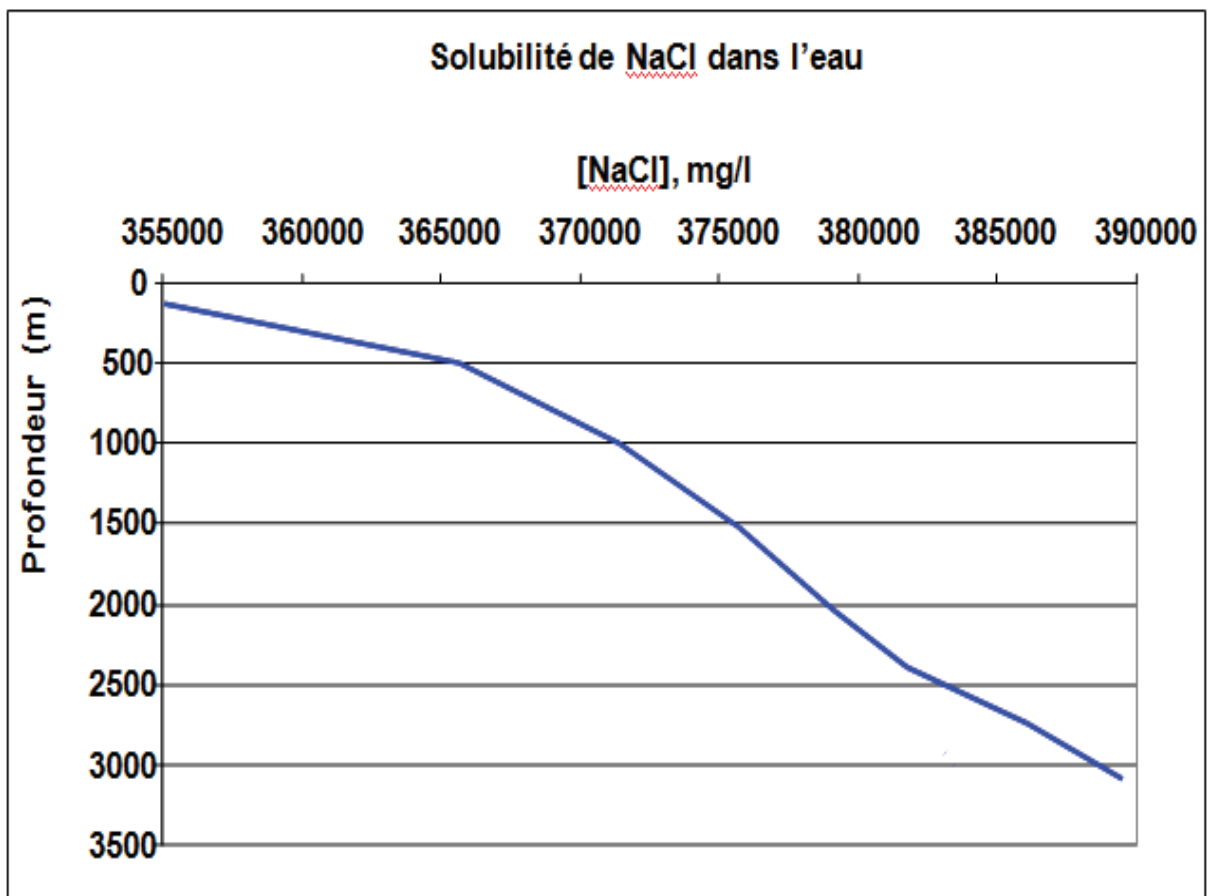


Figure II-1: la solubilité de NaCl en fonction de profondeur.

II-5-1- La solubilité de NaCl en fonction de Température:

Elle a une action très importante sur la solubilité de sel. En règle générale une élévation de température augmente la solubilité de sel. D'après les analyses d'eau de formation on trouve que 1l d'eau dissout 345 g de sel à 20°C et plus de 390 g à 100 °C.

L'eau produit à REB est salée saturée dans une température de fond très élevée ; lorsque la température commence à chuter la solubilité diminue, ainsi les dépôts de sel commencent à se former [16].

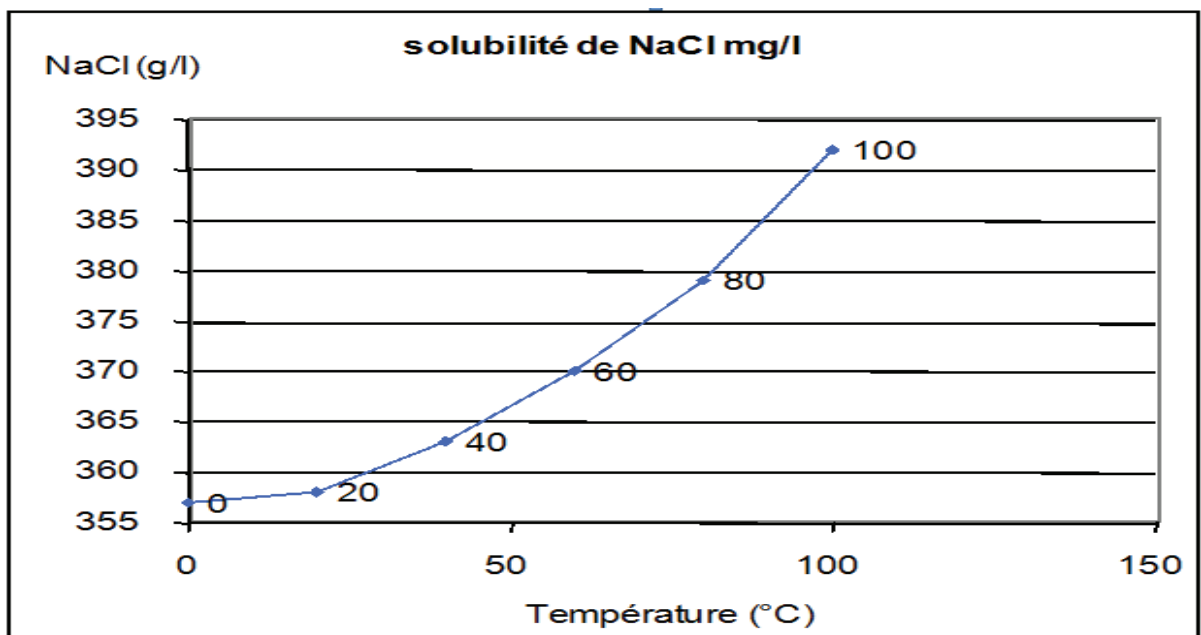


Figure II-2: effet de température sur la solubilité de NaCl.

Tableau II-2: effet de température sur solubilité de NaCl.

température °F	concentration de NaCl mg/l	quantité dépite mg/l
T° de fond 220	392000	26847
T° de surface 70	345000	11250

Ce tableau montre que pour un litre d'eau produite, plus de 50 g de NaCl sont déposés du fond à la surface, l'importance des dépôts est proportionnelle au volume d'eau produite, ce qui explique la présence des grands dépôts dans les puits à fort débit d'eau.

II-5-2. La solubilité de NaCl en fonction de Pression:

En général, la solubilité de NaCl est liée proportionnellement avec la pression c'est à dire plus la pression est élevée, plus l'eau peut contenir de sel dissout et l'inverse, ce qu'explique la présence des dépôts ou il existe des réductions de diamètre qui provoquent une chute de pression. Ainsi que la diminution de pression en cœur de la remonté vers la surface [16].

Tableau II -3: l'effet de pression sur la solubilité de NaCl.

Pression		Concentration de NaCl	Quantité dépôte
Psi		mg/l	mg/l
pression de réservoir	1600	358500	2500
pression de fond dyna	900	356000	
pression de réservoir	3900	363000	700
pression de fond dyna	3400	362300	

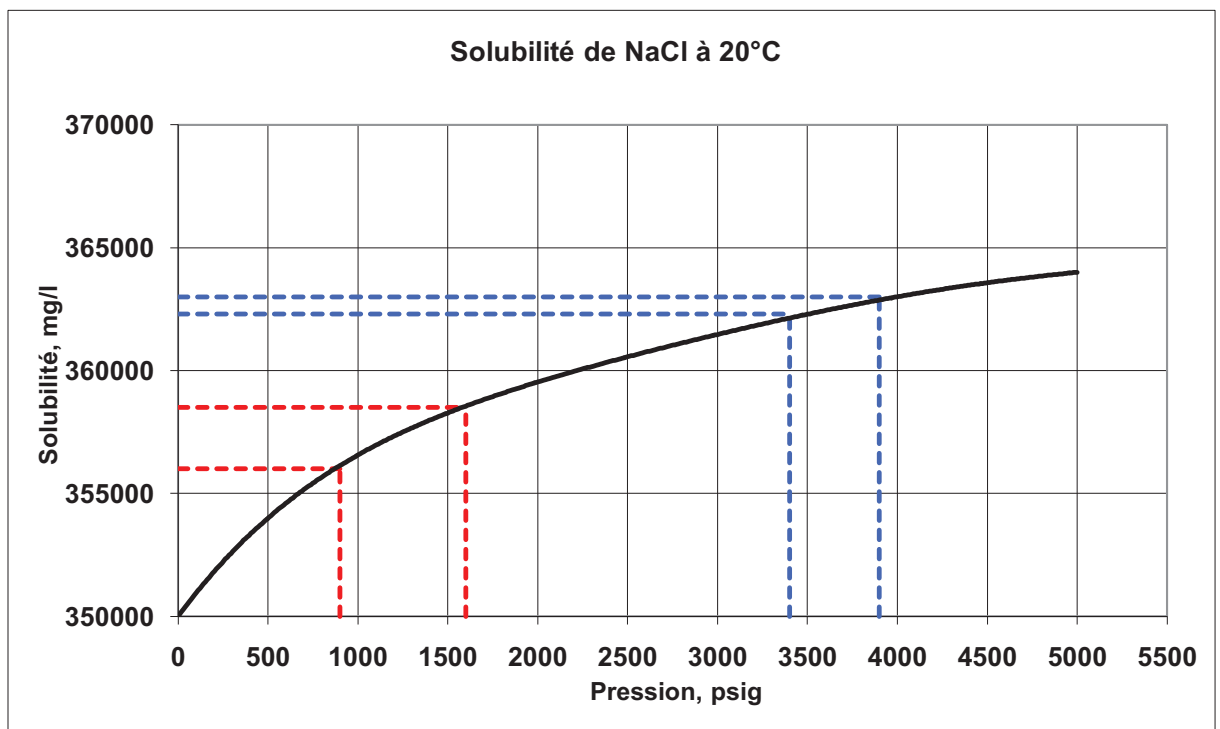


Figure II-3 : l'effet de pression sur la solubilité de NaCl.

II-6.LOCALISATION DES DEPOTS:

D'une manière générale, et en particulier pour le chlorure de sodium, la solubilité varie dans le même sens que la température et la pression.

Il est donc logique de penser que les cristallisations de sel se produisent de préférence dans les zones soumises à de fortes baisses de température et/ou de pression : le passage du réservoir au puits, le passage du point de bulle, les installations de surface.....

Ceci ne veut pas dire d'ailleurs que les dépôts se produisent nécessairement à ces endroits. En effet, pour qu'il y est dépôts, il faut en plus que les conditions locales soient favorables, c'est-à-dire, par exemple:

- Parois rugueuses pour permettre l'accrochage.
- Turbulences favorisant le contact des cristaux avec les parois.
- Potentiel électrique des parois de signe contraire de celui des gouttelettes d'eau chargé de cristaux.
- Vitesse d'écoulement modérée permettant les dépôts des cristaux lorsque ceux-ci ont atteint une certaine taille,.....
- Au niveau de vanne SSSV.
- Au niveau de la vanne l'injection d'eau (WIV) sous l'effet de contacte de l'eau injectée avec le fluide produit.
- Au-dessus de la vanne de gaz lift à cause de la chute considérable de la température au point de contact du gaz décanté à 20 °C et l'effluent qui à une température de 100°C.
- Au niveau de duse réglable.

Il est donc pas possible de prévoir, par raisonnement seulement, l'endroit où ces dépôts se produisent.

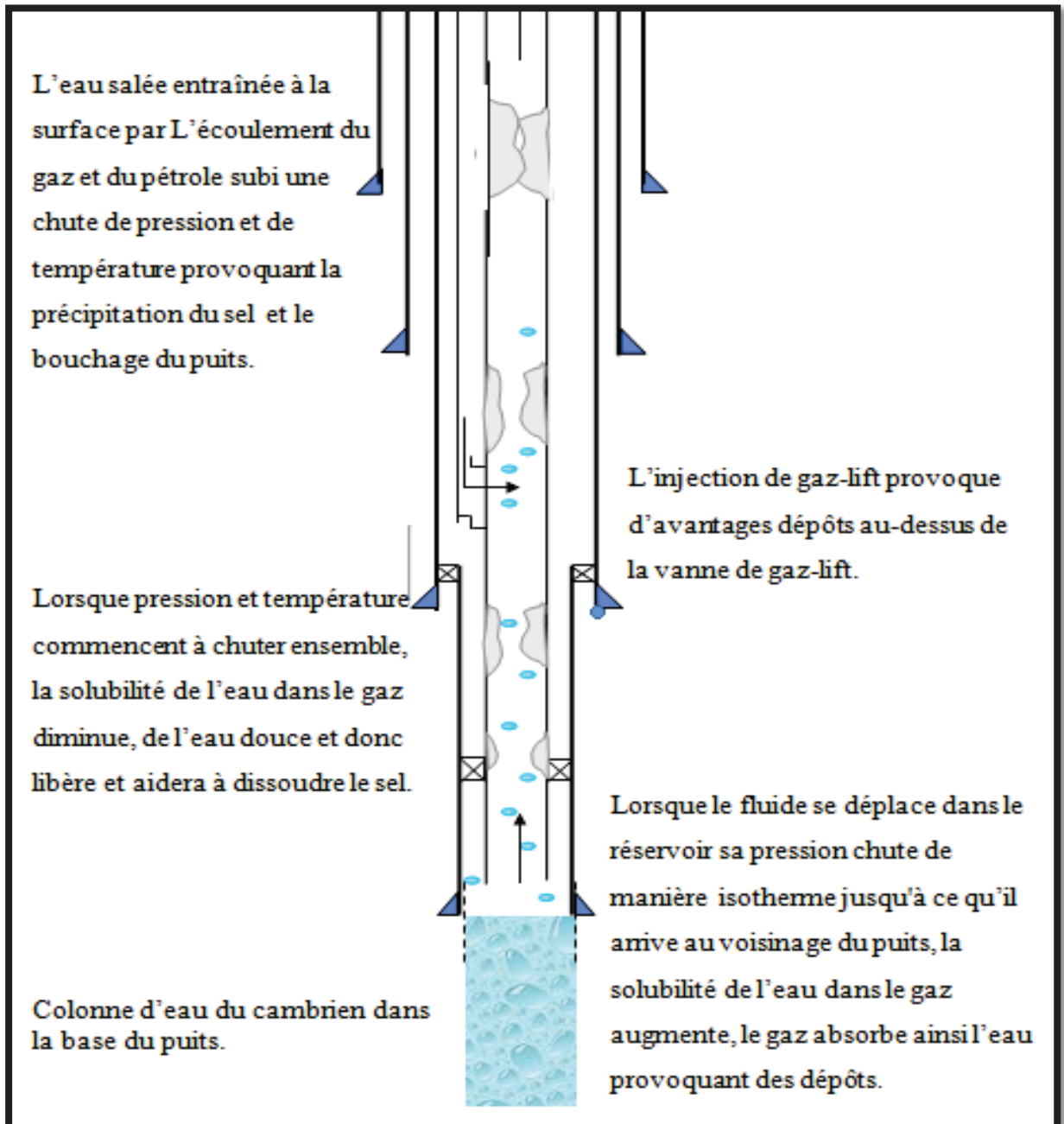


Figure II -4 : modèle de précipitation (déposition) de sel.

II.7.DETECTION ET SUIVI DES DEPOTS:

Une fois complété et raccordé au réseau de production, les meilleures conditions de production doivent être assurées. Pour cela une surveillance constante des différents paramètres de production s'impose (surveillance quotidienne ou au moins deux (2) fois par semaine).

En tête de puits, l'équipe de production, à chaque ronde, relève les paramètres suivants :

- ✓ Pression de tête.
- ✓ Pression de ligne (en aval de la duse).

- ✓ Température de l'effluent.

En plus de ça, et pendant la surveillance de ces puits, ils procèdent à :

- ✓ L'examen des pressions des espaces annulaires.
- ✓ La vérification du bon fonctionnement des installations d'injection d'eau de dessalage.
- ✓ L'état des duses (éventuellement).

C'est en cas de non-correspondance des résultats que l'on peut détecter la présence d'un bouchage (lorsque la chute de pression de tête est importante).

Tableau II -4: variation des paramètres suivant les bouchages dus aux dépôts de sel.

Commentaires	P_T	T_T	P_{FL}	T_{FL}	P_{EA}
Bouchage au-dessous de la vanne					
Bouchage au-dessus de la vanne d'injection					
Bouchage à la duse		—		—	
Bouchage au flow line		—		—	

II-8.MOYENS DE DESTRUCTION ET DE PREVENTION:

La lutte contre les dépôts de sel consiste à éliminer au maximum la phase aqueuse par un traitement convenable et à dissoudre les cristaux de sels dans de l'eau externe.

Les moyens existant pour lutter contre les dépôts de sels sont :

II-8-1.Les lavages a l'eau douce:

Ils se font : soit en continu (objectif préventif); soit en discontinu (objectif curatif):

A) Le lavage périodique: C'est un traitement curatif des dépôts déjà formés.

Il ne nécessite aucune modification de l'équipement, mais oblige à interrompre la production. L'opération consiste à envoyer des bouchons d'eau au fonds du puits.

Un volume (allant jusqu'à 10 m³ ou parfois plus) d'eau traitée (eu douce) est pompé en tête de puits (puits fermé), tout en surveillent la pression en tête afin de ne pas noyer le puits. Le bouchon descend par gravité à travers le tubing en dissolvant avec son passage les ponts de sel rencontrés. Il perce le bouchon généralement au bout de 8 heures. Après cela le puits est remis en production en le dégorgeant, par le biais de la torche, pour le dégager du bouchon d'eau.

B) L'injection continue:

S'impose lorsque les accumulations sont importantes. Le principe est de pomper une faible quantité d'eau (le minimum nécessaire) au fonds du puits pour abaisser la concentration de l'eau de gisement.

Cette opération a le mérite de ne pas interrompre la production.

- Sur les puits à faible débit, on injecte l'eau par un tube de faible section descendu dans le tubing de production.
- Sur les puits à gros débit, l'eau est amenée au fond du puits par le tubing et la production est assurée par l'annulaire.

II.8.2. Les injections (squeezes) d'eau douce dans la roche:

Où elle peut dissoudre les cristaux de sel s'i y en a ; mais ça agit surtout du fait qu'il reste en partie de l'eau adsorbée dans la roche et sert de diluant de l'eau de gisement après la mise en production. L'effet de cette opération peut prendre une longue période.

REMARQUE: Cette opération comporte le risque de noyage du puits c'est pourquoi elle est à éviter.

III-9. TRAITEMENT DE L'EAU D'INJECTION:

N'importe qu'elle eau, éloignée de la saturation en Na Cl, peut convenir en théorie pour une eau de gisement saturée ou presque saturée. On emploi de l'eau douce, en particulier au Sahara où l'eau de l'Albien utilisée a une salinité de 1,8 g/l. Pour ne pas créer des problèmes nouveaux plus graves que celui des dépôts de sel, l'eau injectée, quelle que soit, subit à des traitements complémentaires [14].

Tout puits de production est foré et complété pour extraire l'huile, le gaz, ou l'eau du réservoir. Pour vaincre les pertes de charge dans les installations du fond ainsi que les installations de surface pendant l'extraction de ces fluides, l'énergie est exigée. Les fluides doivent déplacer à travers le réservoir, la colonne de production et l'équipement de surface pour atteindre enfin le(s) séparateur(s).

Le système de production peut être simple ou inclure beaucoup des composants dans lesquels les pertes de charges se produisent.

Ce système consiste en trois phases:

1. Ecoulement à travers le milieu poreux (le réservoir).
2. Ecoulement à travers la colonne de production.
3. Ecoulement à travers l'équipement de surface.

(Figure III.1) représente les différentes pertes de charge qui se produisent dans le système du réservoir jusqu'à le séparateur.

En commençant par le réservoir ces pertes de charge sont notées comme suit:

$$\Delta P_1 = P_r - P_{wfs} \quad = \text{Perte dans la formation.}$$

$$\Delta P_2 = P_{wfs} - P_{wf} \quad = \text{Perte le long de la complétion.}$$

$$\Delta P_3 = P_{UR} - P_{DR} \quad = \text{Perte dans les restrictions.}$$

$$\Delta P_4 = P_{USV} - P_{DSV} \quad = \text{Perte dans la vanne de sécurité.}$$

$$\Delta P_5 = P_{wh} - P_{DSC} \quad = \text{Perte dans la duse de surface.}$$

$$\Delta P_6 = P_{DSC} - P_{sep} \quad = \text{Perte dans les conduites horizontales de surface.}$$

$$\Delta P_7 = P_{wf} - P_{wh} \quad = \text{Perte totale dans le tubing.}$$

$$\Delta P_8 = P_{wh} - P_{sep} \quad = \text{Perte totale dans les collectes.}$$

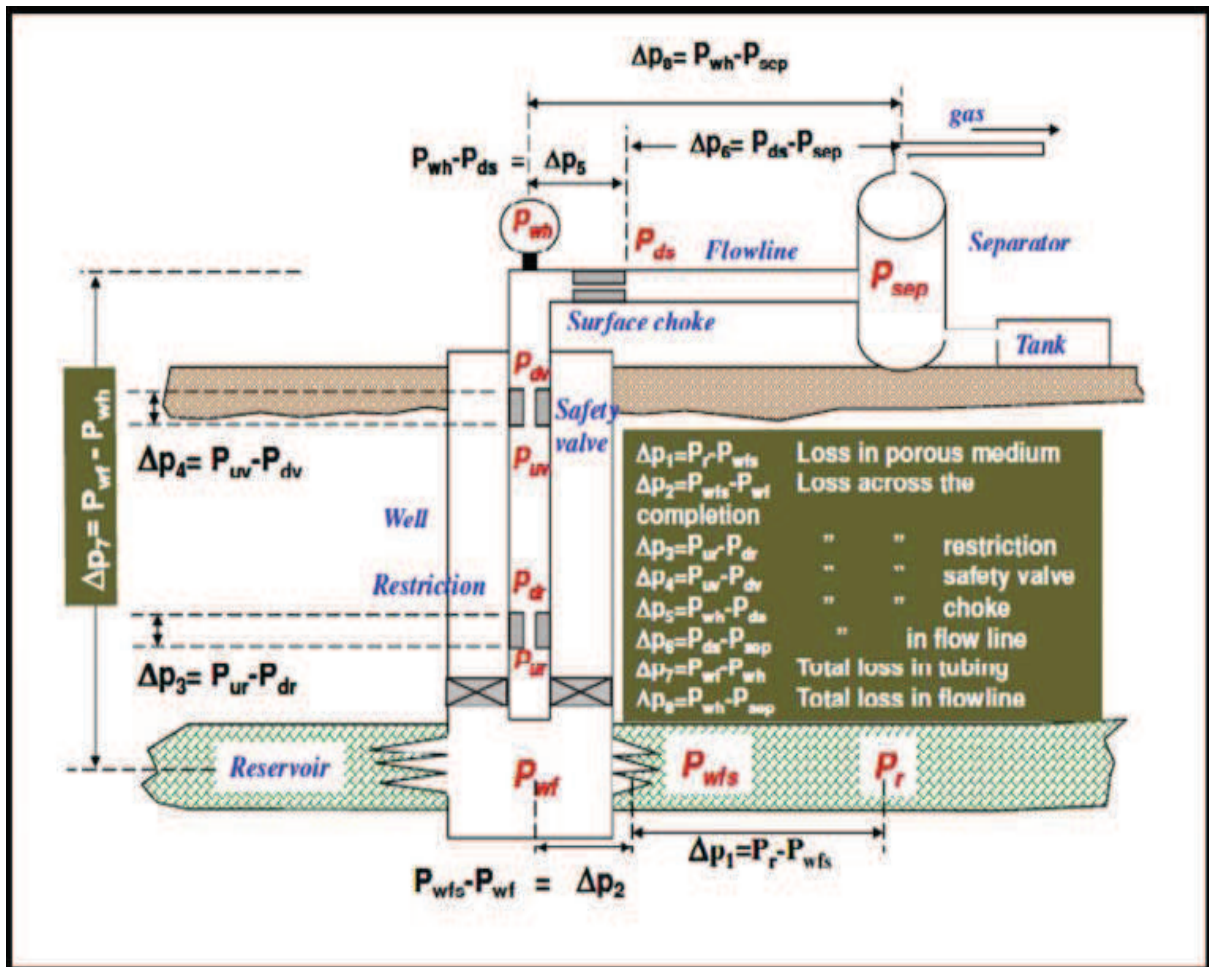


Figure III.1: Les pertes de charge possible dans un système de production complet.

Les différentes configurations des puits peuvent varier des systèmes simples à un système plus compliqué (figure III.1) ou toute autre combinaison ; la complétion la plus couramment utilisée aujourd’hui est la configuration de la (figure III.1) mais dans notre étude on se limite aux pertes de charges crée partir du réservoir jusqu’a la tête du puits. Étant donné que la pression au niveau ce nœud est suffisante pour acheminé l’effluent jusqu’au séparateur ou bien jusqu’ au centre de traitement.

III -1 CONCEPT NODAL:

Pour résoudre les différents problèmes du système de production, les nœuds sont placés dans des différentes parties de notre système ; ces parties sont définies par des équations ou corrélations.

Les nœuds sont placés classés comme nœuds utilitaires (ou fonctionnels) quand la pression différentielle existant à travers lui peut être représenté par quelques fonctions mathématiques ou physiques.

Afin de simplifier le système, des nœuds (Nodal Points) y sont placés au niveau des points sensibles (Comme dans la figure ci-dessous). Le système devient donc subdivisé des deux parties.

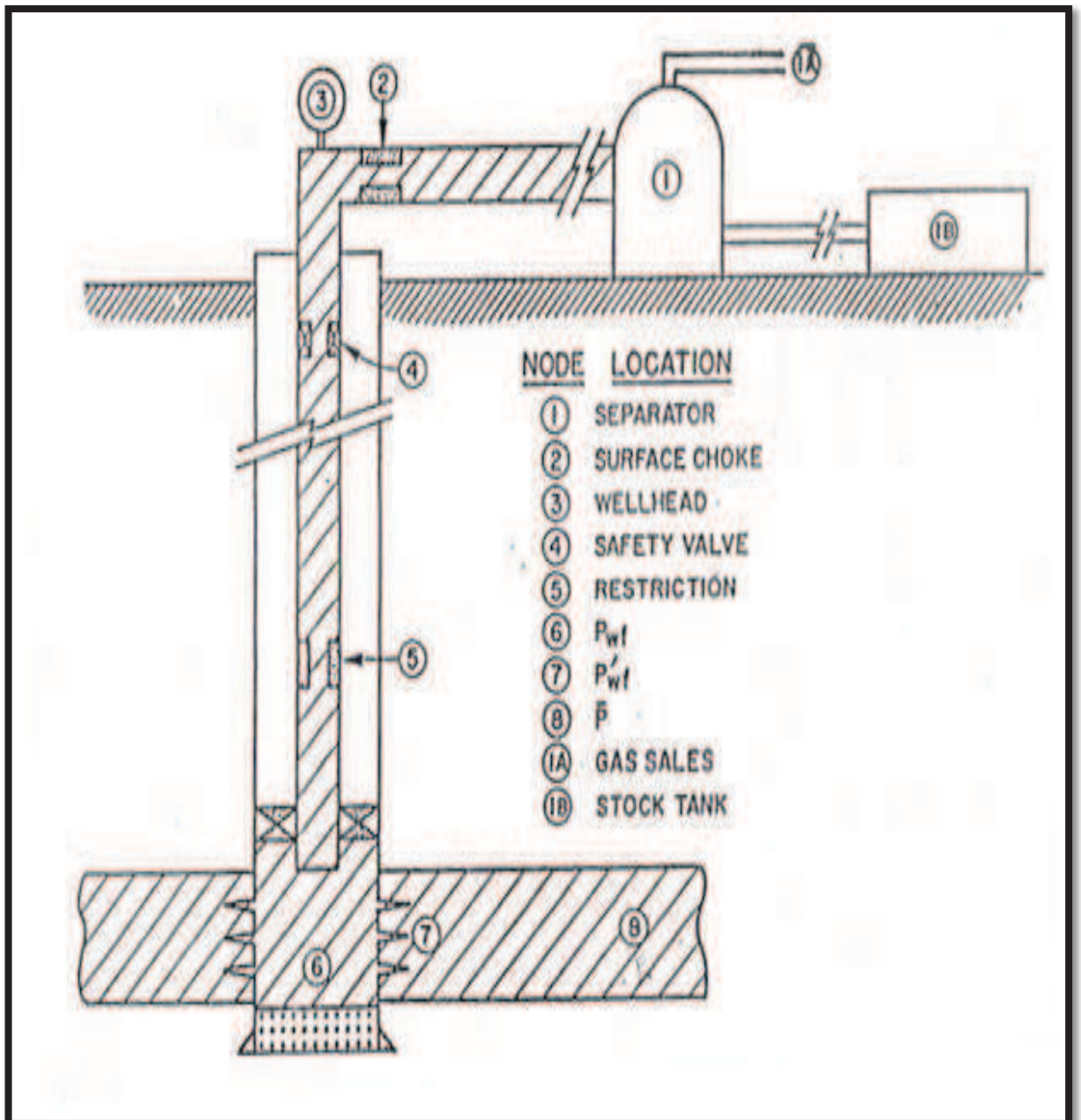


Figure III.2 : Les différentes positions possibles des nœuds.

❖ Les différentes positions du nœud:

Nœud 1: (séparateur).

Nœud 2:(Duse).

Nœud 3: Tête de puits (well head).

Nœud 6: (fond du puits).

Nœud 7: (au niveau des perforations).

Nœud 8: (réservoir).

III-2. HISTORIQUE DE L'ANALYSE NODALE:

Les contours de base d'Analyse Nodale ont été donnés en premier par Gilbert en 1954, le pionnier de production qui construit dans les 50s, a décrit l'interaction du réservoir, le puits, et la Duse de la tête du puits. L'usage pratique des idées de Gilbert a été limité à cause de la restriction des méthodes disponibles dans son temps pour modeler la performance des éléments individuels du système.

Quelque temps plus tard la sélection large des modèles de calculs disponibles ainsi que l'invention des ordinateurs ont mené à la réapparition des idées de Gilbert. La contribution du modèle de simulation numérique du système de la production permet d'optimiser la production et le débit désiré.

La méthode de l'analyse du système a été nommée l' " Analyse Nodale " par K. E. Marron, et ce terme a été généralement accepté [11].

III-3. PROCEDURE, OBJECTIF ET APPLICATION DE L'ANALYSE NODALE:

L'approche d'analyse de système ou l'analyse nodale a été appliquée pour analyser les performances des systèmes qui se composent de plusieurs éléments agissant l'un sur l'autre.

Le procédé consiste à choisir un nœud dans le puits et diviser le système à ce nœud, les nœuds utilisés sont montrés sur la figure (III.2) Tous les composants d'amont du nœud composent la section Inflow, alors que la section Outflow compose tous les éléments en aval du nœud [12].

Une relation entre le débit et la chute de pression doit être établie pour chaque élément du système. Le débit à travers le système est déterminé une fois que les conditions suivantes sont satisfaites au nœud :

- ✓ Le débit entrant égale à celui sortant.
- ✓ Une seule pression peut exister.

Une fois qu'on sélectionne le nœud, la pression à ce dernier est déterminée par :

Inflow:

$$P_{\text{node}} = P_r - \Delta P$$

Outflow:

$$P_{\text{node}} = P_{\text{sep}} - \Delta P$$

$$(P_{\text{node}} = P_{\text{tete}} - \Delta P \dots \text{ dans notre cas})$$

La chute de pression dans n'importe quelle composante varie avec le débit q , une représentation de la pression en fonction du débit produit deux courbes dont l'intersection donnera un point qui vérifie les deux conditions citées au-dessus ; c'est le point de fonctionnement du système. (Voir figure III.3).

L'effet du changement dans n'importe quelle composante peut être analysé en recalculant la pression du nœud en fonction du débit en utilisant les nouvelles caractéristiques de la composante qui a été changée. Si le changement se fait au niveau des composantes ascendantes, la courbe d'outflow ne change pas. Avec le changement de l'une des deux courbes, on aura un autre point de fonctionnement c'est à dire une nouvelle capacité d'écoulement de même si les pressions fixées se change à cause de l'épuisement ou un changement des conditions de séparation [13].

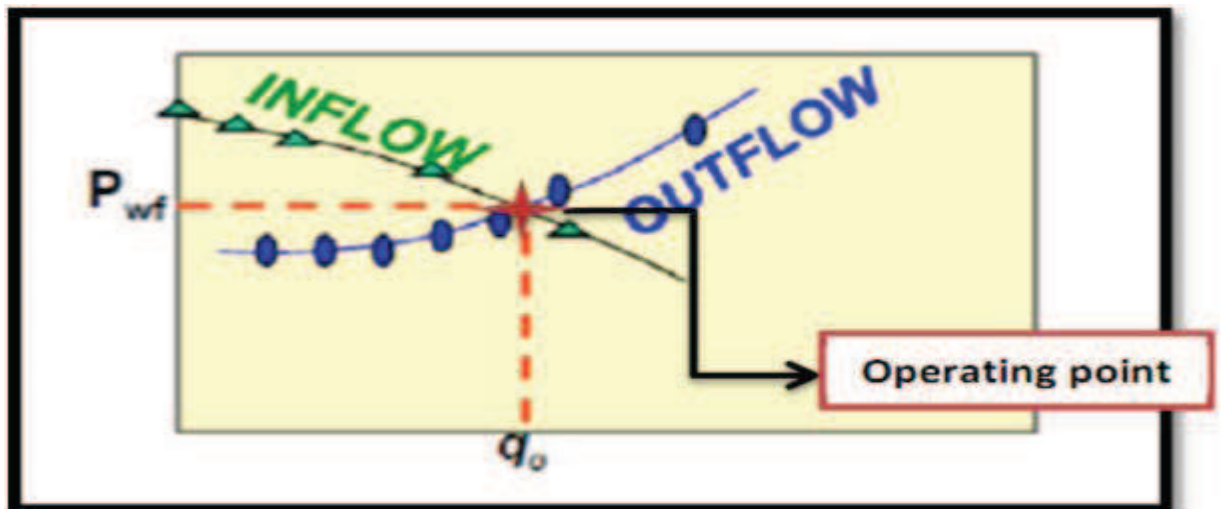


Figure III.3: point de fonctionnement.

III-3-1. Procédure:

- Déterminer quels sont les composants du système les plus sensibles.
- Choisir les composants à optimiser.
- Choisir l'emplacement du nœud qui accentuera l'effet du changement dans les composants sélectionnés.
- Développer les expressions pour l'inflow et l'outflow.
- Obtenir les données nécessaires pour calculer IPR (Inflow Performance Relationship).
- Déterminer l'effet de changement des caractéristiques des composants sélectionnés (le diamètre par exemple) en traçant l'inflow en fonction du débit.

III-3-2. Objectifs:

Les objectifs de l'analyse nodale sont :

- déterminer le débit auquel un puits d'huile ou de gaz produira en tenant compte de la géométrie des abords du puits (wellbore) et les limitations de la complétion (en premier par le débit naturel).

- déterminer sous quelles conditions du débit (qui peuvent dépendre du temps) un puits sera repris ou abandonné.
- sélectionner le temps le plus économique pour l'installation des équipements d'activation artificielle (ex : Gaz lift) et optimiser cette méthode.
- Choisir le moment le plus économique pour l'installation du gaz lift et le choix de la méthode optimale du gaz lift.
- optimiser le système pour produire le débit escompté.
- vérifier chaque composant dans le système du puits pour déterminer s'il restreint le débit inutilement.
- Permettre à la gestion de l'opérateur et personnels des ingénieurs de reconnaître rapidement de chemins d'augmenter des taux de la production.

III-3-3. Application:

L'analyse nodale peut être utilisée pour analyser beaucoup des problèmes des puits de pétrole et de gaz. Le procédé peut être appliqué à tous les deux et aux puits au gaz lift, si l'effet de la méthode du gaz lift sur la pression peut être exprimé en fonction du débit. Le procédé peut être également appliqué à l'analyse des performances des puits injecteurs par une modification appropriée des expressions d'inflow et d'outflow ; certaines des applications possibles de l'analyse nodale sont comme suit:

- Choix du diamètre du tubing.
- Choix des dimensions des collecteurs et optimisation du réseau.
- Conception du Gravel pack.
- Choix du diamètre de la duse de surface.
- Optimisation de la production par gaz lift.
- Analyse de l'effet de la densité des perforations.
- Evaluation des puits stimulés.
- Prévoir l'effet de la déplétion sur la production.

- La dimension du flowline.
- L'équipement d'ascenseur artificiel.

III-4. CHOIX DE NOEUD:

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point au fond du puits **Nœud 6** (P_{wf}) où la sélection du système nous permet de le subdiviser en :

- Système de réservoir.
- Système d'équipement du puits (tubing, pipe, ligne).

Le choix du nœud dans le fond du puits permet d'étudier l'effet de l'*IPR* (Inflow Performance Relationship) et du TPC (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe *IPR* mesurée dans le puits (well bore).
- Chute de pression dans le tubing en fonction de débit, et le diamètre des tubings (et probablement la rugosité).
- Chute de pression dans la collecte en fonction de débit (flow-line pressure drop vs rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

❖ Equation de l'inflow:

$$P_r - \Delta P_{rés} = P_{wf}$$

❖ Equation de l'Outflow:

$$P_{sép} + \Delta P_{tbg} + \Delta P_{pipe} = P_{wf}$$

Les performances de l'inflow sont contrôlées par les caractéristiques du réservoir, comme la pression de gisement, la composition des fluides et leurs propriétés. Les performances de l'outflow d'un puits sont liées directement à l'équipement de fond et les caractéristiques des conduites comme le diamètre et la rugosité ; mais dépendent aussi et

surtout de la structure d'écoulement des fluides dans les conduites, qui a généré plusieurs corrélations et équations.

Le système nodal consiste donc à étudier l'écoulement en amont du nœud (la courbe de performance du réservoir (*inflow*)), et l'écoulement en aval du nœud (la courbe de performance du tubing (*outflow*)). On peut donc prévoir le comportement de la pression du puits vis-à-vis d'un débit donné, et optimiser le système de production.

Cette optimisation se fait en déterminant le point de fonctionnement qui est le point d'intersection des deux courbes, il faut donc que le *inflow* soit égal au *outflow* sinon il n'y aura pas d'écoulement du fond jusqu'à la surface. Ceci est l'application de la loi des nœuds qui veut que tout ce qui entre devra être égal à ce qui sort.

La détermination avec précision du point de fonctionnement est donc nécessaire avant la complétion d'un puits ou avant de l'équiper d'un dispositif d'activation [13].

C'est ce qui fera l'objet de notre étude.

N.B : Dans le gaz-lift l'objectif de l'analyse nodale est d'optimiser le débit et la pression du gaz injecté pour obtenir le meilleur débit possible.

III-4-1. Inflow performance relationship (IPR):

L'écoulement du réservoir vers le fond est une partie essentielle du système d'écoulement dans le puits.

Cet écoulement dépend de la chute de pression dans le réservoir ($\bar{P}_r - P_{wf}$). La relation entre le débit et la chute de pression dans le milieu poreux peut être très complexe et dépend de paramètres, tels que les propriétés pétrophysiques de la roche et les propriétés des fluides, régime d'écoulement, la saturation des roches en fluide, la compressibilité des fluides, la formation endommagée ou stimulée....

L'IPR (Inflow Performance Relationship) montre donc la relation entre la pression de fond dynamique et le débit de production provenant du réservoir.

Plusieurs méthodes ont été élaborées pour construire la courbe IPR des puits à huile et à gaz, parmi ces méthodes on a [12] :

▪ LOI DE DARCY:

La loi fondamentale du mouvement liquide dans les milieux poreux est la loi de Darcy. L'expression mathématique développée par Darcy en 1956 déclare que la vitesse d'un fluide homogène dans un milieu poreux est proportionnelle au gradient de pression, et inversement proportionnel à la viscosité liquide.

Cette loi est donnée par l'expression suivante:

$$V = q/A = - (k/\mu) \partial P / \partial x \quad (3.1)$$

Sous forme vectorielle on trouve :

$$\vec{v} = \left(\frac{k}{\mu} \right) \vec{\nabla} p \quad (3.2)$$

Avec : V : vitesse apparente (cm/s).

Q : débit volumétrique (cm³/s).

A : section de passage de fluide (cm²).

K : est le tenseur de perméabilité (md).

P : pression (atm).

$\vec{\nabla}$: Nabla représente l'opérateur gradient et selon le système de coordonnées, il peut prendre plusieurs formes.

La loi de Darcy s'applique seulement quand les conditions suivantes existent :

- écoulement à faible vitesse (laminaire) .
- écoulement permanent.
- formation homogène.
- pas de réaction entre le fluide et la formation.

Pour l'écoulement turbulent, qui se produit à des vitesses plus élevées, une modification spéciale de l'équation de Darcy est nécessaire. Quand l'écoulement turbulent

existe, l'application de l'équation de Darcy peut avoir comme conséquence des erreurs très graves.

▪ **Méthode de l'indice de productivité:**

On définit l'indice de productivité comme étant le nombre de baril produit par jour pour chaque psi de drawdown (chute) de la pression de fond, le drawdown est définie comme la différence entre la pression statique et la pression de fond dynamique, on peut l'écrire avec une simple équation :

$$J = \frac{Q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

J : indice de productivité (bpd/psi).

Q : le débit produit (baril par jour).

p_{ws} : Pression de fond statique (psi).

p_{wf} : Pression de fond dynamique (psi).

La méthode de l'IP suppose que tous les futurs débits de production vont évoluer d'une façon linéaire avec la pression de fond, ce qui n'est pas le cas quand la pression de fond chute au-dessous de la pression de bulle (la pression de bulle qui est la pression pour laquelle la première bulle de gaz se libère du liquide).

Lorsque le gaz se libère de l'huile, on va avoir un écoulement diphasique dans les abords du puits ce qui va diminuer l'index de productivité.

Pour estimer la courbe caractéristique du puits lorsque sa pression de fond est inférieure à la pression de bulle une nouvelle théorie est apparue.

▪ **Méthode de Vogel:**

J.V Vogel a élaboré, en 1968, une formule empirique pour prévoir l'indice de productivité pour des puits où la pression de fond statique est inférieure à la pression de bulle. Il a calculé l'IPR à partir de plusieurs puits qui ont des pressions de fonds différentes et des formations de différents paramètres pétrophysiques contenant des fluides différents en PVT,

et il a tracé la courbe IPR, à partir de cette courbe il a fait une approche numérique est il a déduit son équation :

$$\frac{q_0}{q_{0\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

q_0 : Débit entrant (inflow rate) correspondant à P_{wf} .

$q_{0(\max)}$: Débit entrant (inflow rate) maximum, correspondant à une pression dynamique

Nulle ($P_{wf} = 0$) (AOF).

P_{wf} : Pression de fond dynamique.

\bar{P}_R : Pression du réservoir approximative.

La relation de Vogel peut être considérée comme une solution générale pour un réservoir produisant au-dessous du point de bulle, c'est-à-dire à un régime de gaz dissous (gas drive). Au-dessus du point de bulle, l'équation standard de Darcy reste toujours valable considérant l'évolution linéaire de la pression en fonction du débit (méthode de l'IP).

Beaucoup de corrections ont touché l'équation de Vogel pour l'adapter aux différents cas.

NB : Pour plus d'informations sur les IPR, voir annexe.

III-4-2. Tubing performance curves (TPC):

La performance outflow décrit la relation entre le débit en surface et la chute de pression dans le tubing. L'établissement et la prédiction de cette relation est compliqué du faite de la nature multiphasique des fluides.

L'analyse de la courbe outflow requiert ainsi la connaissance du comportement de la phase, les températures d'écoulements, la densité effective des fluides et les pertes de charges.

Les résultats de la performance outflow sont le plus souvent représentés graphiquement. Le graphe le plus retenu est celui qui montre la variation de la pression de fond dynamique (flowing bottom hole pressure) en fonction du débit, à une pression avale fixé (pression de tête, ou pression du séparateur) [12].

Ces courbes sont appelées courbes de performance du tubing (tubing performances curves TPC). Chaque point de la courbe donne la pression requise au fond du puits P_{wf} pour produire un débit donné à la surface, avec la pression aval connue.

Pour pouvoir alors établir ces courbes de performances de l'outflow, il faut impérativement comprendre et connaître les types d'écoulement dans les différentes conduites d'un puits [12].

III-4-2-1.L'utilité des corrélations:

Les corrélations de l'écoulement multiphasique vertical sont assez précises qu'elles sont devenues très utiles pour les producteurs. Elles sont utilisées pour accomplir les fonctions suivantes :

- ✓ Déterminer les dimensions correctes des tubings.
- ✓ Prédire le moment où le puit va perdre son éruptivité et nécessiter une activation.
- ✓ Faire le design des systèmes d'activation.
- ✓ Déterminer la pression de fond dynamique P_{wf} .
- ✓ Déterminer les IP des puits.
- ✓ Prédire les débits maximums.

III-4-2-2.Les différentes corrélations:

Les corrélations sont très nombreuses. On peut les classer suivant des catégories, comme suit :

Tableau III -2: présenté classement des catégories.

Catégorie	Corrélation	Hypothèse	but
1 ^{ere}	POETTMAN & CARPENTER	-Pas de glissement de phase (le gaz et le liquide vont a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement. -le mélange (gaz huile eau) est considéré monophasique	La corrélation permet la détermination : -le facteur de frottement diphasique
2 ^{eme}	HAGERDORN & BROWN	Glissement de phase (gaz et liquide ne vont pas a la même vitesse) -pas de considération de régime d'écoulement	La corrélation permet la détermination : -le liquide Hold – up -le facteur de frottement diphasique
3 ^{eme}	DUNS/ROS BEGGS/BRILL ORKISZEWSKI	-glissement de phase -prise en compte du régime d'écoulement	Ces corrélations permettent la détermination : -le régime d'écoulement -le Hold-up -le facteur de frottement diphasique

IV-1.OBJECTIF ET PROCEDURE DE L'ETUDE:

D'exploiter le puits convenablement sans arrêt causé par le problème des dépôts de sel (sans arrêt de l'injection continue d'eau à cause de la haute pression d'injection gaz vue la capacité de pompage d'eau parce que l'injection de G-L et l'eau les deux dans le CCE).

L'objectif de mon étude est optimisé et améliorer le taux de productivité dans les puits salé et non éruptif pour éviter les problèmes d'arrêt dans le système de production.

Dans ce chapitre nous travaillons sur l'optimisation des paramètres qui influent sur l'efficacité du gaz lift et Choix du diamètre du tubing adéquat Pour la complétion des deux puits afin d'atteindre le débit optimum.

Pour arriver à notre objectif nous avons utilisé les résultats de DST ou BUILD UP ci-dessus et la fiche technique des 2 puits précédents (voir l'annexe Fig1-Fig3).

En vue de déterminer l'effet du diamètre de tubing et l'optimisation GL sur la production on a procédé comme suit :

- L'analyse de la performance des puits.
- Etablir l'IPR du puits (insertion des données de DST ou BUILD UP).
- Etablir le VLP (outflow) pour la complétion durant le test.
- On aperçoit clairement un bon calage entre les Valeurs de test (mentionnées ci-dessous) et les Valeurs trouvées dans le graphe.
- faire une sensibilité avec les diamètres de tubing disponible au niveau du stockage à Hassi-Messaoud.
- faire une sensibilité avec Les débits d'injection du gaz-lift.
- Choix le mode d'injection (annulaire ou concentrique) et Profondeur (point) d'injection.
- L'optimisation de diamètre du tubing (choix de complétions).

IV-2. CHOIX DES PUITES:

Le choix se fait en fonction de si le puits il est en problèmes, c'est-à-dire ayant le problème des dépôts de sel et nécessitant une activation au gaz-lift.

Les puits les plus importants pour la réalisation de notre étude, sont des puits qui sont reliés au injecté le gaz-lift et l'eau dans le même espace (annulaire ou concentrique) on peut dire un puits non éruptif (nécessité de gaz-lift) et très salé (salé saturé) la quantité d'eau injecté est insuffisante à cause de l'injection à travers du concentrique avec le gaz, un arrêt de l'injection d'eau pour un temps court engendre le bouchent du puits par le sel.

On a choisi les deux puits **MD283** et **MD140** comme exemple du champ de Hassi Messaoud Les paramètres considérés sont:

- Le débit d'injection du gaz-lift.
- Mode d'injection (annulaire ou concentrique) et la profondeur (point) d'injection.
- Model de Complétion.

IV-3. COLLECTE DES DONNEES:

À partir de la banque de données, on prend les résultats des différents tests faits sur les puits choisis. Les données techniques de ces puits sont aussi très nécessaires (concernant la complétion, les dimensions des tubings, la cote des perforations,...etc.)

Les données nécessaires:

IV-3-1. Données du fluide (Les data PVT):

-Model du fluide.

-Propriétés du fluide.

Water cut.

GOR.

Densité du gaz.

Densité de l'eau.

Densité de l'huile (Dead Oil Density) la densité du brut mort, **API**.

IV-3-2.Données du réservoir:

- Pression de fond statique (test).
- Pression de fond dynamique (test).
- Débit (test).
- Température du réservoir.
- Le modèle de l'IPR.

IV-3-3.Données de complétion:

- Température ambiante.
- Température du réservoir.
- Longueur du tubing.
- Diamètre intérieur du tubing.
- Diamètre extérieur du tubing.
- Rugosité (optionnelle).
- Angle de déviation.
- Cote du point d'injection.
- Diamètre d'ouverture de la duse.
- Cote des perforations.

IV-3-4.Données de surface:

- Pression de tête (test).
- Diamètre d'ouverture de la duse.
- Température ambiante (température de la tête de puits).

 REMAREQUE

Pour les données liées le fluide, le réservoir, la surface on la trouve ci-dessus **dans la partie Etude du chaque puits** et les données de complétion (fiche technique) voir l'annexe (Fig2-Fig4).

IV-4. PRESENTATION DU LOGICIEL PIPESIM:

Dans cette partie on va essayer de faire une petite présentation du logiciel PIPESIM, et montrer comment faire un projet.

Toutes les compagnies pétrolières utilisent des logiciels qui les aident à prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors d'une exploration ou une exploitation des gisements. A titre exemple, le calcul des pressions d'injection, débit de production optimum, localisation des valves . . . etc.

SONATRACH (Division de Production) possède un logiciel (PIPESIM2010), qui permet de faire des analyses nodales des puits à l'aide des formulations de **IPR** lorsque le fluide traverse la formation (corrélations de **VOGEL, DARCY ..**) et des formulations **TPC** lorsqu'il traverse la colonne de production (corrélations Hagedorn et Brown, Poettman Carpenter, Duns et Ros, Aziz...etc.).

PIPESIM: est un logiciel qui calcule les performances d'un puits, il peut aider un ingénieur en production pour prédire l'évolution de la production durant la vie d'un puits. Il possède des dispositifs de calcul d'une sensibilité puissante, qui permettent à des conceptions existantes d'être optimisées et d'évaluer les paramètres dans la future. Il est composé aussi de plusieurs sections permettant la création de modèles nécessaires pour l'étude des performances du puits. Parmi ces sections on peut citer :

- ✓ **section Black oil.**
- ✓ **section IPR.**
- ✓ **Section VLP.**

En créant chaque section, on doit faire un matching avec les données réelles du puits afin d'avoir le maximum de précision.

Il peut être utilisé pour mobiliser le puits avec différents scénarios, de faire des prédictions sur la $P_{rés}$ et de prédire la chute de pression du réservoir pour optimiser la production.

IV-5. CREATION DU MODEL A.N ET CHOIX DES CORRELATIONS:

Dans des champs pétroliers lorsque vous appliquez ou utilisez les logiciels qui les aident à prédire, simuler et résoudre les problèmes qui peuvent surgir lors d'une production. Par exemple l'optimisation par logiciel **PIPESIM** toujours l'étape la plus importante et la première créer un modèle de **L'Analyse Nodale** sur logiciel.

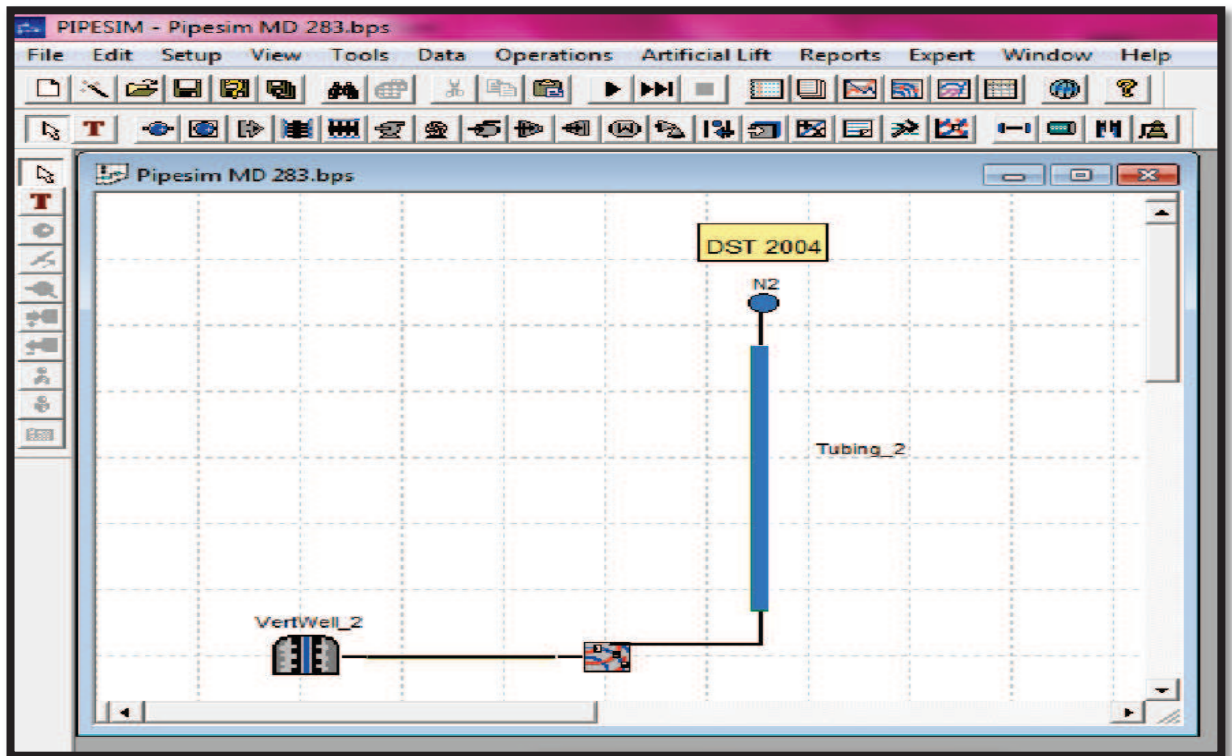


Figure IV-1: modèle L'Analyse Nodale sur logiciel PIPESIM (DST 2004).

Pour créer un bon modèle de **L'Analyse Nodale** sur logiciel **PIPESIM**, la première étape importante après l'insérer les données nécessaires (DST 2004) dans le modèle sont à choisir la corrélation utilisée pour l'écoulement en réservoir **IPR** et la corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing **TPC**.

IV-5-1. Corrélation utilisée pour l'écoulement en réservoir IPR:

Pour la zone 15 la pression du réservoir a chuté jusqu'à 261 kg/cm^2 alors que la pression de bulle est de l'ordre de 200 kg/cm^2 .

La pression du réservoir est largement supérieure à la pression de bulle, donc on est dans le cas d'un écoulement monophasique ($P_b < P_{wf}$) ; et la corrélation de **DARCY** (well IP) sera la plus convenable.

IV-5-2. Corrélation utilisée pour l'écoulement dans le tubing:

Un des grands problèmes dans l'analyse des puits en production et la conception des installations en gaz lift est la prédiction de la pression dans le tubing à des profondeurs données. Le problème est complexe vu l'existence de plusieurs fluides qui s'écoulent avec des vitesses différentes.

De nombreuses corrélations ont été réalisées sur les écoulements monophasique, certaines d'elles sont considérées comme générales, d'autres sont de toutes évidence limitées à un domaine d'application réduit.

Le travail consiste à choisir une corrélation, en se basant sur un calcul statistique, et déterminer la corrélation qui donne une valeur de pression de fond la plus proche de celle mesurée.

Le protocole de choix de la méthode est le suivant:

- * étudier les données des tests sur les puits.
- * calage du model (BUILDB UP. DST. JAUGEAGE).
- * calcul des pressions de fond dynamiques par chaque corrélation.
- * pour chaque corrélation, déterminer les erreurs (absolu, relative).

IV-5-3. Calage du model et choix de corrélation (BUILDB UP. DST. JAUGEAGE):

Après la Collecte des données de WELL TEST et JAUGEAGE et PVT construction du model ANALYSE NODEL. À l'aide du logiciel **PIPESIM**, on fait le matching des différentes corrélations (Flow correlations matching).

Cette opération consiste à entrer les données nécessaires (pression de fond statique et débit) pour le calcul de la pression de fond dynamique.

Plusieurs corrélations ont été développées au cours des années pour prévoir le rapport du composant de gradient à l'écoulement vertical multiphasique, dans le champ de Hassi – Messaoud les corrélations les plus utilisées et étudiées sont :

* **Hagedorn et Brown** * **Beggs et Brill** * **Orkiszewski** * **Duns & Ros** * **Gray modified** *

IV-5-3- 1.Application du l'étude:

On choisi les puits MD 283 et MD 140 comme un exemple pour l'étude de calage du modal A.N et choix de corrélation, les Données de ces deux puits :

Tableau IV.1: Les résultats de DST (puits MD 283 - MD 140).

Date Mesure	Puits	Q huile m ³ /h	P _{FD} kg/cm ²	P _G kg/cm ²
06/06/2004	MD283	3.79	208.88	238.29
13/06/2002	MD140	4.94	138.61	211.79

Après avoir le remplissage des données et les corrélations dans logiciel il donné ce graphe:

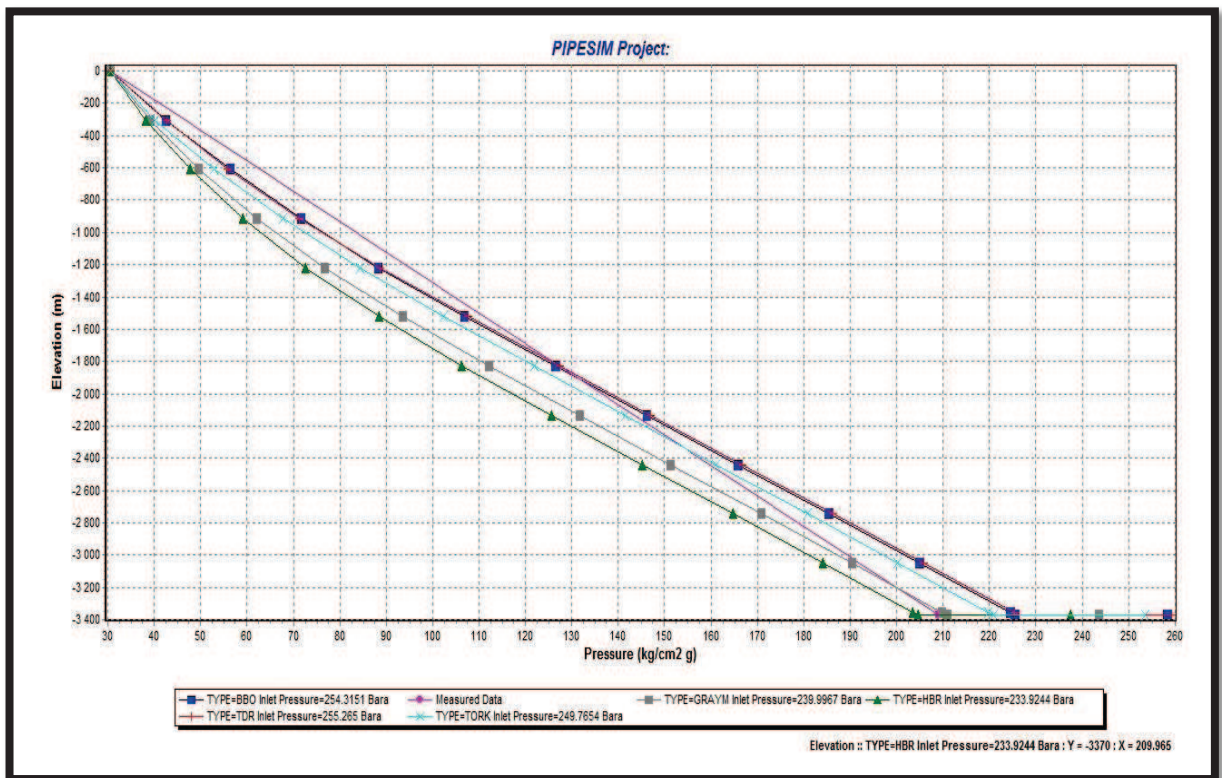


Figure IV.2: Gradient de pression dynamique pour différente corrélation (MD 283).

À travers le graphe la corrélation de Hagedorn et Brown sont qui donné la résultent (PFD) la plus proche de résultent du DST de puits MD 283 (PFD =209.965 kg/cm²).

Le graphe de gradient de pression dynamique pour différente corrélation puits MD 140 (voir l'annexe Fig5).

IV-5-3- 2.Choix de corrélation:

Afin de déterminer la bonne corrélation, on compare les résultats obtenus avec les résultats disponibles (mesurés lors des tests de DST).

Pour chaque corrélation, déterminer les erreurs (absolu, relative).

❖ **erreur absolu:**

C'est l'écart entre les pressions mesurées et calculées

$$\Delta = P_{wfm} - P_{wfc}$$

P_{wfm} : La pression mesurée.

P_{wfc} : La pression calculée.

❖ **erreur relative:**

C'est le rapport entre l'erreur absolu et la pression mesurée en pourcent (%)

$$E = \frac{\Delta}{P_{wfm}} \times 100\%$$

Δ : erreur absolu.

P_{wfm} : La pression mesurée.

❖ **la moyenne des erreurs relatives:**

$$E_m = \frac{\sum E}{N}$$

N : est le nombre des puits.

▪ **Pression de fond mesurées et calculées:**

Tableau IV-2: présenté la pression de fond et calculé.

Puits	P_{wf} mesuré (bar)	P_{wf} calculée (bar)				
		Hagedorn & Brown	Beggs&Brill	Duns & Ros	Gray modified	Orkiszewski
MD283	208.88	209.9	225.5	226.4	212.9	220.8
MD140	138.61	140.62	156.8	149.6	131.4	134.9

- **Calcul de l'erreur absolue:**

Tableau IV-3: présenté le calcul de l'erreur absolue.

<i>Puits</i>	Δ (bar)				
	<i>Hagedorn & Brown</i>	<i>Beggs&Brill</i>	<i>Duns & Ros</i>	<i>Gray modified</i>	<i>Orkiszewski</i>
<i>MD283</i>	<i>1.02</i>	<i>16.62</i>	<i>17.52</i>	<i>4.02</i>	<i>11.92</i>
<i>MD140</i>	<i>2.01</i>	<i>18.19</i>	<i>10.99</i>	<i>7.21</i>	<i>3.71</i>

- **Calcul de l'erreur relative:**

Tableau IV-4: présenté le calcul de l'erreur relative.

<i>Puits</i>	E (%)				
	<i>Hagedorn & Brown</i>	<i>Beggs&Brill</i>	<i>Duns & Ros</i>	<i>Gray modified</i>	<i>Orkiszewski</i>
<i>MD283</i>	<i>0.488</i>	<i>7.95</i>	<i>8.38</i>	<i>1.92</i>	<i>5.7</i>
<i>MD140</i>	<i>1.45</i>	<i>13.12</i>	<i>7.92</i>	<i>5.20</i>	<i>2.67</i>

- **Calcul de l'erreur moyenne pour chaque corrélation:**

Tableau IV-5: présenté le calcul de l'erreur moyenne pour chaque corrélation.

<i>Puits</i>	E (%)				
	<i>Hagedorn & Brown</i>	<i>Beggs&Brill</i>	<i>Duns & Ros</i>	<i>Gray modified</i>	<i>Orkiszewski</i>
<i>MD283</i>	<i>0.488</i>	<i>7.95</i>	<i>8.38</i>	<i>1.92</i>	<i>5.7</i>
<i>MD140</i>	<i>1.45</i>	<i>13.12</i>	<i>7.92</i>	<i>5.20</i>	<i>2.7</i>
ΣE	<i>1.938</i>	<i>21.07</i>	<i>16.3</i>	<i>7.12</i>	<i>8.4</i>
E_m	<i>0.969</i>	<i>10.535</i>	<i>8.15</i>	<i>3.56</i>	<i>4.2</i>

La présentation graphique le pourcentage d'erreur relatif moyen:

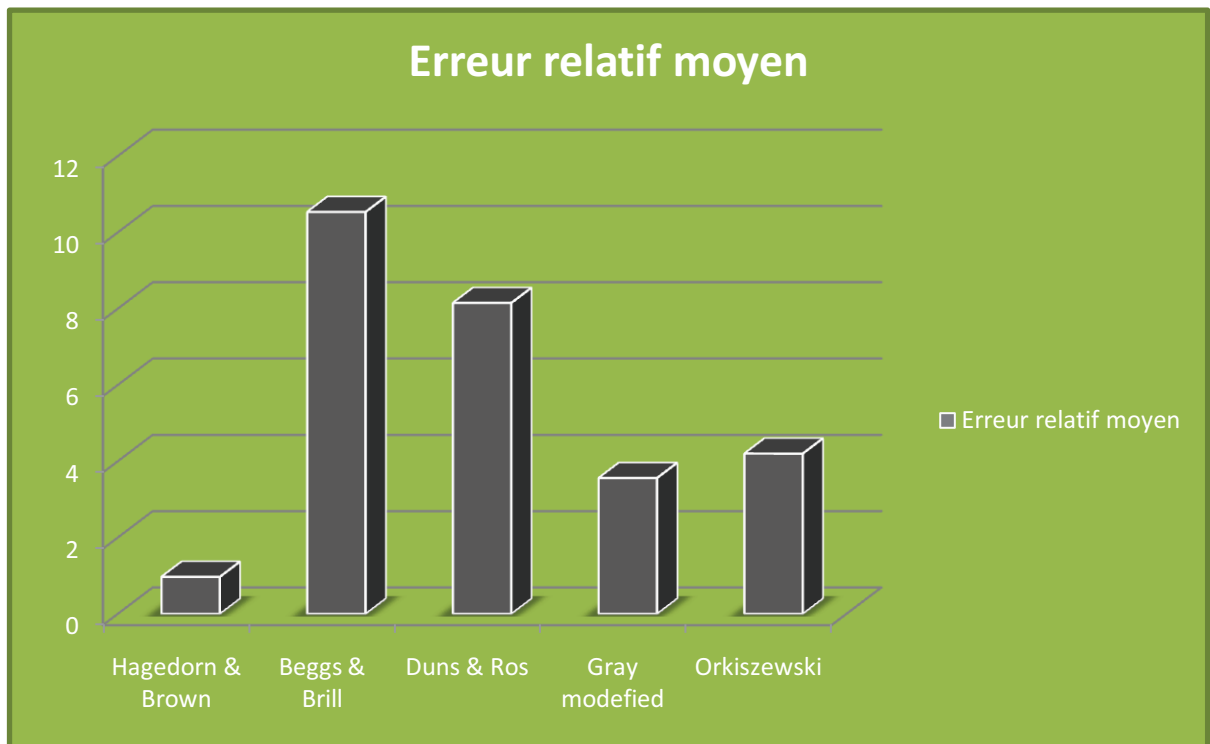


Figure IV.3: Graphique le pourcentage d'erreur relatif moyen.

D'après l'organigramme et les résultats précédents, on remarque que la corrélation de **HAGEDORN & BROWN** a donné l'erreur relative moyenne la plus faible par rapport aux autres corrélations. Elle prédit des valeurs plus proches de la réalité et par conséquent, elle sera utilisée dans notre étude d'optimisation du mode de production.

Donc c'est elle qui est le plus en rapport avec l'écoulement multiphasique dans l'anneau d'huile de Hassi-Messaoud, et donne la meilleure approche possible des résultats réels.

Pour la suite de l'optimisation, on va donc utiliser la corrélation de **DARCY** pour l'écoulement du réservoir vers le fond du puits (IPR), et celle de **HAGEDORN & BROWN** pour l'écoulement vertical dans les tubing (TPC).

IV-6. ETUDE DU PUITES MD 283:

IV-6-1. Information de base:

MD 283 s'inscrit dans la perspective du développement du gisement de Hassi-Messaoud par forages horizontaux, dans les secteurs à faible perméabilité. Il a été foré le 22/03/1977

(Complétion date 22-Mar-1978, First Prod 01-May-1978).

Dans la zone 15, suivant les coordonnées :

X : 831874.38,

Y : 127998.55,

Z Tab : 146.21 m,

Z Sol : 140.76

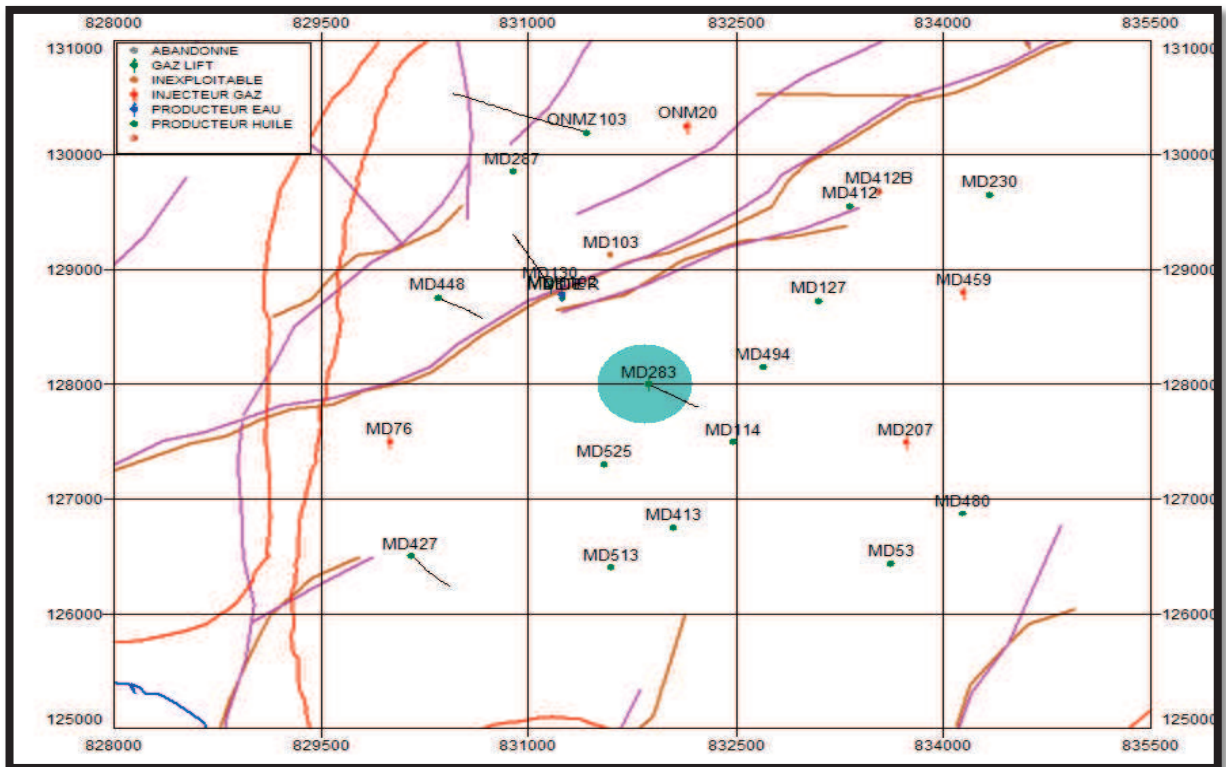


Figure IV-4: La situation géologique de MD 283.

IV-6-2. Complétion actuelle:

La complétion de MD 283 est un tubing 4" ½ type et chemisage 2" ⁷/₈+ CCE 1" ³/₁₅ stage frac (liner en open hole).

La partie horizontale du puits traverse D2 du réservoir cambrien (Ra), La longueur de la section open hole est de 380 m.

Fond initial	à 3860 m
Packer Backer	à 3398 m
KOP	à 3432 m
L.Nipple "R" 4" ¹ / ₂	à 3378 m
L.Nipple "RN" 4" ¹ / ₂	à 3387 m
L.Nipple "R" 2" ⁷ / ₈	à 3405 m
L.Nipple "J" 1" ³ / ₁₅	à 3422 m
Sabot 7"	à 3415 m

➤ La fiche technique du puits **MD 283** (voir l'annexe Fig2).

IV-6-3. Les dernières opérations:

La dernière opération snubbing a été réalisée sur la descente d'un CCE 1"315 à la cote de 3432.84 m.

Tableau IV-6 : Présenté les dernières opérations de MD 283.

Dernières Opérations		
Date début	Date fin	Type
02/11/2012	02/12/2012	SNUBBING
15/03/2004	19/03/2004	COMPLETION
24/05/2012	24/05/2012	WIRELINE
14/04/2004	13/06/2004	WORKOVER
09/12/2005	09/12/2005	KICK OFF

IV-6-4. Historique du puits MD283:

MD 283 a été complété le 23/11/1977 et le réservoir laissé en open hole, dans le passé en production avec un débit moyen de 1.1m³/h (problème d'arrêt de la production), puis il a été proposé pour être nouvelle complétion TELESCOPIQUE. Le débit a augmenté à 4.2m³/h. On a présenté le graphe de historique de ce puits (Q_H, Q_G, GOR, S_E, S_H) (voir l'annexe Fig6).

IV-6-5. Les dernières mesures de MD283:

Tableau IV.7: Les données principales utile pour le logiciel PIPESIM (Puits MD 283).

Type	Date	P _g Kg/cm ²	PFD Kg/cm ²	IP m ³ /day/ Kg/cm ²	Duse mm	Skin	P _t Kg/cm ²	Q m ³ /h	Remarque
DST	20/05/2004	237.86	215.93	0.94	12.7	1.52	16.4	2.2	Remarque I
DST	06/06/2004	238.29	208.88	0.12	12.7	1.72	30.6	3.79	Remarque II
PFS	06/01/2006	237.39	PFS R III
BU	24/05/2012	261.58	PFS R III

- **Remarque I :** Puits repris en short radius dans le D2, VS= 401.85 m; AZ:N118.45; INC: 90.15, L'interprétation est très affectée par la production d'eau.
- **Remarque II :** DST N2 après mise en place d'un bouchon de ciment top@3750 m.
- **R III :** Puits très salé (salinité 314 mg/l, salé saturé) la quantité d'eau injecté est insuffisant à cause de l'injection à travers du CCE 1"660 avec le gaz.

IV-6-6. Jaugeage:

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR, $T_{tête}$ et le Q_{eau} . Pour ce puits on a utilisé les données de DST de 06/06/2004, donc le GOR de jaugeage choisi sera le plus proche de cette date :

Tableau IV-8: représente les data jaugeage.

Date Mesure	Duse mm	Q_{huile} m^3/h	GOR m^3/m^3	Pt kg/cm^3	P_{pipe} kg/cm^3	$P_{sép}$ kg/cm^3	$T_{tête}$ (C°)	Q_{eau} l / h
03/06/2004	12.7	3.79	135	30.6	11.2	3.5	30	0
08/02/2013	12.5	4.2	270	27.8	13.8	4.08	30	1.65

IV-6-7. Les données PVT:

Tableau IV-9: Les données de PVT (PUITS MD 283).

PVT Data		
Pb	(Kg/cm ²)	200
Oil API Gravity		45
Gas S.G		0.836
Water S.G		1.275
Oil Viscosity μ	cp	0.29
Rsi	(Sm ³ /Sm ³)	235
H ₂ S %		
CO ₂ %		1.59

IV-7. ETUDE DE PERFORMANCE DE PIUTS MD 283:**IV-7-1. Le point de fonctionnement IPR/VLP:**

L'étude analyse nodale sur ce puits à montrer l'Inflow et l'Outflow qui sont représentés dans les tableaux suivants :

Tableau IV.10: L'inflow.

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
0.0159	261.5743
7.2059	258.9801
25.0406	252.5454
42.8753	246.1108
78.5447	233.2414
114.2141	220.3720
149.8835	207.5027
185.5529	194.6333
221.2223	181.7640
256.8917	168.8946
292.5611	156.0252
328.2305	143.1559
363.8998	130.2865
435.2386	104.5478
506.5774	78.8091
577.9162	53.0703
613.5856	40.2010
649.2550	27.3316
684.9244	14.4623
720.5938	1.5929

Tableau IV.11: L'outflow.

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
0.7206	253.5625
80.0660	219.5480
160.1319	237.7651
240.1979	261.1648
320.2639	288.9865
400.3299	321.8411
480.3958	359.7930
560.4618	403.0177
640.5278	451.7380
720.5938	506.1219

✓ **Le point de fonctionnement IPR/VLP:**

Le point de fonctionnement d'après les données WELL-TEST est comme suit:

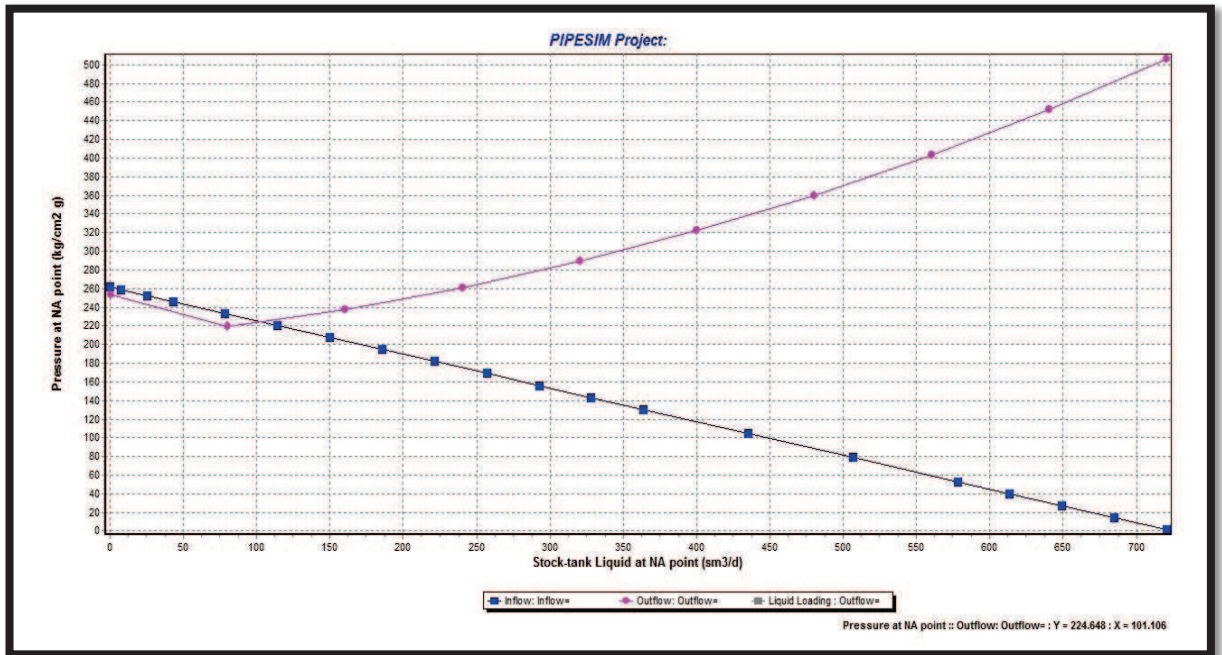


Figure IV-5: Point de fonctionnement IPR/VLP de MD283.

L'intersection de l'*IPR* (courbe caractéristique du réservoir) et la *TPC* (courbe caractéristique de l'installation) donne le débit de fonctionnement du puits :

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
101.106	224.65

IV-7-2.Optimisation sur le diamètre du tubing et le G-L:

- 1) Etat initial: dans lequel l'activation (gaz-lift) mise en service.
- 2) Etat actuel: où le gaz-lift est injecté à travers l'annulaire (4" ^{1/2} x2" ^{7/8}).
- 3) Etas proposé: Optimisation du gaz-lift et du diamètre du tubing dans les cas suivants :
 - a- Complétion actuelle : l'injection de G-L par l'annulaire 4" ^{1/2} x2" ^{7/8}.
 - b- Complétion actuelle : l'injection d'eau par le concentrique 1"315.
 - c- fixation du diamètre de concentrique (1"315).

IV-7-2.1.Etat initial: Effet du mode d'injection:

Le puits MD283 était initialement complété par un tubing de diamètre 4''^{1/2}, et CCE 1''660 ce qui est le cas de la majorité des puits salé non éruptif de Hassi-Messaoud, le puits MD 283 est nécessité de G-L et très salé (salé saturé) et le mode d'injection de gaz-lift et l'eau dans le CCE À la fois mai la quantité d'eau injecté est insuffisant à cause de le mode d'injection Ceci d'une part et le, d'autre part Il ya un autre problème Ce qui est le givrage.

IV-7-2.2.Etat actuel: Effet du la complétion télescopique:

Actuellement le puits MD 283 et après le changement de complétion (diamètre de CCE est 1''315 chemisage de 2''^{7/8} et tubing de 4''^{1/2}) avec changement les deux modes d'injection (le gaz-lift par l'annulaire 4''^{1/2} x2''^{7/8} & l'eau par CCE 1''315) est la production d'huile dans l'annulaire 2''^{7/8} & CCE 1''315 qui lui a permet de continuer à produire sans arrêt.

Tableau 12: Comparaison entre le cas initial et le cas actuel du Puits MD 283.

Les cas	Qo (m ³ /j)	Pwf (kg/cm ²)
Avant GL	48.5	208.88
Après GL	100.8	224.65

On constate que la production augmente de + 50 M³/J.

IV-7-2.3.Etat proposés: Optimisation du diamètre du tubing et le débit d'injection de gaz-lift:

La sensibilité de diamètre du tubing et le débit d'injection a été déterminé à l'aide du logiciel PIPESIME.

REMAREQUE:

Dans l'injection d'eau à travers le CCE, le diamètre 1''315 est suffisant pour le dessalage malgré le puits très salé et la quantité injectée d'eau liée par le pourcentage de sel on a procédé comme le tableau suivant :

Tableau IV -13: représente la variation du débit d'eau injecté.

pourcentage de sel (g/l)	100 au 150	150 au 200	200 au 314
Débit d'injection d'eau (l/h)	300 au 500	500 au 800	800 au 1400

IV-7-2.3.A: Optimisation du diamètre du tubing:

L'optimisation du diamètre du tubing dans la complétion actuelle « TELESCOPIQUE » spécialiser sur le diamètre du chemisage (2^{7/8}) parce que la production annulaire entre le 1^{3/4} et 2^{7/8} et puis déterminer l'effet de la sensibilité de diamètre sur la production.

Dans cette optimisation il y a des contraintes et conditions qui imposent une limite sur la sensibilité sur le diamètre de chemisage montré comme suit:

Contraintes économique et opératoire:

Dans l'industrie pétrolier de Hassi-Massoud et les opérations (W-O, FORAG) qui utilisons le casing 7" Nous ne pouvons pas choisir un diamètre du tubing supérieur à partir de 5^{1/2} parce que ne peut pas descende dans le casing et empêche le passage annuler.

Contraintes physique:

Assure le passage suffisant pour l'injection de gaz G-L (la section de passage de G-L supérieur à 2.16 in² plus) pour en évitant la vitesse de rosions dans l'annulaire tubing chemisage.

Pour assuré la section en appliqué la loi suivent: $\pi(IDt/2)^2 - \pi(ODc/2)^2 > 2.16$

ODc : diamètre extérieur de chemisage.

IDt : diamètre intérieur de tubing.

À travers les contraintes opérationnelle et économique (les diamètres du tubage qui disponible dans l'industrie) et les contraintes physique qui imposé sur notre étude des limites dans la sensibilité sur le diamètre et il en déduire dans cette tableau :

Tableau IV.14: représente les déférant diamètre disponibles dans la sensibilité.

DIAMTRE (in)	P. Nominal (lb/ft)	OD (in)	ID (in)	WT (in)
2 ^{3/8} in	4	2.375	2.041	0.167
2 ^{7/8} in	7.9	2.875	2.323	0.276
3 ^{1/2} in	12.7	3.500	2.750	0.375
3 ^{1/2} in	7.7	3.500	3.068	0.216
4 in	9.5	4.000	3.548	0.226
4 ^{7/8} in	15.5	4.500	3.826	0.337
4 ^{1/2} in	9.5	4.500	4.090	0.205

 **REMARQUE:**

Retrouve dans cette sensibilité de diamètre de chemisage et dans ce cas (état actuelle) on prend le débit d'injection de gaz G-L $Q_g = 5000 \text{ m}^3/\text{j}$ et le débit d'injection d'eau $Q_e = 770 \text{ l/h}$ et la salinité de l'eau de formation $SE = 172 \text{ g/l}$.

LES RESULTATS DE SENSIBILITE:

L'étude de sensibilité sur les déférant diamètre qui situé dans le tableau cette étape consiste à chercher le diamètre du chemisage qui donne une meilleure production pour la profondeur (3415.81m), Les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.15: Résultats de PIPESIM (sensibilité sur le diamètre de tubing).

PARAMETRES	DIAMETRE DE CHEMISAGE (in)						
	2" ^{3/8}	2" ^{7/8}	3" ^{1/2}	3" ^{1/2}	4	4" ^{1/2}	4" ^{1/2}
#:P. Nominal (lb/ft)	4	7.9	12.7	7.7	9.5	15.5	9.5
Débit d'huile (m3/j)	22.5	89.5	130.57	151.1	170.1	178.7	183.4
Pression de fond (kg/cm3)	250	229	214.44	207.053	199.7	197.02	195.18

La représentation du résultat de la sensibilité sur le diamètre de chemisage en fonction de débit d'huile par graphe :

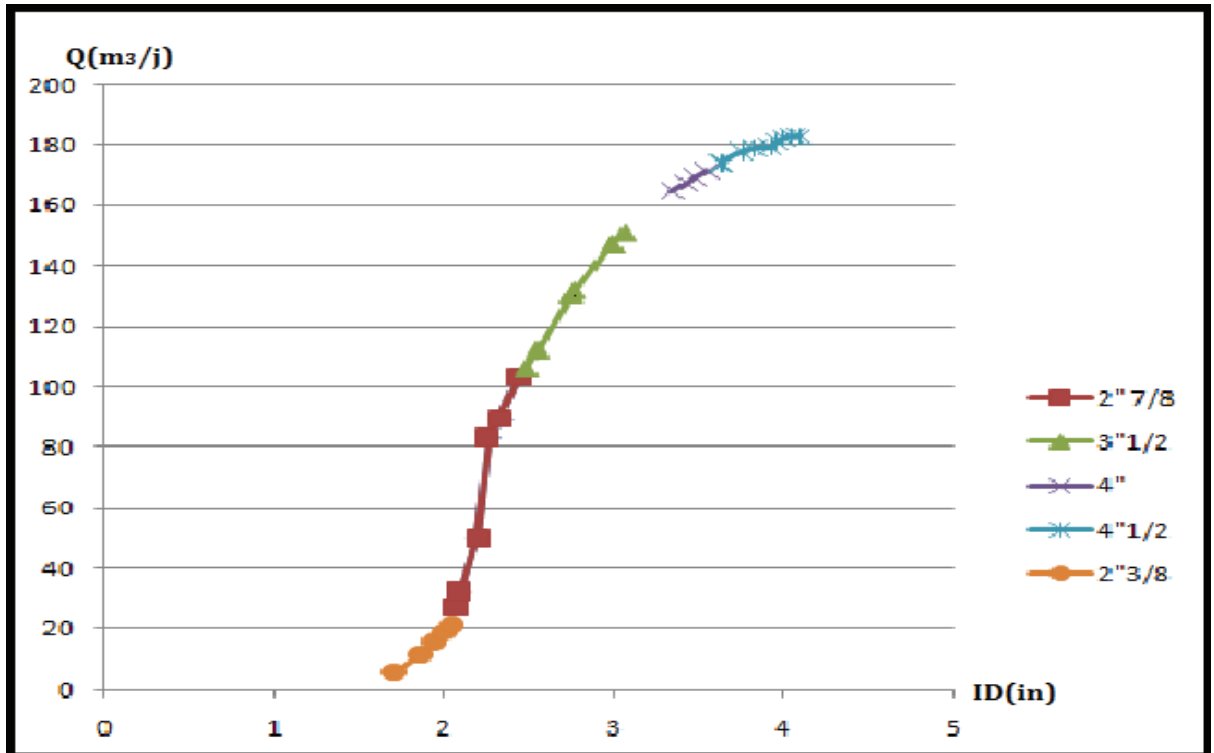


Figure IV.6: graphe du résultat de la sensibilité sur le diamètre en fonction du débit.

IV-7-2.3.B: Optimisation du débit d'injection G-L:

a. Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 2 7/8:

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection G-L, les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.16: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 7/8.

Qinj (m3/j)	5000	10000	15000	20000	30000	40000
Débit d'huile (m3/j)	101.02	133.75	148.24	158.52	166.36	174.67

La représentation du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection de G-L sur le diamètre de chemisage 2 7/8 par le graphe.

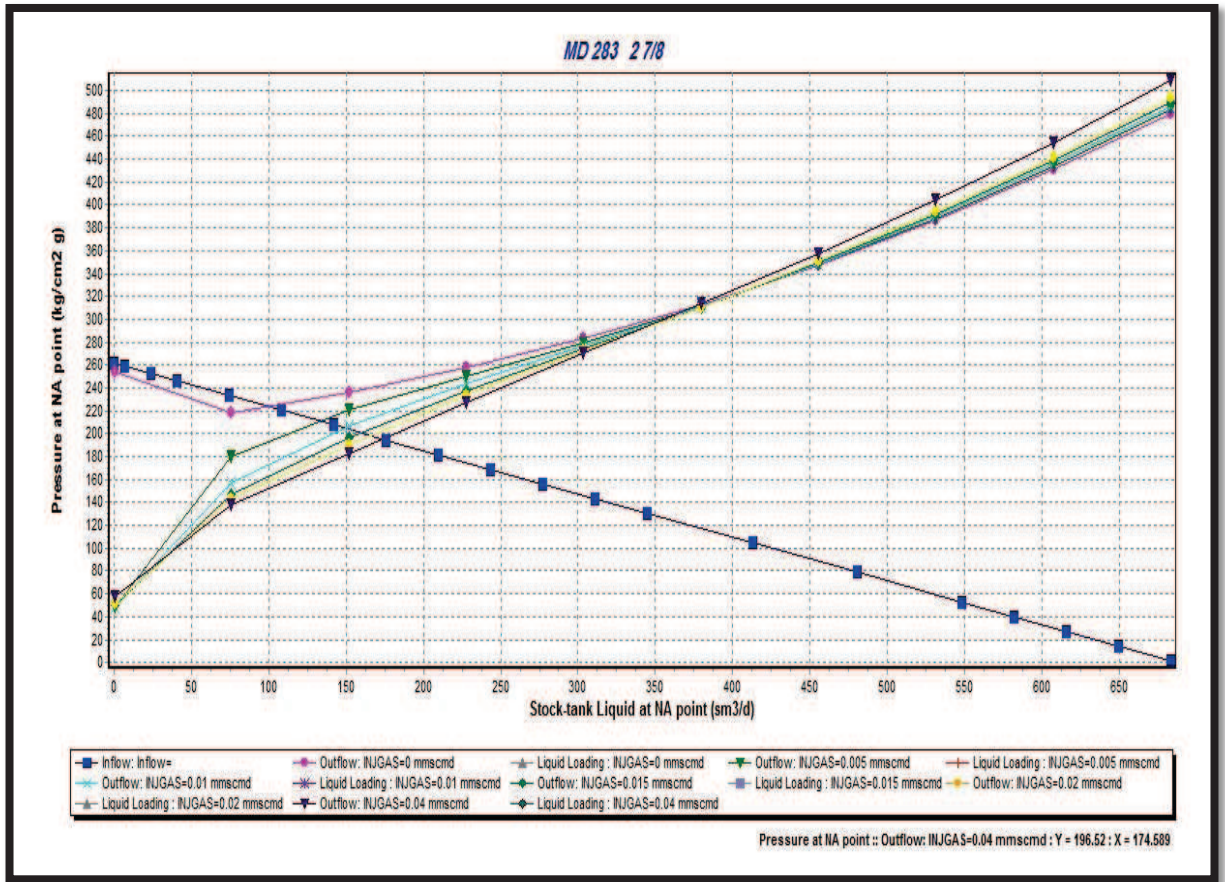


Figure IV-7: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 7/8.

b. Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 4" 1/2:

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection G-L, les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.17: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4" 1/2.

Qinj (m3/j)	5000	10000	15000	20000	30000	40000
Débit d'huile (m3/j)	178.7	210.58	221.69	237.12	251.38	255.92

La représentation du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection de G-L sur le diamètre de chemisage 2 7/8 par le graphe:

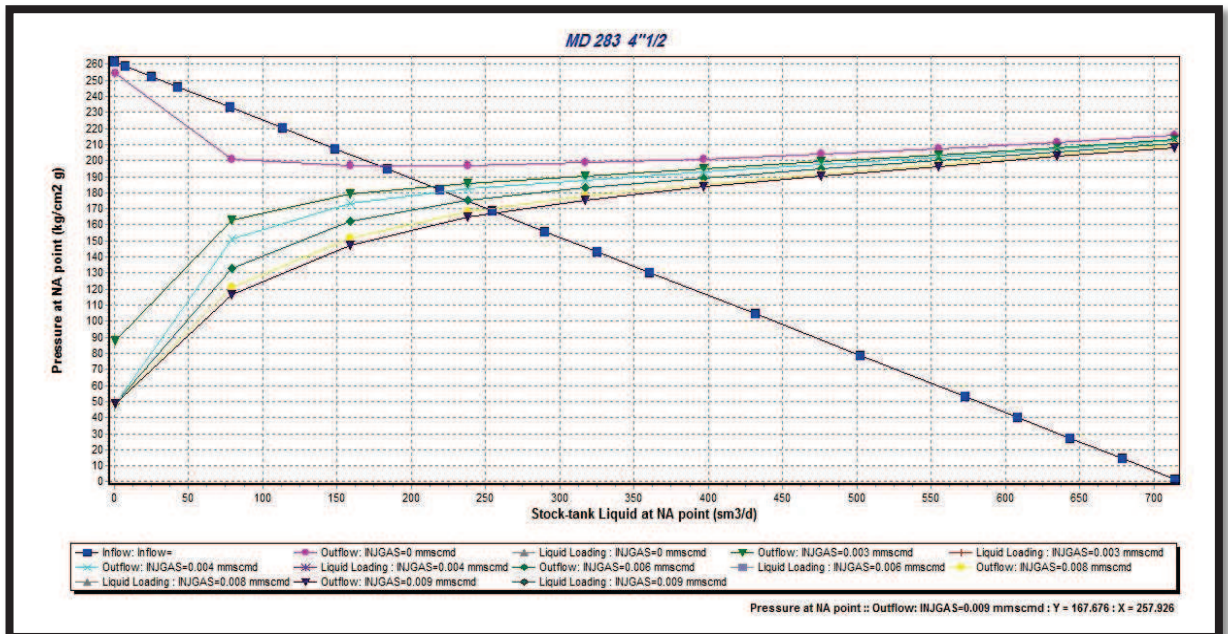


Figure IV-8: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4" 1/2.

IV-8. ETUDE DU PUITIS MD 140:

IV-8-1. Information de base:

MD 140 a été complété le 17/01/1971 en 4" 1/2 et la liaison couche-trou a été complété avec un liner pré-perforer 4" 1/2. Maintenu en production avec un débit moyen de 3 m³/h.

X : 821057, Y : 115964, Z Tab : 151.00 m, Z Sol : 144.30

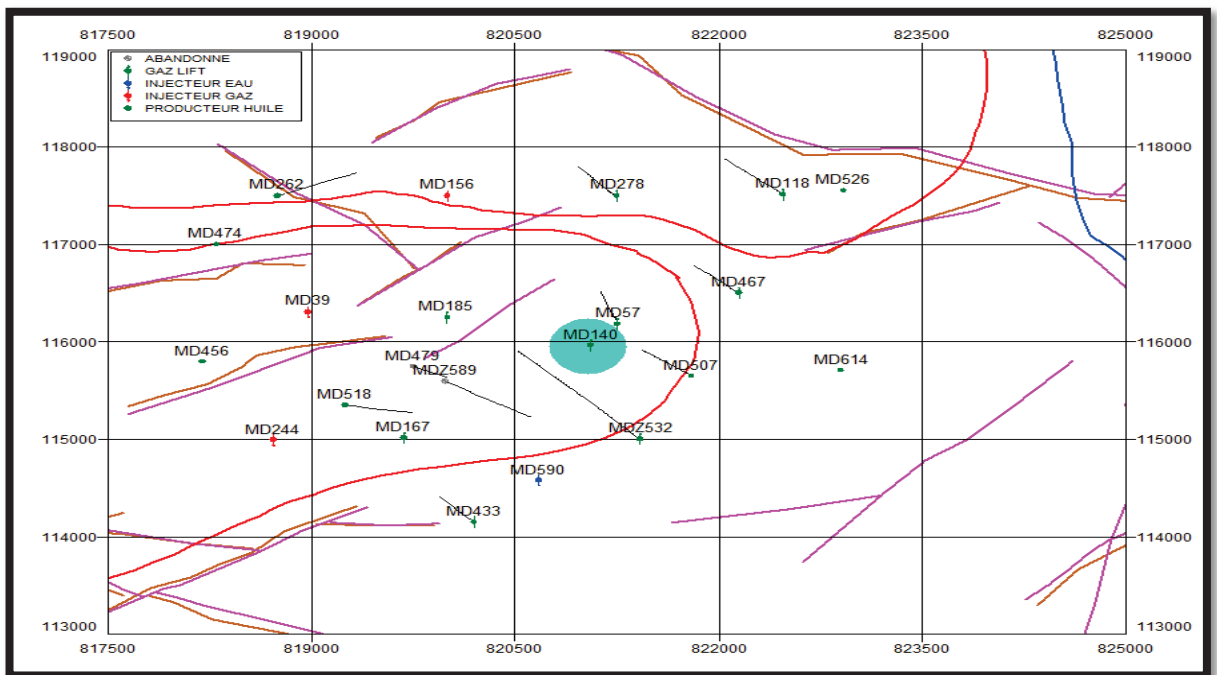


Figure IV-9: La situation géologique de MD 140.

IV-8-2. Complétion actuelle:

La complétion de MD 140 est un tubing 4" ½ type et chemisage 2" ⁷/₈+ CCE 1"66 La liaison couche-trou : Liner pré-perforer 4" ½.

Fond initial	à 3484 m
Packer Backer	à 3302 m
KOP	à 3351 m
L.Nipple "R" 4" ¹ / ₂	à 3280.75 m
L.Nipple "RN" 4" ¹ / ₂	à 3291.12 m
L.Nipple "J" 1"660	à 3427m
Sabot 7"	à 3351 m

➤ La fiche technique du puits **MD 140** (voir l'annexe Fig 4).

IV-8-3.Les dernières opérations:

La dernière opération snubbing a été réalisée sur la descente d'un CCE 1"660 à la cote de 3433.09 m.

Tableau IV-18 : Présenté les dernières opérations de MD 140.

Dernières Opérations		
Date début	Date fin	Type
09/03/2013	05/05/2013	SNUBBING
31/01/1993	04/02/1993	COMPLETION
21/05/2012	21/05/2012	WIRELIN
16/04/2013	16/04/2013	OPERATION_SPECIALE

IV-8-4. Historique du puits MD140:

MD 140 a été complété le 04/04/1970 et le réservoir laissé en liaison couche-trou, Liner pré-perforer, dans le passé en production avec un débit moyen de 1.2m³/h (problème d'arrêt de la production), puis il a été proposé pour être nouvelle complétion TELESCOPIQUE. Le débit a augmenté à 2.39 m³/h (sans problème d'arrêt)

On a présenté le graphe de historique de ce puits (Q_H, Q_G, GOR, S_E, S_H) (voir l'annexeFig7).

IV-8-5. Les dernières mesures de MD140:**Tableau IV.19: Les données principales utile pour le logiciel PIPESIM (Puits MD 140).**

Type	Date	P _g Kg/cm ²	PFD Kg/cm ²	IP m ³ /h / Kg/cm ²	Duse Mm	Skin	P _t Kg/cm ²	Q m ³ /h
BU	13/06/2002	211.79	138.61	0.071	14	4.34	26	5.14
PFS	04/11/2008	197.74
PFS	21/05/2012	328.7

IV-8-6. Jaugeage:

Généralement on utilise les jaugeages pour avoir la valeur de GOR, T_{tête} et le Q_{eau}. Pour ce puits on a utilisé les données de BUILD-UP de 24/04/2002, donc le GOR de jaugeage choisi sera le plus proche de cette date :

Tableau IV-20: représente les data jaugeage.

Date Mesure	Duse mm	Q _{huile} m ³ /h	GOR m ³ /m ³	P _t kg/cm ³	P _{pipe} kg/cm ³	P _{sép} kg/cm ³	T _{tête} (C°)	Q _{eau} l/h
24/04/2002	14	4.94	213	25	17.8	4.4	30	19000
08/02/2013	20	2.39	250	24	19	4.89	30	660

IV-8-7. Les données PVT:**Tableau IV-21: Les données de PVT (PUITS MD 140).**

PVT Data	
Pb	(Kg/cm ²) 180
Oil API Gravity	45
Gas S.G	0.836
Water S.G	1.275
Oil Viscosity μ	cp 0.29
Rsi	(Sm ³ /Sm ³) 216
H ₂ S %	
CO ₂ %	1.59

IV-9. ETUDE DE PERFORMANCE DE PIUTS MD 140:

IV-9-1. Le point de fonctionnement IPR/VLP:

L'étude analyse nodale sur ce puits à montrer l'Inflow et l'Outflow qui sont représentés dans les tableaux (voir l'annexe Tab1-Tab2)) :

- ✓ **Le point de fonctionnement IPR/VLP:**

Le point de fonctionnement d'après les données WELL-TEST est comme suit :

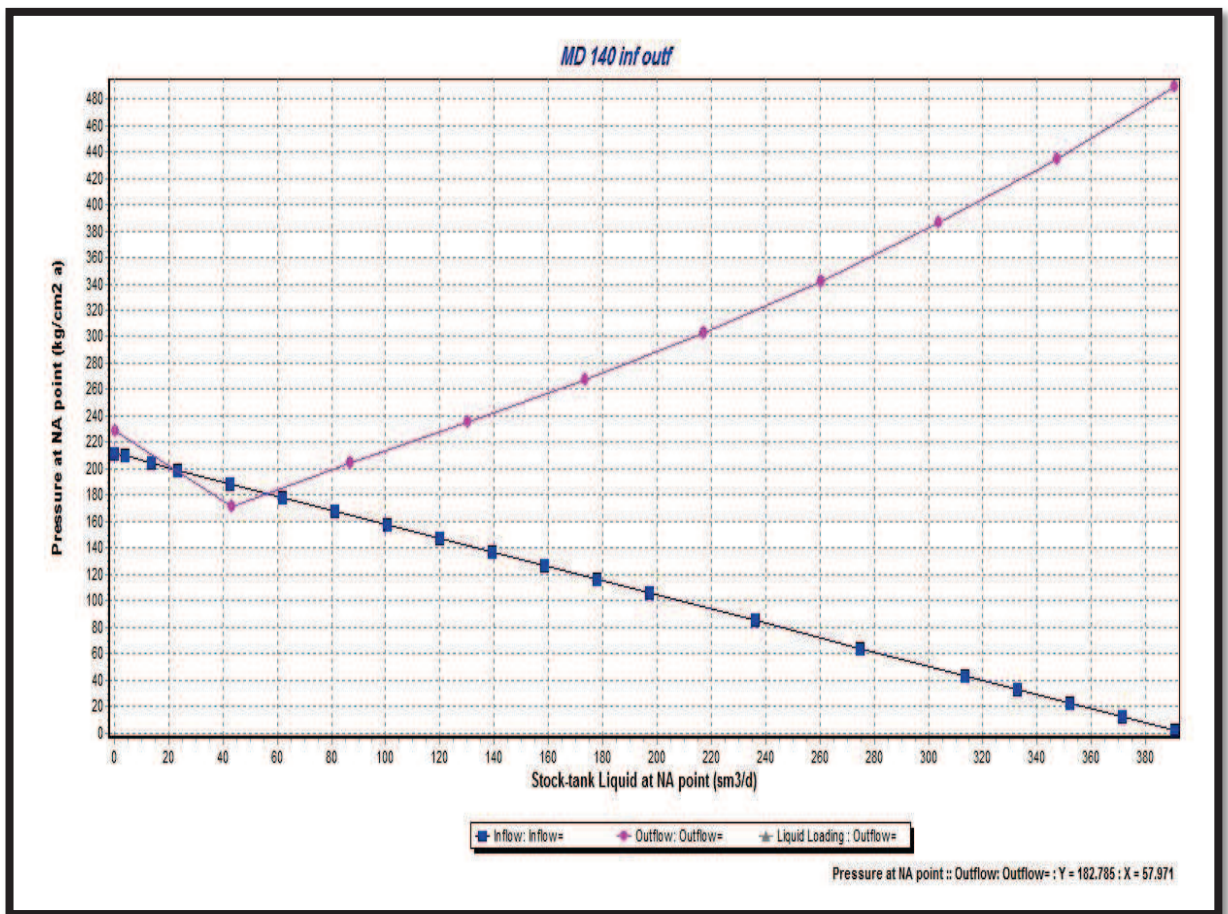


Figure IV-10: graphe de Point de fonctionnement IPR/VLP de MD140.

L'intersection de l'IPR (courbe caractéristique du réservoir) et la TPC (courbe caractéristique de l'installation) donne le débit de fonctionnement du puits:

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
57.97	182.78

IV-9-2.Optimisation sur le diamètre du tubing et le G-L:

- 1) Etat initial: dans lequel l'activation (gaz-lift) mise en service.
- 2) Etat actuel: où le gaz-lift est injecté à travers l'annulaire ($4''^{1/2} \times 2''^{7/8}$).
- 3) Etas proposé: Optimisation du gaz-lift et du diamètre du tubing dans les cas suivants :
 - a) Complétion actuelle : l'injection de G-L par l'annulaire $4''^{1/2} \times 2''^{7/8}$.
 - b) Complétion actuelle : l'injection d'eau par le concentrique 1"660.
 - c) fixation du diamètre de concentrique (1"660).

IV-9-2.1.Etat initial: Effet du mode d'injection:

Le puits MD140 était initialement complété par un tubing de diamètre $4''^{1/2}$, et CCE 1"660 ce qui est le cas de la majorité des puits salé non éruptif de Hassi–Messaoud, le puits MD 140 est nécessité de G-L et très salé (salé saturé) et le mode d'injection de gaz-lift et l'eau dans le CCE à la fois mai la quantité d'eau injecté est insuffisant à cause de le mode d'injection Ceci d'une part et le, d'autre part Il ya un autre problème Ce qui est le givrage.

IV-9-2.2.Etat actuel: Effet du la complétion télescopique:

Actuellement le puits MD 140 et après le changement de complétion (diamètre de CCE est 1"660 chemisage de $2''^{7/8}$ et tubing de $4''^{1/2}$) avec séparé les deux modes d'injection (le gaz-lift par l'annulaire $4''^{1/2} \times 2''^{7/8}$ & l'eau par CCE 1"660) est la production d'huile dans l'annulaire $2''^{7/8}$ & CCE 1"660 qui lui a permet de continuer à produire sans arrêt.

Tableau 22: Comparaison entre le cas initial et le cas actuel du Puits MD 140.

Les cas	Qo (m ³ /j)	Pwf (kg/cm ²)
Avant GL	27.62	138.61
Après GL	57.97	182.78

On constate que la production augmente de + 30 m³/j.

IV-9-2.3.Etat proposés: Optimisation du diamètre du tubing et le débit d'injection de gaz-lift:

IV-9-2.3.A: Optimisation du diamètre du tubing:

L'optimisation du diamètre du tubing dans la complétion actuelle « TELESCOPIQUE » spécialiser sur le diamètre du chemisage ($2''^{7/8}$) parce que la production annulaire entre le $1''^{660}$ et $2''^{7/8}$ et puis déterminer l'effet de la sensibilité de diamètre sur la production.

REMAREQUE:

Retrouve dans cette sensibilité de diamètre de chemisage et dans ce cas (état actuelle) on prend le débit d'injection de gaz G-L $Q_g = 5000 \text{ m}^3/\text{j}$ et le débit d'injection d'eau $Q_e = 300 \text{ l/h}$ et la salinité de l'eau de formation $SE = 182 \text{ g/l}$.

LES RESULTATS DE SENSIBILITE:

L'étude de sensibilité sur les déférant diamètre qui situé dans le tableau cette étape consiste à chercher le diamètre du chemisage qui donne une meilleure production pour la profondeur (3284.17m), Les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau IV.23: Résultats de PIPESIM (sensibilité sur le diamètre de tubing).

PARAMETRES	DIAMETRE DE CHEMISAGE (in)						
	$2''^{3/8}$	$2''^{7/8}$	$3''^{1/2}$	$3''^{1/2}$	4	$4''^{1/2}$	$4''^{1/2}$
#:P. Nominal (lb/ft)	4	7.9	12.7	7.7	9.5	15.5	9.5
Débit d'huile (m3/j)	57.97	91.02	118.43	149.42	162.81	173.01
Pression de fond (kg/cm3)	182.78	163.33	148.34	131.62	124.51	118

La représentation du résultat de la sensibilité sur le diamètre de chemisage en fonction de débit d'huile par graphe :

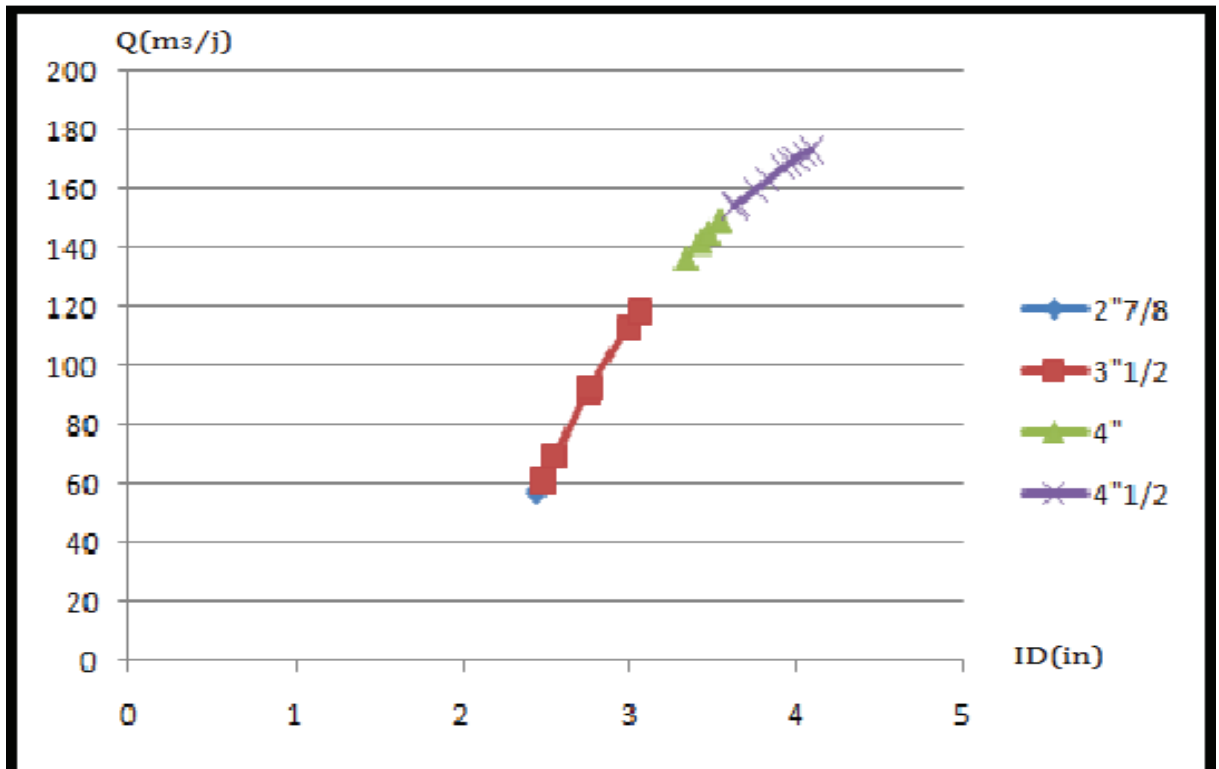


Figure IV-11: graphe du résultat de la sensibilité sur le diamètre en fonction du débit.

IV-9-2.3.B: Optimisation du débit d'injection G-L:

a). Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 2 7/8:

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection G-L, les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau IV.24: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 7/8.

Qinj (m3/j)	5000	10000	15000	20000	30000	40000
Débit d'huile (m3/j)	57.97	73.18	88.24	97.32	109.5	113.6

La représentation du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection de G-L sur le diamètre de chemisage 2 7/8 par le graphe.

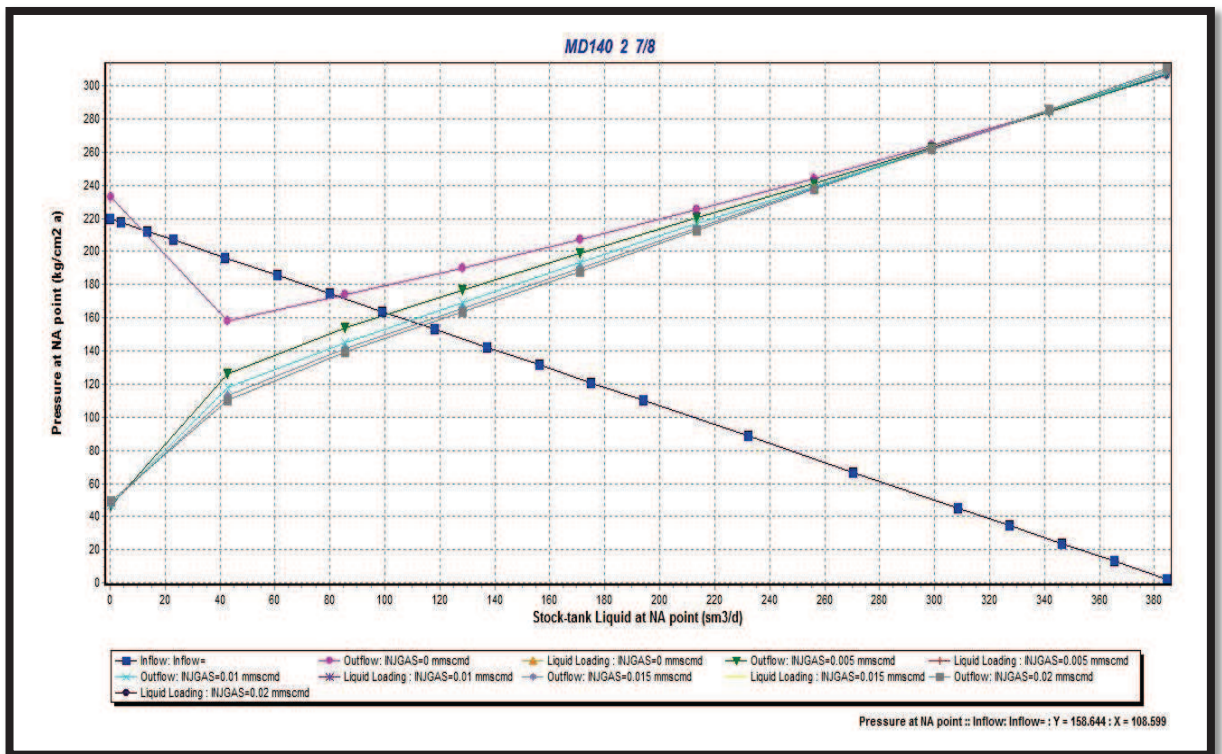


Figure IV-12: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 2 7/8.

b). Optimisation du débit d'injection G-L sur le diamètre 4" 1/2 :

En effectuant une étude de sensibilité sur le débit d'injection G-L, les résultats de l'analyse sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau IV.25: sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4" 1/2.

Qinj (m3/j)	5000	10000	15000	20000	30000	40000
Débit d'huile (m3/j)	162.81	182.13	194.88	205.00	212.16	217.7

La représentation du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection de G-L sur le diamètre de chemisage 2''½ par le graphe suivant:

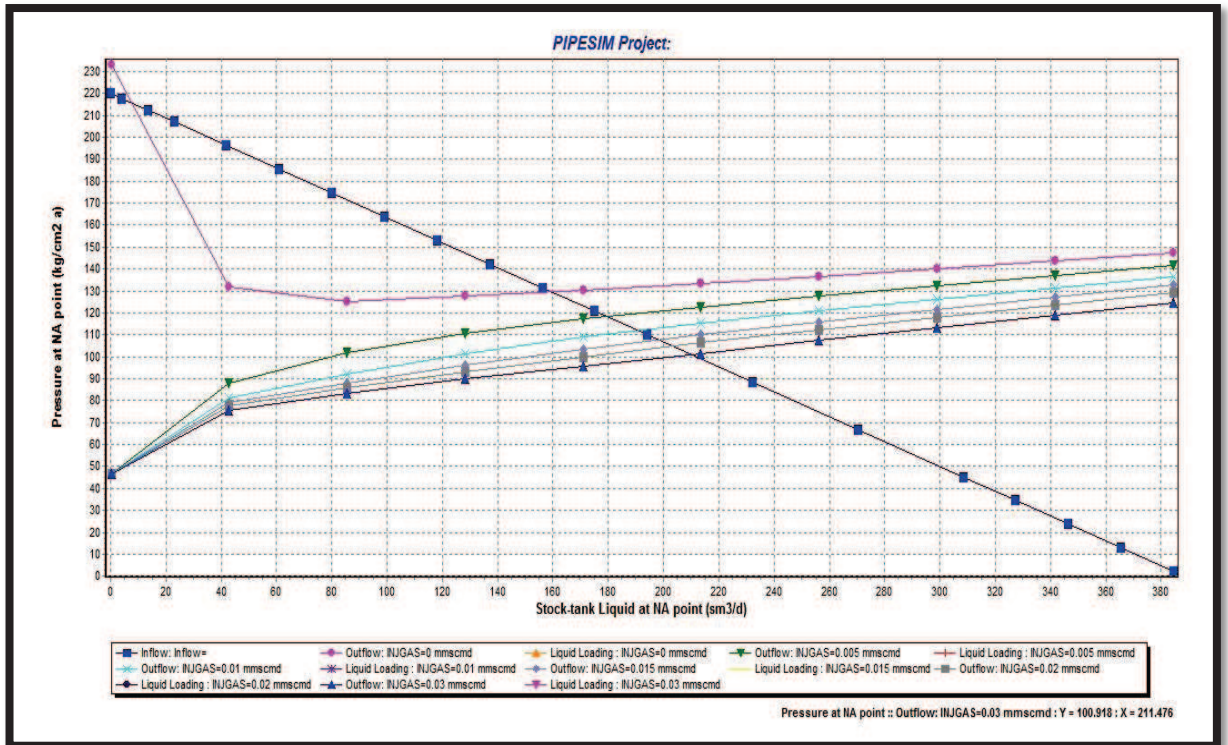


Figure IV-13: graphe du résultat de la sensibilité sur le débit d'injection sur diamètre 4'' 1/2.

CONCLUSION & RECOMMANDATION

CONCLUSION

L'ensemble des analyses réalisées dans le cadre de cette étude nous permet, de tirer les conclusions suivantes :

- ✓ la quantité d'eau à injecter dans les puits à problèmes de sels, est nécessaire. Elle assure la destruction de ces bouchons et empêche leur formation à nouveau.
- ✓ L'injection du gaz à un débit optimum améliore la performance du puits par rapport à la diminution de la pression de réservoir.
- ✓ La production augmente avec l'augmentation du diamètre du tubing (chemisage).
- ✓ La production diminue avec la diminution du diamètre intérieur du tubing (chemisage).
- ✓ L'optimisation du débit d'injection de gaz conduit à minimiser les pertes de charge totales (gravitationnelles et par frottement).
- ✓ Le gas-lift est le moyen qui à pour but l'augmenter la récupération.
- ✓ La qualité des données de test et de jaugeage jouent un rôle très important pour la modélisation de la complétion Télescopique.

➤ Pour Le Puits MD283:

Après avoir effectuée une étude de sensibilité au diamètre de tubing (chemisage) on constate qu'effectivement : le diamètre 4''½ P.N #: 15.5 (lb/ft) a fourni un débit de 7.44 m³/h qui correspond à un seuil maximum de production pour une pression de fond $P_{wf}=197.02 \text{ kg/cm}^2$.

En effectuant une deuxième sensibilité au débit d'injection GAZ-LIFT pour l'amélioration de production (prévision de chute de pression de réservoir dans l'avenir) :

1. -en effet lorsque le diamètre du tubing (chemisage) 2''^{7/8} le débit d'injection $Q_{inj}= 40000$ (m³/j) aura un meilleur rendement de production.
2. - en effet lorsque le diamètre du tubing (chemisage) 4''½ le débit d'injection se situe entre [20000-30000] (m³/j) aura un meilleur rendement de production.
3. -pour les diamètres supérieurs à 4''^{1/2} (OD de chemisage) il est refusé parce que déconseillé pour utilisation pour cause : excès de la vitesse d'érosion (section pour l'injection GAZ LIFT).

CONCLUSION & RECOMMANDATION

➤ Pour le Puits MDZ 140:

Après avoir effectuée une étude de sensibilité au diamètre de tubing (chemisage) on constate qu'effectivement : le diamètre 4'' ½ P.N #: 9.5 (lb/ft) a fourni un débit de 7.20 m³/h qui correspond à un seuil maximum de production pour une pression de fond $P_{wf}=118 \text{ kg/cm}^2$.

En effectuant une deuxième sensibilité au débit d'injection GAZ-LIFT pour l'amélioration de production (prévision de chute de pression de réservoir dans l'avenir) :

- 1) -en effet lorsque le diamètre du tubing (chemisage) 2''^{7/8} le débit d'injection $Q_{inj}=30000 \text{ (m}^3/\text{j)}$ aura un meilleur rendement de production.
- 2) -en effet lorsque le diamètre du tubing (chemisage) 4''½ le débit d'injection $Q_{inj}=20000 \text{ (m}^3/\text{j)}$ aura un meilleur rendement de production.
- 3) -pour les diamètres inférieurs à 2''^{7/8} P.N #: 6.4 il est refusé par le logiciel PIPESIM suite qui déconseille son utilisation pour cause : excès de la vitesse d'érosion parce que (concentrique 1"660) et les résultats sont négatifs correspondent à un débit nul.

RECOMMANDATION

Enfin pour un développement efficace de l'anneau d'huile, des recommandations sont suggérées comme suite :

- La séparation entre les deux modes d'injection (GAZ-LIFT / EAU) c'est une solution valable dans les puits salés et non éruptifs.
- Augmenter le débit d'injection totale tant que le gaz est disponible dans le champ.
- Les résultats obtenus par le logiciel "PIPESIM" permettent d'optimiser les performances des puits salés et non éruptifs.
- La corrélation de Hagedorn & Brown est préférée pour le calcul des pertes de charge dans le tubing de production.
- Concernant nos deux puits (MD283 & MD140) on recommande une complémentation "TELESCOPIQUE" avec les diamètres (concentrique 1"315 et chemise 4''½ et tubing 5"1/2) et le débit d'injection se situe entre [20000-30000] (m³/j).

Bibliographies

- [1]. **The technology of artificial lift methods**, Kermit Brown, Pennwell publishing company 1977.
- [2]. **Petroleum Production Engineering**, Boyun Guo, William C. Lyons, Ali Ghalambor, Elsevier Science & Technology Books 2007.
- [3]. **Halliburton - Petroleum Well Construction**, Michael J. Economides, Larry T. Watters, Shari Dunn-Norman, Edition Duncan, Oklahoma, 1997.
- [4]. **Schlumberger Gas Lift Design and Technology**, 1999.
- [5]. **Formation ENSPM : Liaison couche trou**, Edition technip.
- [6]. **Gas-lift**, Richard Marquez, Edition NEXT, 2006.
- [7]. **Well performance**, Michel Golan, Curtis h. Whitson, Norwegian University of science and technology.
- [8]. **Recuperation assistee par gas-lift**.
- [9]. **Multivariate production systems optimization**, James Aubrey Carroll, thèse Master 1990,
université de STANFORD.
- [10]. **Petroleum production systems**, Michael j. economides, A. Daniel Hill, Christine Ehlig – economides, Prentice Hall PTR.
- [11]. **Production Optimization Using Nodal Analysis**, Beggs, H. D., Edition OGCI, 1999
- [12]. **Nodal Analysis section 6 Shlumberger 1998**.
- [13]. Beggs, H. D.: "Production Optimization Using Nodal Analysis", OGCI, 1999.
- [14]. **Traitement des dépôts**, Edition Technip.
- [15]. « The technologie of artificiel lift methodes » (volu 1): Kermit E. Brow
- [16]. Documents internet.

ANNEXE

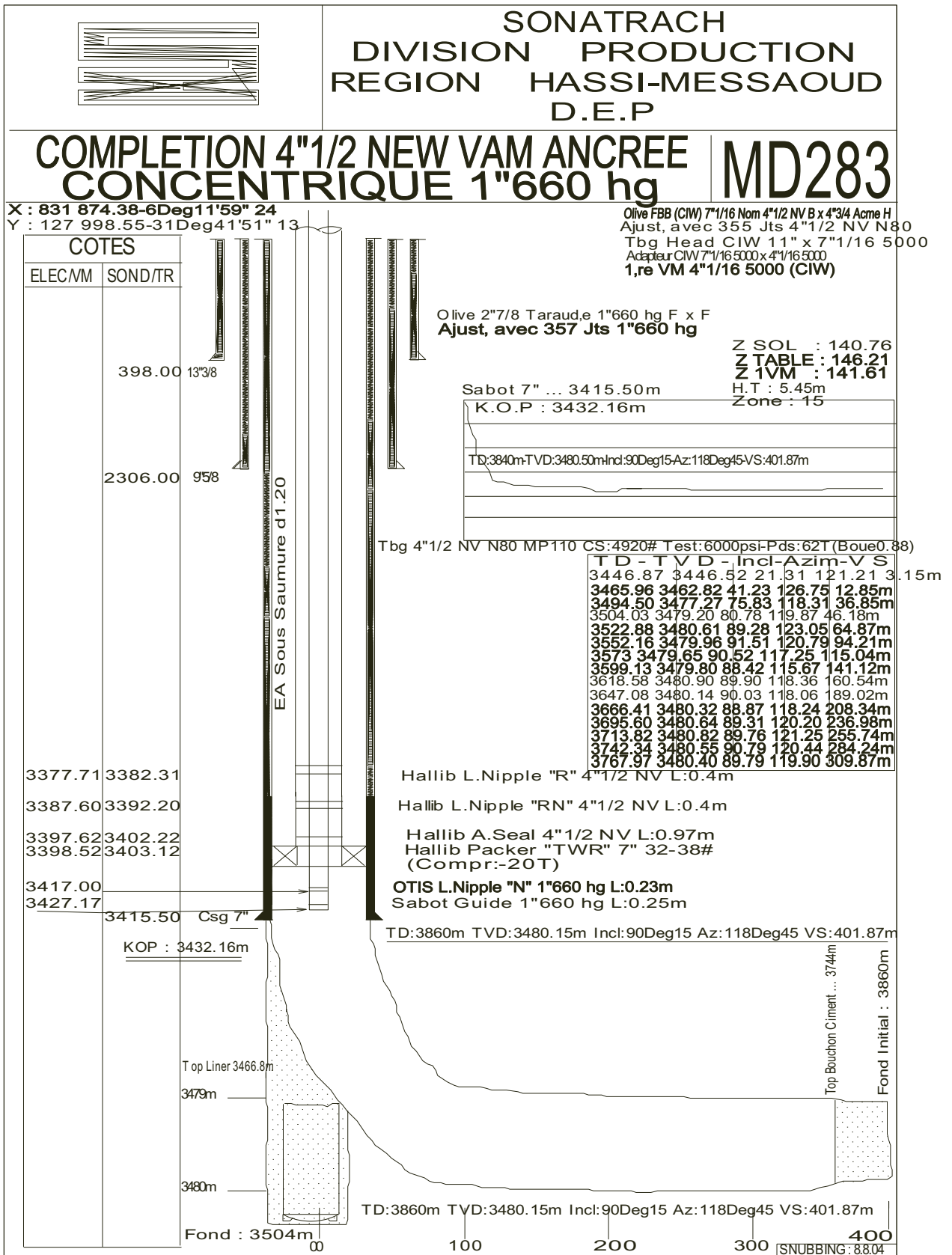


Figure 1: Fiche technique du puits MD283 (complétion classique).

ANNEXE

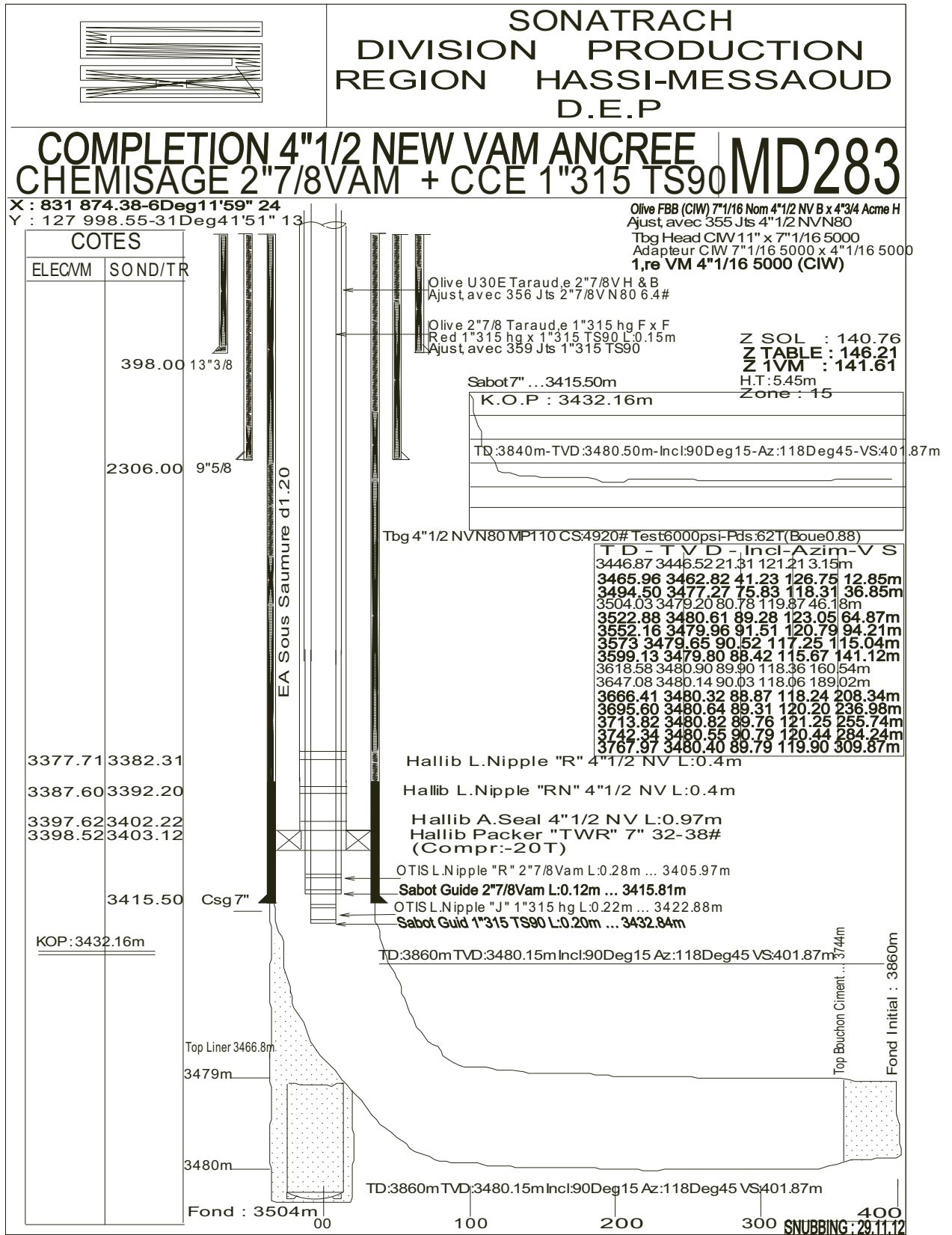


Figure 2: Fiche technique du puits MD283 (Complétion TELESCOPIQUE).

ANNEXE

ANNEXE

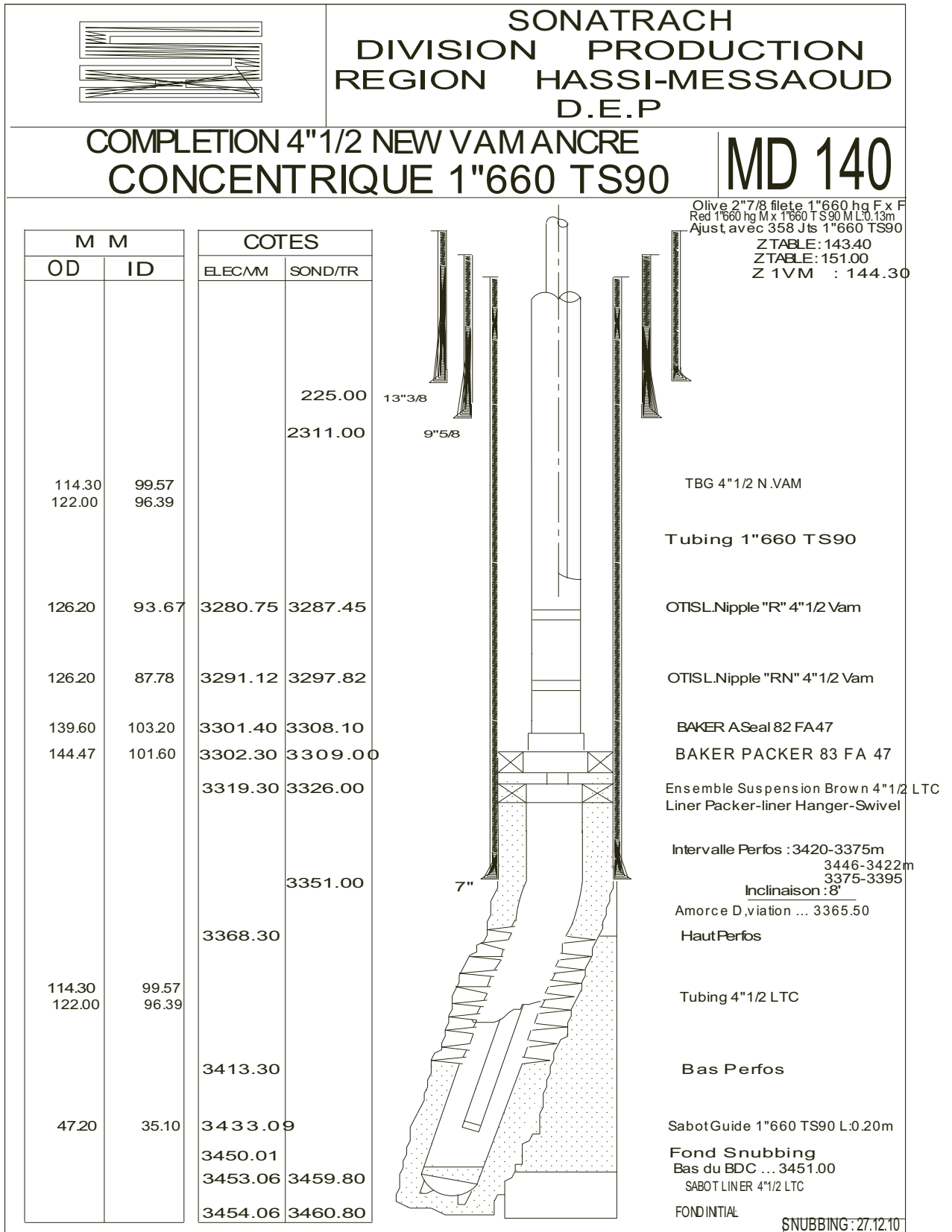


Figure 3 : Fiche technique du puits MD140 (complétion classique).

ANNEXE

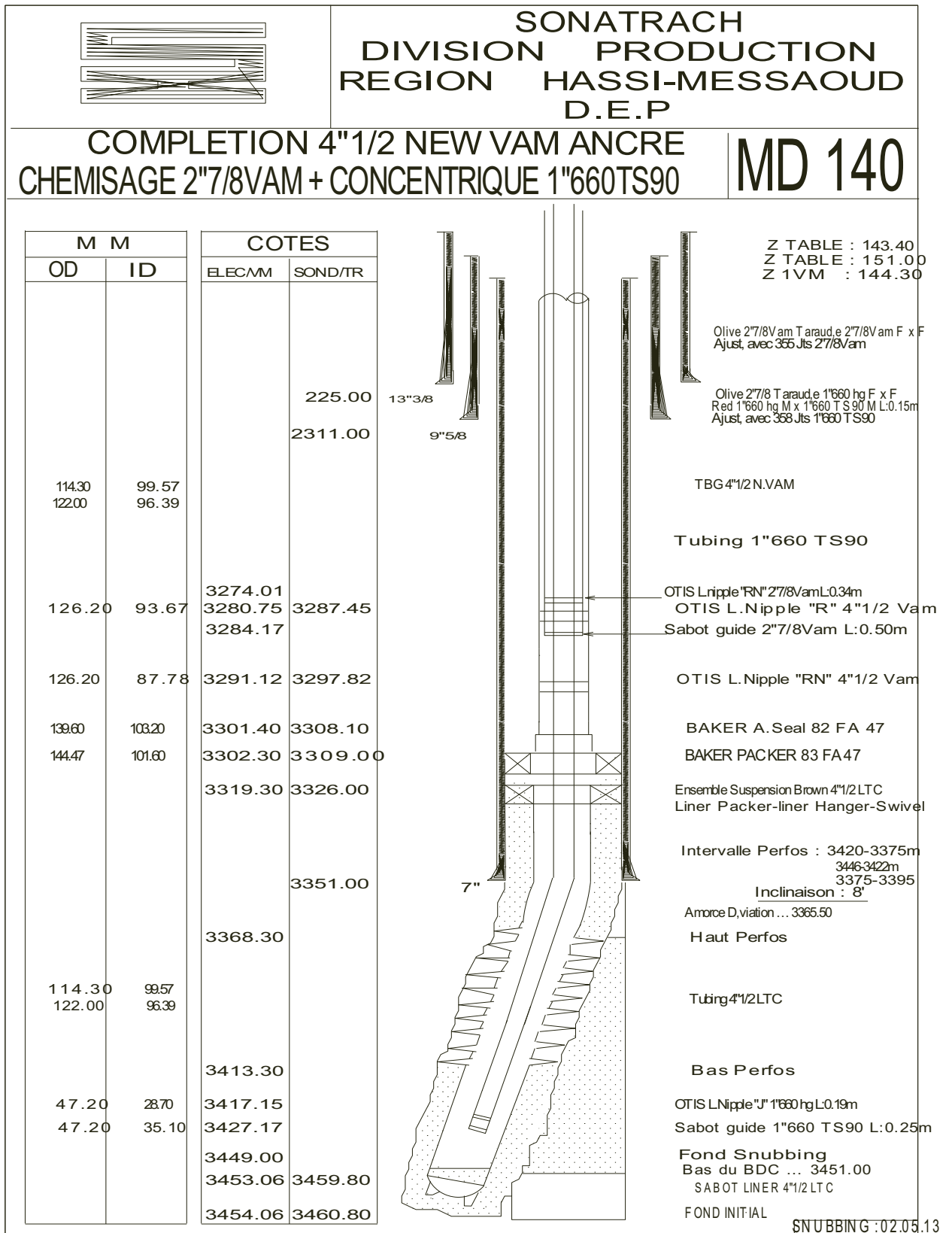


Figure 4 : Fiche technique du puits MD140 (Complétion TELESCOPIQUE).

ANNEXE

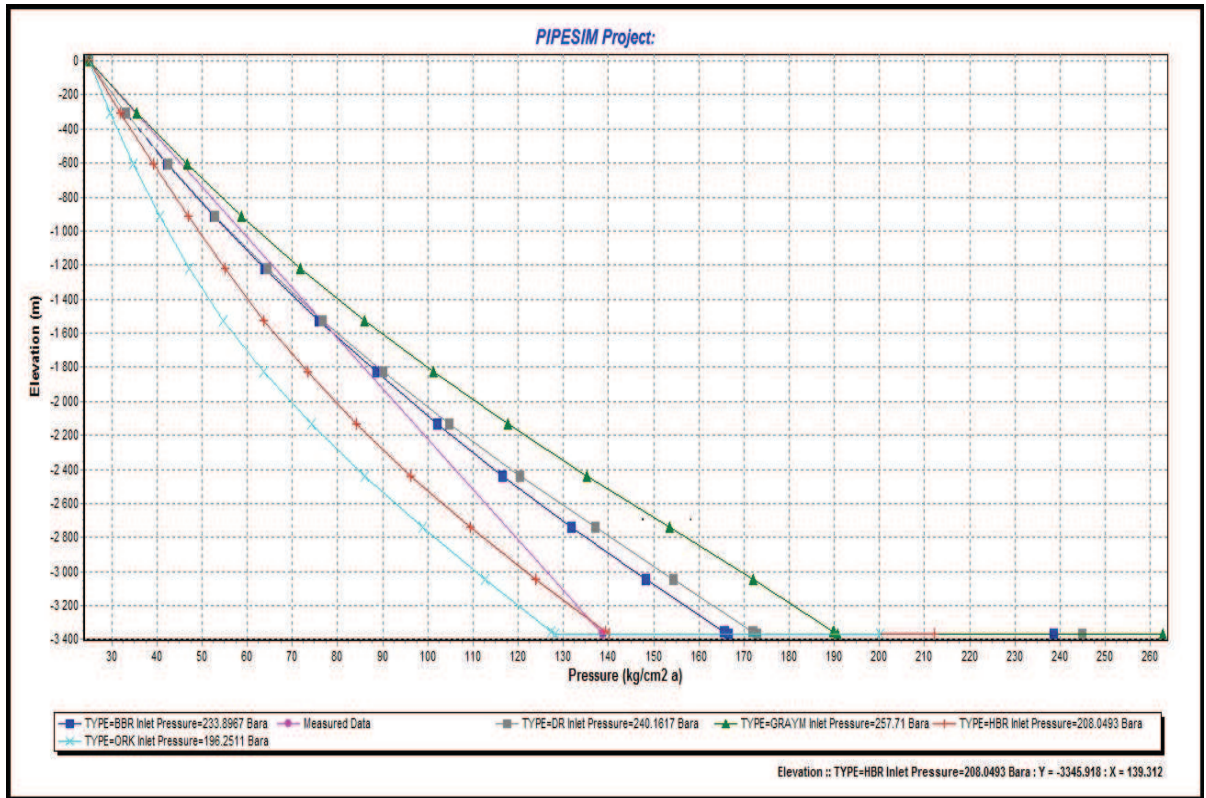


Figure 5: Gradient de pression dynamique pour différents corrélations (MD 140).

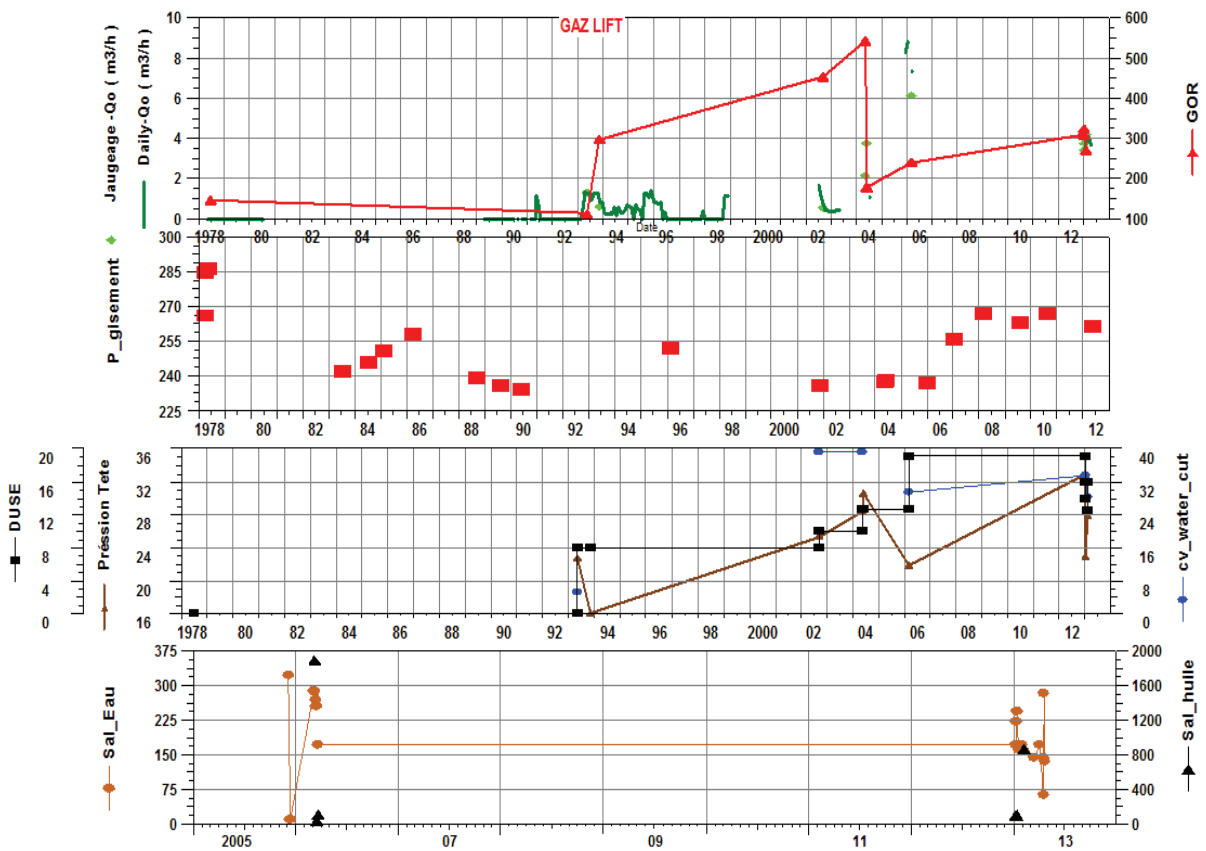


Figure 6: Présenté le graphe de historique de puits MD283 (QH, Q G, GOR, SE, S H).

ANNEXE

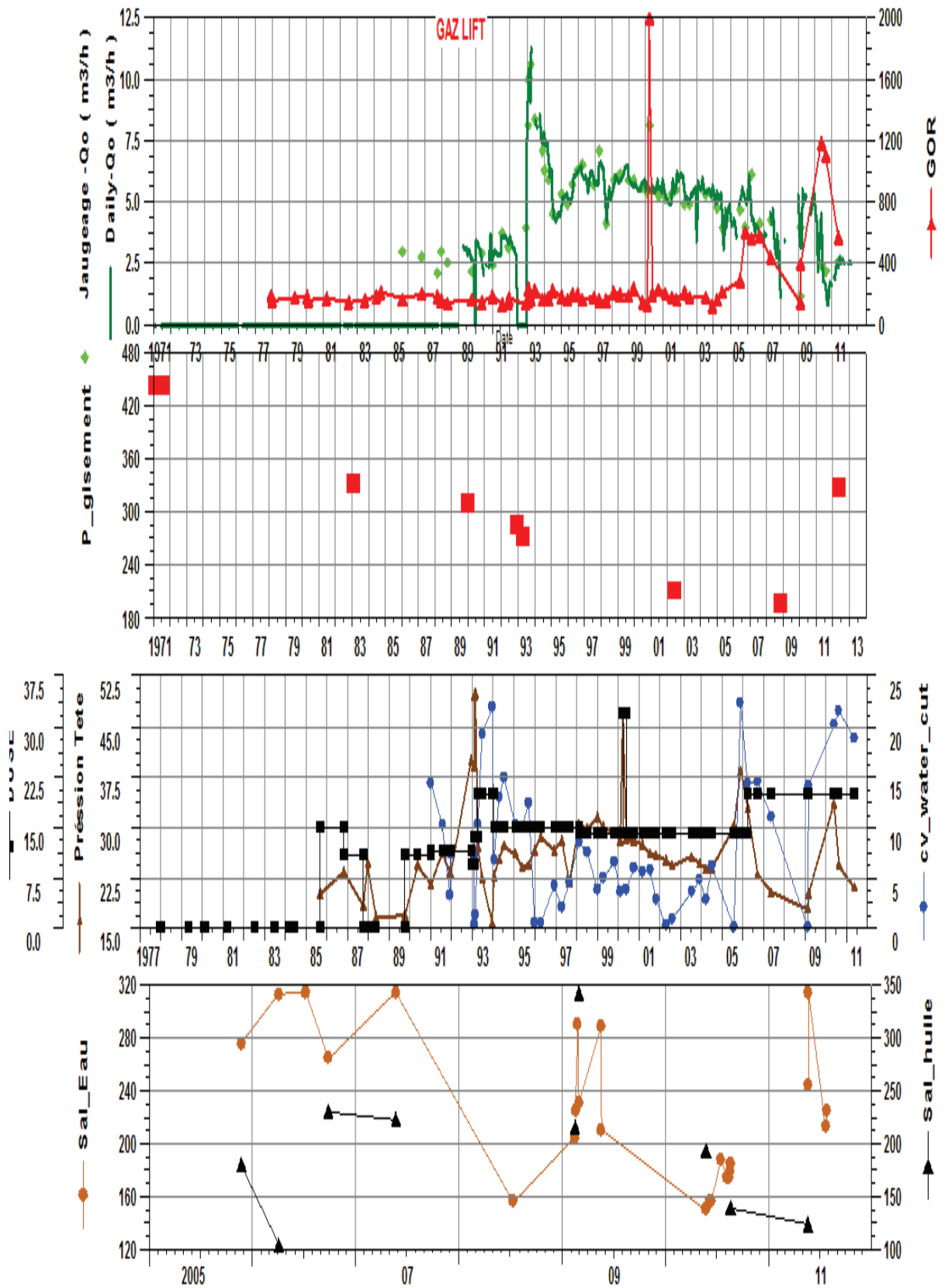


Figure7: Présenté le graphe de historique de puits MD140 (QH, Q G, GOR, SE, S H).

ANNEXE

Tableau1: L'inflow

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
0.0159	211.7815
3.9067	209.6933
13.5759	204.5039
23.2451	199.3145
42.5835	188.9357
61.9219	178.5570
81.2602	168.1782
100.5986	157.7994
119.9370	147.4207
139.2753	137.0419
158.6137	126.6631
177.9521	116.2844
197.2905	105.9056
235.9672	85.1481
274.6439	64.3905
313.3207	43.6330
332.6590	33.2542
351.9974	22.8754
371.3358	12.4967
390.6742	2.1179

Tableau2: L'outflow

$Q_o(m^3/j)$	$P_{wf}(kg/cm^2)$
0.3907	228.3238
43.4082	171.6548
86.8165	204.5139
130.2247	235.6247
173.6330	267.6058
217.0412	302.7020
260.4494	341.9279
303.8577	385.8935
347.2659	434.8685
390.6742	489.2318

ANNEXE

Résumé

Dans les champs de Hassi Messaoud les puits qui nécessitent une doubles injection, l'eau pour le dessalage des dépôts de sel et le gaz pour le gaz lift, cette mode d'injection est fête à travers une complétion dite télescopique. L'eau de dessalage et le gaz du liftage sont mixées et injectées dans le même concentrique ce qui engendre surtout dans la période hivernale des problèmes de givrage, perte de production et l'instabilité de l'injection de gaz du gaz-lift.

L'utilisation d'une complétion dite télescopique « double concentriques » en plus de ça fiabilité opérationnelle et le bon contrôle de l'injection de l'eau et de gaz, elle a prouvée une production continue et stable pour la catégorie des puits consterné.

L'objectif principal de notre étude est la modélisation de la complétion télescopique utilisant un software d'Analyse Nodal et alors l'optimisation de la production.

Summary

In the fields of Hassi Messaoud wells that require double injection, water for desalting salt deposits and gas for gas lift, this mode of injection is through a party called concentric completion. Water desalination and gas liftage are mixed and injected in the same concentric which results especially in the winter icing problems, loss of production and the instability of the gas injection gas lift.

Using a telescope called "dual concentric" on top of that operational reliability completion and good control of the injection of water and gas, it has proved a continuous and stable for the category dismayed well production.

The main objective of our study is the modeling of the telescopic completion using Nodal Analysis software and then optimizing the production.