

Université Kasdi Merbah – Ouargla

Faculté des sciences technologie et science de la matière

Département d'Hydrocarbures



## *Mémoire Master professionnel*

Domaine : Hydrocarbures

Filière : Génie pétrolé

Spécialité : Production

Réalisé par : BOUCHAMA Farid et KHOULED Hicham et BELLAOUI Brahim

### *Thème*

**Optimisation de production par la modélisation intégrée  
(puits – réseau)**

**Cas d'étude - satellite W1A -**

Soutenu publiquement

Le: 23 /06 /2013

Devant le jury :

*Président :*

*Mr SIDROUHO Hadj Mohamed*

*Encadreur /rapporteur :*

*Mr CHETTI Djamel Eddine*

*Examineur :*

*Mr BERREBEUH Mohamed Hafed*

*Année Universitaire 2012 - 2013*



# Dédicace



*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents*

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

*À toutes mes sœurs.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom*

**BOUCHAMA.**

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

**KHOULLED HICHAM.**

**BELLAOUI BRAHIM**

**FARID**



# Dédicace



*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents*

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

*À toutes mes sœurs.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom*

*BELLAOUI.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

*BOUCHAMA FARID.*

*KHOULED HICHAM*

**BRAHIM**



# Dédicace



*Je dédie ce modeste travail à :*

*Avant tous à mes chers parents.*

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

*À toutes mes sœurs.*

*Et à tous les membres de ma famille et toute personne qui porte le nom*

*KHOULED.*

*Aussi, je dédie ce travail à tous mes chers amis.*

*A tous les enseignants et toutes les enseignantes d'hydrocarbures.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon binôme*

*BOUCHAMA FARID.*

*BELLAOUI BRAHIM*

HICHAM

# REMERCIEMENTS

*Nous remercions Allah tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.*

*On remercie vivement les membres de jury qui nous honore en jugeant notre mémoire de fin d'étude.*

*Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur Mr : CHETTI Djamel Eddine, mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.*

*Nous n'oublierons pas de remercier tous les nos enseignants du département Hydrocarbure, pour les efforts qu'ils ont fournis durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation.*

*Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.*

*Nous profitons de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

*BOUCHAMA FARID*

*KHOULED HICHAM*

*BELLAOUI BRAHIM*



# Sommaire

### *Introduction générale*

Introduction générale	1
-----------------------	---

### *Chapitre I : La géologie du champ de Hassi Messaoud*

I.1- Introduction	2
I.2- Situation géographique	2
I.3- Situation géologique	3

### *Chapitre II : généralité sur réseau de collecte*

II.1- Introduction	4
II.2- Classification des conduites	4
II.3- Plans de réseau de collecte	4
II.4- Le réseau de collecte à HMD	7
II.5- La station satellite W1A	9

### *Chapitre III: l'analyse nodal*

III.1- Introduction	11
III.2- Concept de l'analyse nodale	12
III.3- Procède d'application de l'analyse nodale	13
III.4- Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud	13
III.5- L'objectifs de l'analyse nodale	13

### *Chapitre IV : Modélisation des pertes de charges dans les conduites*

IV.1- Introduction	15
IV.2- Principaux concepts théoriques	16
IV.3- Amélioration du calcul des pertes de charge	21

### *Chapitre V : Cas d'étude de l'optimisation intégré-Satellite W1A-*

V.1- Introduction	24
V.2- Problématique	24
V.3- L'organigramme de modélisation intégrer	25

# Sommaire

---

V.4- L'engineering de réservoir de satellite W1A	26
V.5- Modélisation des puits-réseau	31
V.5.1- Collecte des données et validation	31
V.5.2- La Modélisation des Puits	32
V.5.3- Exemple d'un puits éruptif et un puits gaz lift	38
V.5.4- Analyse des résultats de la modélisation et de sensibilités pour les puits du W1A	44
V.5.5- Scénarios d'optimisation de production par puits	45
V.5.5.1- Les puits à faible risque	45
V.5.5.2- Puits candidats pour gaz lift	47
V.5.6-La modélisation de réseaux par ReO	48
V.5.6.1-collecté des données	48
V.5.6.2- l'intégration de capacité d'exploitation et les contraintes de pression	50
V.5.6.3- Les procédures d'ajustement du modèle ReO	50
V.5.6.4- Calage et calibration de Résultats de ReO	50
V.5.6.5 La modélisation du FTF par ReO et l'analyse du gradient de pression ( $\Delta P/\Delta L$ )	53

## *Chapitre VI : Système d'optimisation en temps réel (RTO)*

VI.1- Introduction	58
VI.2- Objectifs du RTO	58
VI.3- Système d'optimisation en temps réel	59

## *Conclusion*

Conclusion et recommandation	64
Bibliographie	65
Les annexes	

Figure	Titre	Page
I.1	Situation géographique du HMD	2
II.2	Situation géologique du champ de HMD	3
II.1	La liaison individuelle	5
II.2	La liaison par collecteur	6
II.3	le Modèle du réseau de collecte W1A	10
III.1	Les pertes de charge au cours de production.	11
II.2	Les différentes positions possibles des nœuds	12
III.3	Le point de fonctionnement d'un puits	14
IV.1	Concept de validation et de réconciliation des données	15
IV.2	Carte des modèles d'écoulements	17
IV.3	Régimes d'écoulement à travers la duse	19
IV.4	Variation de la masse volumique le long d'une conduite	22
IV.5	Variation de l'erreur relative en fonction du GOR	22
V.1	L'organigramme de la modélisation intégrer	25
V.2	La position de Satellite W1A dans le champ de HMD	26
V.3	Puits Producteurs et injecteurs dans la région W1A	27
V.4	Coupe transversal Sud-Nord (SN1)	28
V.5	Coupe transversal Sud-Nord (SN2)	28
V.6	Epaisseur de l'hauteur utile des drains D5,D4,D3 and D2 dans la region W1A.	29
V.7	l'évolution de la pression de réservoir avec le temps dans les zones 20A & HZS	30
V.8	l'évolution de la pression de réservoir avec le temps dans les zones 2Ex & HZS	30
V.9	Pression de réservoir des puits estimé pour chaque zone	31
V.10	Exemple courbe Inflow/Outflow	32
V.11	la courbe de performance de puits ( $Q_L$ en fonction $P_t$ ) généré par Wellflo	33
V.12	Organigramme de construction et Calage du modèle de puits par Wellflo	35
V.13	Sensibilité sur WC et Pression de tête	36
V.14	Exemple d'un calage de $P_{wf}$ avec un facteur $L = 0.949$	37
V.15	Exemple des courbes (inflow /outflow) de puits MD146	39
V.16	la courbe de performance de puits MD146	39
V.17	les sensibilités sur le GOR et la pression de tête de puits MD146	40

V.18	illustre le calage du modèle de puits MD13 avec ( $L = 0,854$ )	42
V.19	Exemple des courbes (inflow /outflow) de puits MD13	43
V.20	les sensibilités de puits MD13 sur le débit de gaz lift injectée et $P_T$	43
V.21	Résultats de la modélisation par puits du satellite W1A	45
V.22	L'increment estimer dans les puits a faible risque	46
V.23	l'incrément estimé avec la quantité injectée pour les puits candidats au GL	47
V.24	Quantités optimale de gaz lift injecté par apport au gaz lift actuel	47
V.25	modèle W1A par ReO	48
V.26	le modèle ReO de sous manifold W1A avec modèle puits	53
V.27	le modèle ReO de sous manifold W1b avec modèle puits	53
V.28	Courbe de fonctionnement de W1A	56
V.29	Potentiel et capacité de Satellite W1A	57
VI.1	Le système RTO	59
VI.2	système de Télémétrie	60
VI.3	L'application SCADA	61
VI.4	Le système i-DO	62

## Liste des tableaux

<b>Tableau</b>	<b>Titre</b>	<b>Page</b>
IV.1	Tableau comparatif des différentes corrélations	20
V.1	Le modèle Excel qui est résumer les données de puits	34
V.2	les résultats de la modélisation de puits MD146	38
V.3	les résultats de la modélisation de puits MD13	41
V.4	Résultats de la modélisation par puits de satellite W1A	44
V.5	les paramètres de production et l'incrément estimer dans les puits a faible risque	46
V.6	La différence de GOR entre les puits raccordés	49
V.7	Le résultat d'ajustement de ReO	52
V.8	les puits qui ont aient du CTF	54
V.9	Contrôler de la calibration de production totale d'huile	55
V.10	les résultats des scénarios de sensibilité de ReO	55
V.11	Scenarios d'optimisation W1A par ReO	56
V.12	Rapporte de production de satellite	57

# Nomenclature

<b>BU</b> : build up	-
<b>CTF</b> : facteur d'ajustement de la duse	-
<b>FTF</b> : facteur d'ajustement de ligne	-
<b>FWHP ou P<sub>t</sub></b> : Pression tête	psi
<b>GOR</b> : Rapport de gaz sur l'huile	scf/bbl V $ft^3 / ft^3$
<b>GLR</b> : Rapport de gaz sur le liquide	scf/bbl V $ft^3 / ft^3$
<b>GORT</b> : GOR total	scf/bbl V $ft^3 / ft^3$
<b>HL</b> : holdup liquide	-
<b>IPR</b> : Inflow Performance Relationship	-
<b>IP</b> : indice de productivité	Bbl/day.psi
<b>K</b> : constante déterminée lors du dernier jaugeage	-
<b>K</b> : Perméabilité du milieu poreux	md
<b>L<sub>f</sub></b> : coefficient de correction	-
<b>MNF</b> : manifold	-
<b>P<sub>wfs</sub></b> : Pression de fond aux abords du puits	psi
<b>P<sub>wf</sub></b> : Pression de fond dynamique	psi
<b>P<sub>sep</sub></b> : Pression de séparateur	psi
<b>P<sub>DSC</sub></b> : Pression à la sortie de la duse	psi
<b>P<sub>line</sub> ou P<sub>p</sub></b> : Pression dans la line	psi
<b>P<sub>DSV</sub></b> : Pression à la sortie de la vanne sécurité	psi
<b>P<sub>b</sub></b> : Pression de bulle	psi

<b>Q</b> : Débit de production	bbbl/day
<b>Q<sub>o</sub></b> : débit d'huile	m <sup>3</sup>
<b>Q<sub>w</sub></b> : débit d'eau	m <sup>3</sup>
<b>Q<sub>g</sub></b> : débit de gaz	m <sup>3</sup>
<b>Rs</b> : GOR de solution	scf/bbl V <i>ft</i> <sup>3</sup> / <i>ft</i> <sup>3</sup>
<b>S</b> : Skin	-
<b>TPC</b> : Tubing Performance Curves	-
<b>UTBS</b> : unité de traitement de brute	-
<b>WC</b> : parentage de l'eau	m <sup>3</sup> / m <sup>3</sup>
<b>ΔP/ΔL</b> : Gradient de pression	(kg/cm <sup>2</sup> /Km)
<b>μ</b> : Viscosité du milieu	Cp
<b>Ø</b> : diamètre de la duse	mm

# Introduction



Le gisement pétrolier de Hassi Messaoud est considéré parmi **les plus importants** dans le monde, il a été découvert en 1956. Actuellement, il produit environ **66 000 m<sup>3</sup>/j (52 MT/j) d'huile**, et **47,6 MM Std.m<sup>3</sup>/j** de gaz.

L'exploitation des H.C gazeux ou liquides comprend une série d'étapes successives coûteuses. Parmi ces étapes, la canalisation des fluides depuis les puits producteurs jusqu'aux installations de traitements, ainsi que le transfert de gaz comprimé vers les puits de réinjection. Ces opérations sont effectuées respectivement par le biais d'un **réseau de collecte** et d'un **réseau de desserte**.

Au début de l'exploitation du champ, le réseau de collecte des puits fonctionnait avec une capacité normale pouvant recevoir la production du champ. Après 40 années d'exploitation, on a enregistré une chute de pression du réservoir, avec une production **croissante du gaz**. Cela a engendré de nombreux problèmes dans le réseau. La cause principale de l'augmentation du GOR est l'injection du gaz dans presque toutes les zones du champ, pour cela le problème principal du réseau de collecte du champ de Hassi Messaoud est de pouvoir recevoir cette production en gaz sans pour autant pénaliser la production d'huile. Toute solution proposée pour les installations sur le réseau fait appelle à **des budgets très importants** d'où, la nécessité d'avoir des études rigoureuses bien accomplies.

Cette étude vise un objectif bien déterminé qui est la création d'un modèle intégré puits-réseau pour l'optimisation de production, afin déterminer tous les scénarios possibles.

L'étude se compose de deux parties, la première partie fournit un modèle hors ligne du réseau de collecte de la production permettant l'évaluation de la production du champ et la possibilité d'optimiser ce réseau.

La deuxième partie Met en place un système de surveillance des données en temps réel permettant au modèle d'être mis à jour en ligne pour l'optimisation de la production.

En fin une technologie de système d'optimisation en temps réel (RTO) a été développée pour conduire un système d'optimisation intégrale en ligne utilisant le logiciel i-DO qui est employé comme un lien entre la base de données et le modèle intégré Wellflo- ReO.

# Chapitre I

## Géologie HMD

- I.1- Introduction
- I.2- Situation géographique
- I.3- Situation géologique

## I.1- INTRODUCTION:

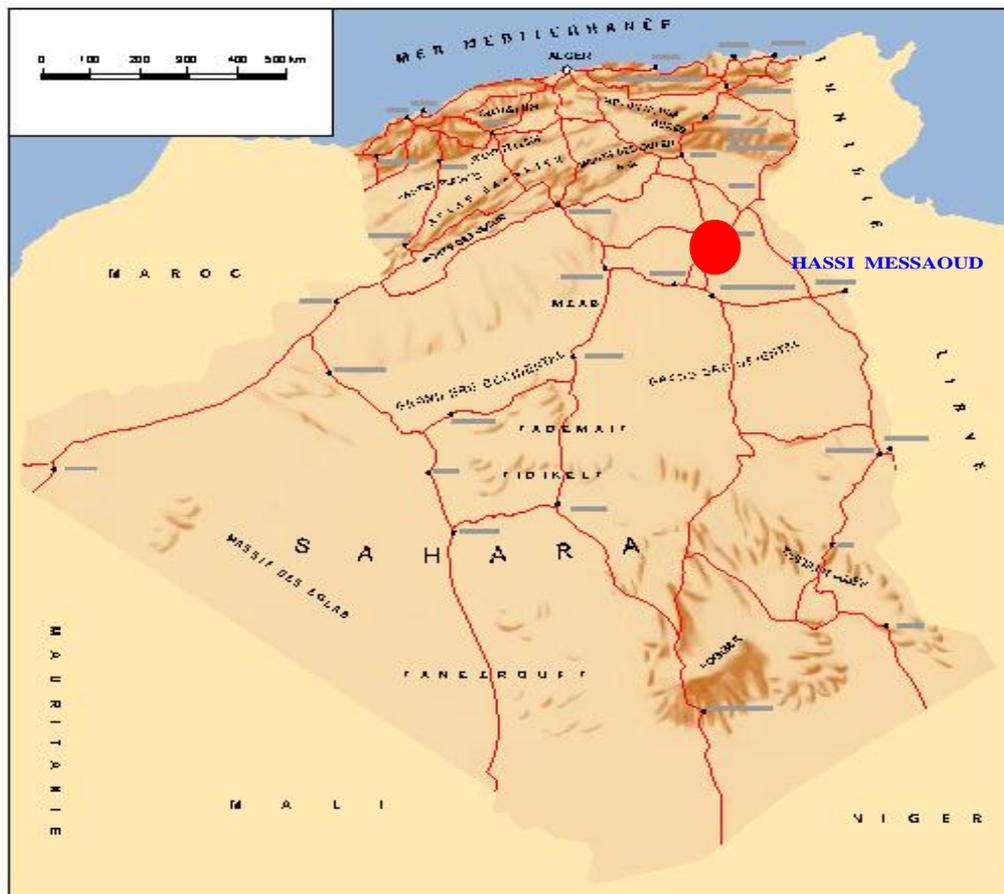
Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes du monde. Durant l'histoire géologique, ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distinctives. D'autre part, par la transformation dia-génétique dans le réservoir lors de son enfouissement au cours du temps géologique, jusqu'à ce que le gisement a pris forme tel que représentée par la configuration actuelle. Ces événements peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro-physiques comme ils peuvent les détériorer.

## I.2- Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe à 850 km Sud-Sud Est d'Alger et à 350 km de la frontière tunisienne Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

De [790.000 à 840.000] Est.

De [110.000 à 150.000] Nord.



**Fig I.1:** Situation géographique du HMD [10]

### I.3- Situation géologique :

☀ Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur près de 2200 km<sup>2</sup> de superficie ; il est limité :

- ☀ Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla [Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui].
- ☀ Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- ☀ Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

- ☀ A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- ☀ Au Sud par le môle d'Amguid El Biod .
- ☀ Au Nord par la structure Djammâa-Touggourt.
- ☀ A l'Est par les hauts fonds de Dahar , Rhourde El Baguel et la dépressde Ghadames.

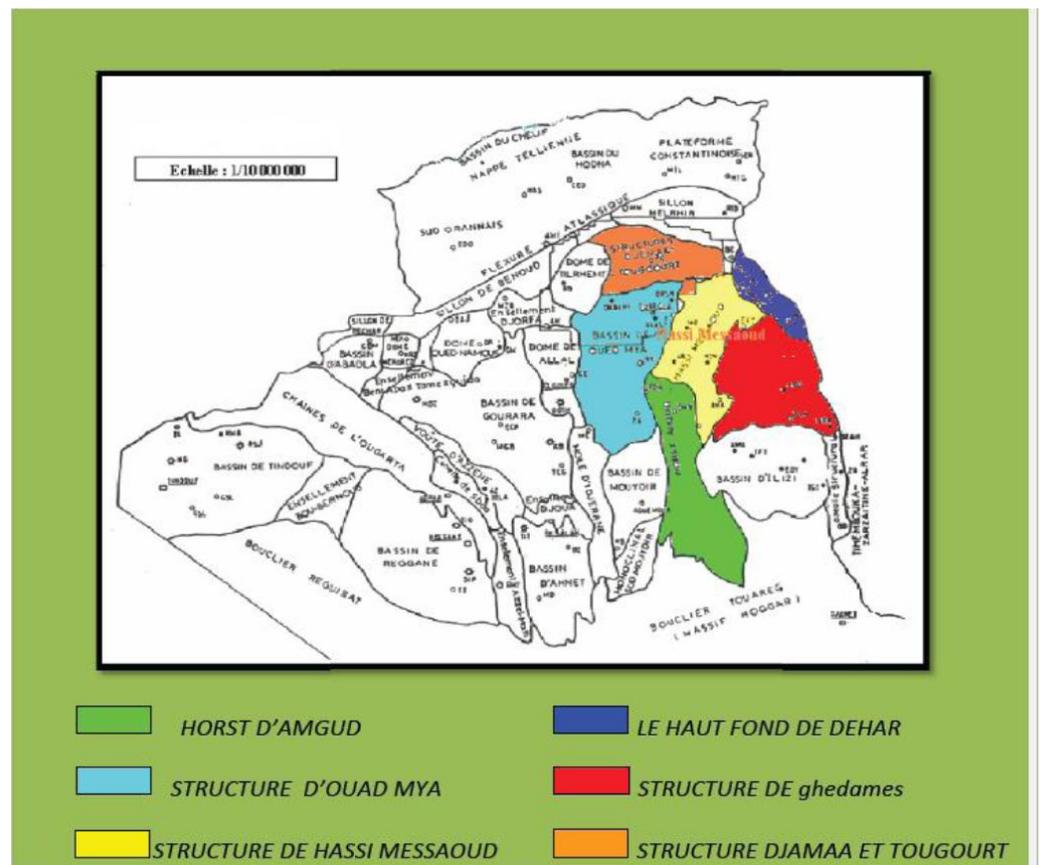


Fig I.2 : Situation géologique du champ de HMD [10]

# Chapitre II

## Généralité sur le réseau de collecte

- II.1- Introduction
- II.2- Classification des conduites
- II.3- Plans de réseau de collecte
- II.4- Le réseau de collecte à HMD
- II.5- La station satellite W1A

### **II.1- Introduction :**

L'effluent brut recueilli en surface doit être transporté et expédié vers les centres de traitement par un réseau de conduites munies par des accessoires de ces conduites, l'ensemble de ces conduites et ses accessoires est appelé réseau de collecte.

Les lignes de collecte transportent presque toujours un effluent polyphasique où les lois d'écoulement sont complexes et les pertes de charge sont importantes, ces derniers sont calculées par plusieurs méthodes qui utilisent des algorithmes différents.

### **II.2- Classification des conduites :**

Elles peuvent être classées comme suite :

#### **a)-selon leur destination :**

- ✱ Conduites d'huile.
- ✱ Conduites de gaz.
- ✱ Conduites d'eau.

#### **b)-selon leur pression de service :**

- ✱ à basse pression : 0-6 bars.
- ✱ à pression moyenne : 6-16 bars.
- ✱ à haute pression : > 16 bars.

#### **c)- Selon le caractère du mouvement hydraulique :**

- ✱ Conduites forcées (la section est remplie complètement).
- ✱ Conduites gravitaires (la section est remplie partiellement).

### **II.3- Plans de réseau de collecte :**

Lors de l'établissement d'un projet de réseau de collecte on doit choisir le tracé (chemin à suivre) des conduites le plus court et le type de réseau de collecte assurant le système le plus rationnel. On distingue les réseaux de collecte suivants :

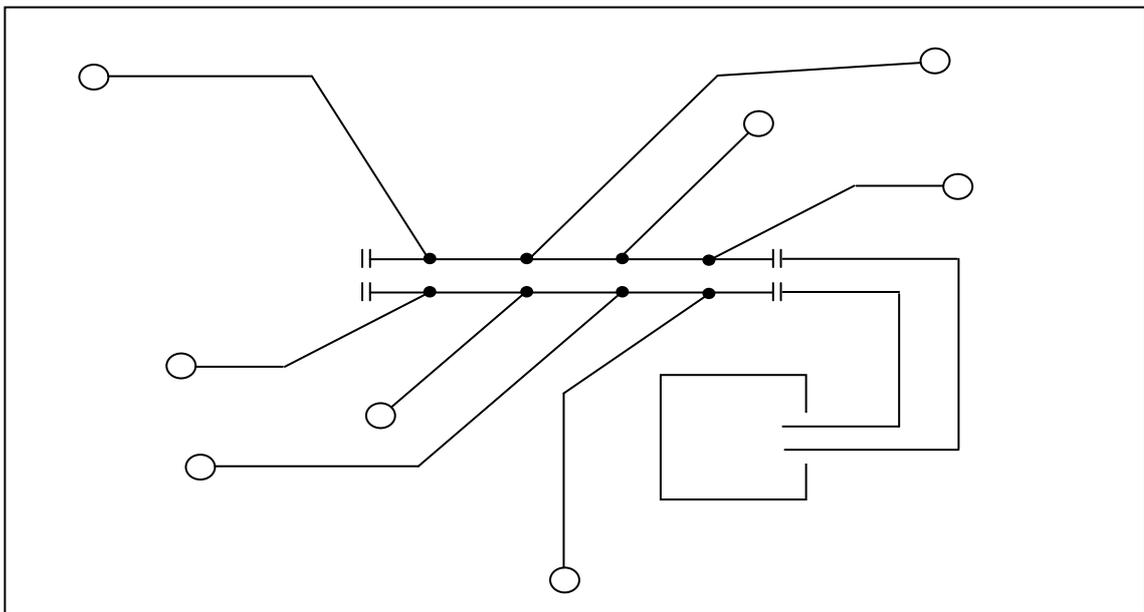
**a)- Liaison individuelle :**

Dans ce cas chaque puits est relié individuellement à l'entrée du centre de traitement, ce système offre d'importants avantages techniques :

- ✓ Identification sur le centre des puits en service et à l'arrêt ;
- ✓ Contrôle des puits en service par un simple examen des pressions et températures d'arrivées.
- ✓ Facilité d'isoler une production polluée ;
- ✓ Rapidité de passage d'un puits en test ;

L'inconvénient principal est l'installation de plusieurs conduites dans le cas d'un Grand gisement et des puits nombreux.

Le schéma suivant montre un réseau de collecte par ligne individuelle :

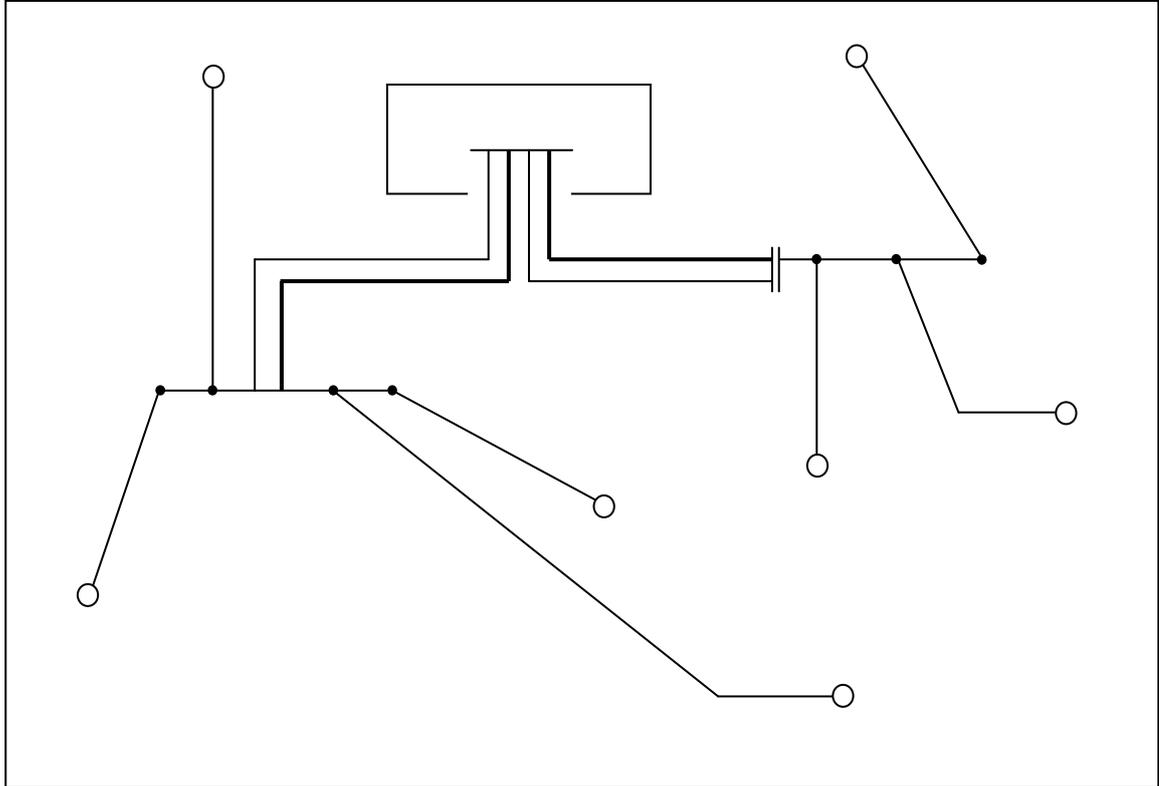


**Fig. II.1:** Liaison individuelle

**b)-liaison par collecteur :**

L'effluent brut des différents puits est acheminé par un collecteur de grande capacité vers le centre de traitement. Le (ou les) point de groupement des lignes individuelles des puits est choisi sur le terrain de telle façon à avoir les lignes individuelles les plus courtes possibles. Au point de regroupement on installe un ensemble de vannes qui permettent d'isoler la production de chaque puits, ces points de groupement sont appelés manifold .Dans la plus part des cas on double le collecteur par une ligne de test. [14]

Ce système de liaison prend un avantage incontesté sur le champ de grande étendue où les puits sont nombreux et le centre de traitement est assez éloigné, l'inconvénient principal est que la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits.



**Fig II.2 :** La liaison par collecteur

### c)- Autres types de liaison :

Dérivés des systèmes précédents on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. Dans la seconde solution, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement ; on revient ainsi à la collecte par lignes individuelles, le produit traité est ensuite expédié par pipe dans un bac de stockage général. Cette solution exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée. [14]

## II.4- Le réseau de collecte à HMD :

### II.4.1- Le réseau de collecte nord :

Il comporte un système de collecte composé d'environ 1100 km de pipelines, 20 manifolds, 9 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 300 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les neuf stations de séparations avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Nord (CINA). Parmi les neuf stations de séparations :

- ☀ Six contiennent, chacune, un manifold, un séparateur horizontal et deux pompes d'expédition d'huile. Le gaz séparé dans ces stations est expédié vers CINA par gravité.

- ☀ Deux contiennent, chacune, un manifold et un séparateur horizontal. L'huile et le gaz séparés dans ces stations sont expédiés par gravité vers une troisième station (celle décrite ci-dessous).

- ☀ Une station contient un manifold, deux séparateurs horizontaux, un séparateur vertical, trois pompes d'expédition d'huile et une station de compression de gaz. La production des puits connectés à cette station est séparée dans le séparateur HP. L'huile sortante de ce séparateur ainsi que celle venant des deux stations décrites ci-dessus sont séparées, pour une deuxième fois, dans le séparateur MP avant d'être pompés vers CINA. Une quantité du gaz sortant de ces séparateurs ainsi que celui venant des deux stations sont comprimés vers CINA. Le reste du gaz est expédié par gravité vers une station du sud (en cas de besoin) ou vers CINA.

Au niveau de CINA, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2ème étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 6 bars. La production de quelques puits est séparée directement dans les séparateurs HP et MP au niveau de CINA, sans passer par les stations de séparations. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 15 bar, et LDMP pour les puits connectés sur le système de séparation de 7 bar.

Une quantité du gaz reçue au niveau de CINA est envoyée vers l'unité de GPL pour l'extraction des condensas. Le gaz léger est envoyé vers les stations de compression pour l'injection.

**II.4.2- Le réseau de collecte sud :**

Il est plus compliqué que celui du nord. Il comporte un système de collecte composé d'environ 1300 km de pipelines, 34 manifolds, 6 stations satellites et un centre de traitement destinés au transport, à la séparation et au traitement de la production de plus de 380 puits. Une grande partie de la production de ces puits est séparées dans les six stations satellites avant une deuxième séparation et un traitement final au niveau du Centre Industriel Sud (CIS). Toutes les stations satellites contiennent, chacune, un manifold, deux séparateurs ou plus, une pomperiez composée de plus de deux pompes d'expédition d'huile et une station de compression du gaz. L'huile séparée dans ces stations est pompée et le gaz est comprimé pour être envoyés vers CIS. Au niveau du CIS, l'huile venant des stations satellites est séparée dans le système de 2ième étage, où les séparateurs fonctionnent à une pression de 4,5 bars.

La production des puits non séparée dans les stations satellite est envoyée directement vers les séparateurs HP et BP au niveau du CIS. Ces systèmes de séparation sont appelés LDHP, pour les puits connectés sur le système de séparation de 28 bar, et LDBP pour les puits connectés sur le système de séparation de 11 bar. Le gaz riche est envoyé vers les unités de GPL pour l'extraction des condensas, le gaz léger est comprimé, jusqu'à 400 bar, dans les stations de compression pour être injecté dans les puits injecteurs gaz et gaz lift.

**II.5- La station satellite W1A :**

La station satellite de W1A fait l'objet de différents goulots d'étranglement qui provoque une perte de la production totale. Sur la base des données de production d'Avril 2013, 35 puits sont actuellement en production de 53 puits.  $164 \text{ m}^3 / \text{h}$  d'huile, qui donne une moyenne de  $3,67 \text{ m}^3 / \text{h}$  par puits, avec un (GOR) moyen de  $1594,04 \text{ m}^3 / \text{m}^3$ . Toutefois, ces moyennes ne sont pas de très bons indicateurs. Les problèmes majeurs concernant la station S1A sont :

- ❖ 62% des puits produisent moins de  $3 \text{ m}^3 / \text{h}$ .
- ❖ Plus de 50% des puits ont connu une percée de gaz.
- ❖ Le gaz produit qui s'écoule avec de l'huile à travers les lignes de surface est supposé créer des goulots d'étranglement, surtout en été où la température ambiante dépasse  $50^\circ \text{C}$ .

Une analyse et un diagnostic de la chaîne entière de production de la station W1A sont à faire. Afin d'examiner l'état actuel et pouvoir identifier les différents goulots d'étranglement qui existent dans le système, et recommander les actions nécessaires et appropriées qu'il faut entreprendre.

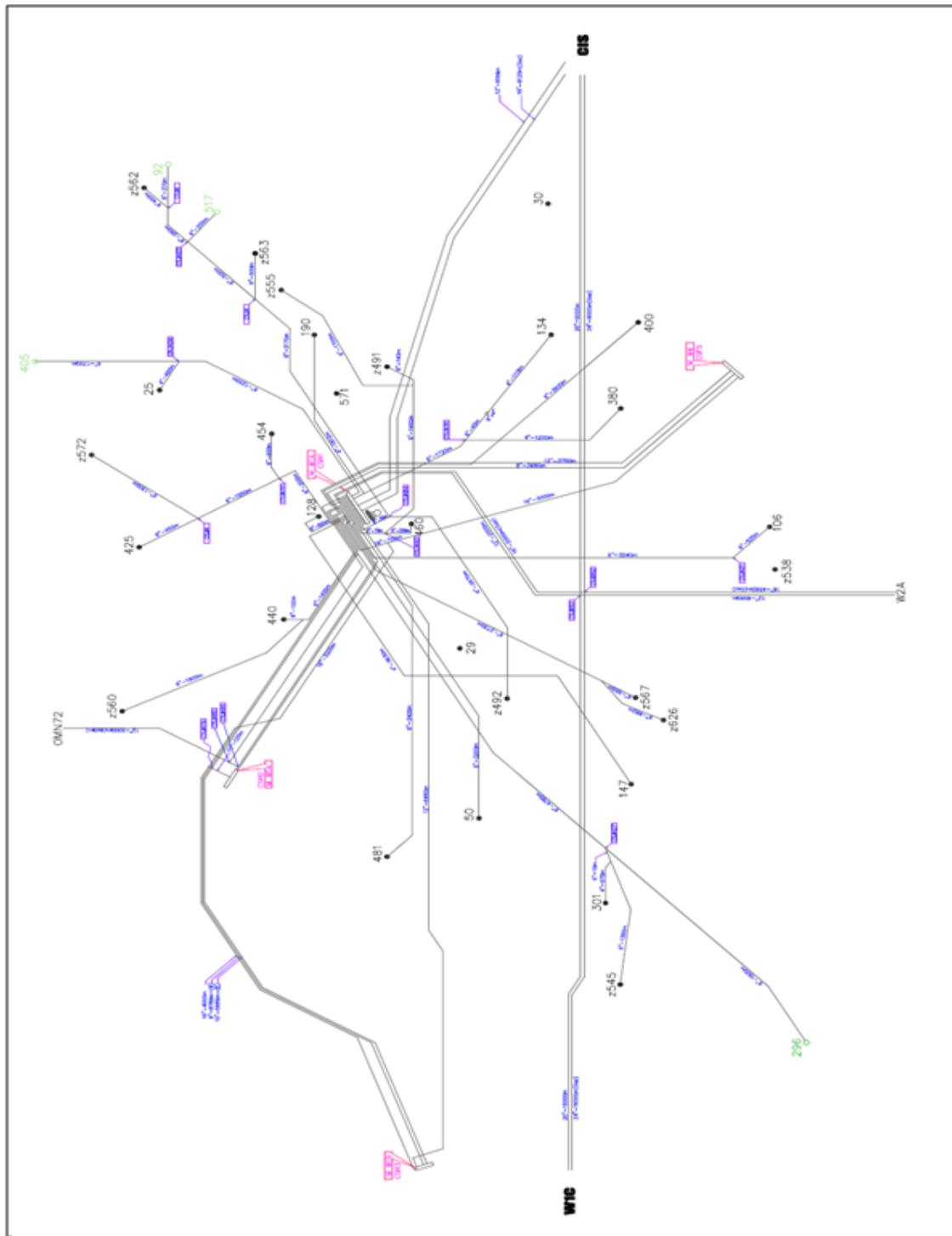


Fig. II.3 : Modèle du réseau de collecte W1A[11]

# Chapitre III

## Analyse nodale

- III.1-Introduction
- III.2- Concept de l'analyse nodale
- III.3- Procède d'application de l'analyse nodale
- III.4- Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud
- III.5- L'objectifs de l'analyse nodale

### III.1-INTRODUCTION :

Un puits peut être défini comme une conduite entre le réservoir et les installations de traitement en surface. Cette interface est nécessaire pour le transport de fluide de réservoir jusqu'à la surface, ce qui fait un tangible actif.

Pour une production optimale, le choix de la complétion d'un puits exige certaines considérations techniques très complexes.

Quand un puits est mis en production, l'effluent entre dans le puits à sa pression d'écoulement de fond de puits (*reservoir bottom hole flowing pressure -  $P_{wf}$* ) et atteint la surface à sa Pression de tête de puits (*wellhead flowing pressure -  $P_{whf}$* ). Durant ce parcours qui atteint en général plusieurs kilomètres, l'énergie d'écoulement est perdue sous forme de pertes de charge. Ces pertes de charges 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.

La figure (III.1) représente les différentes pertes de charges qui peuvent avoir lieu dans tout le système de production.

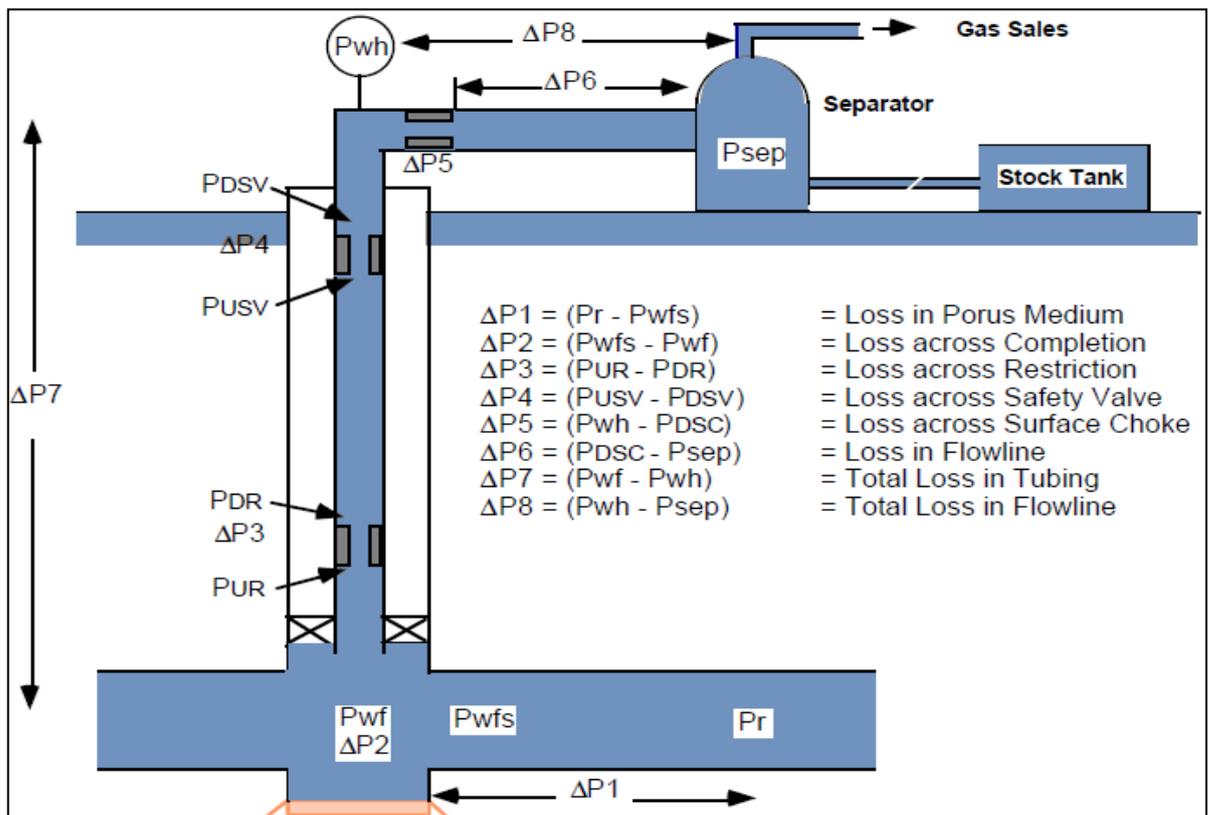


Fig III.1 : Les pertes de charge au cours de production [14]

L'écoulement de fluide se fait en trois phases:

1. Ecoulement dans le milieu poreux.
2. Ecoulement dans les conduites verticales ou directionnelles ( tubing
3. Ecoulement dans les pipes horizontales

### III.2- Concept de l'analyse nodale:

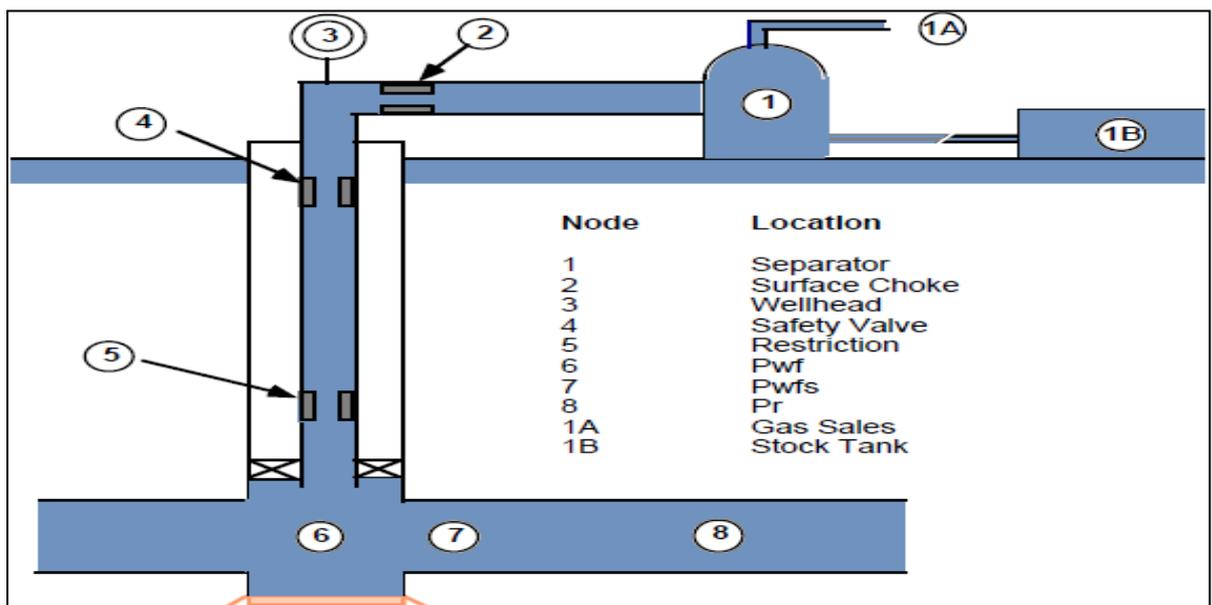
Dans le système de production, Un nœud est un point quelconque entre le rayon de drainage et le séparateur où la pression peut être calculé en fonction de débit .les deux extrêmes nœud dans le système complexe de production sont le rayon de drainage et le séparateur , on appelle les pressions dans ces nœud ,le pression moyenne de réservoir  $\bar{P}_r$  et le pression de séparateur  $P_{sép}$  respectivement, les deux autre nœud importants sont le fond de trou (6), où la pression d'écoulement en fond est mesurée par une jauge de fond, et la tête de puits (3),où la pression en tête est mesurée par une jauge fixée à l'arbre de Noël .

Si les pressions sont mesurées ou calculés à chaque nœud, on peut mesurer la perte de charge entre les nœuds en fonction des débits. Certains nœuds (2,4, et 5 dans la figure 1.2.) où la chute de pression se produit à travers le changement de section (safety valves)...etc.

Le débit dans chaque nœud est en fonction de la chute de pression :

$$Q = f(\Delta P)$$

La figure (III.2) représente les différents nœuds dans le système de production



**Fig III.2 :** Les différentes positions possibles des nœuds [14]

### III.3- Procède d'application de l'analyse nodale:

Une procédure générale pour résoudre la plupart des cas implique les étapes suivantes :

- 1- Marquez un objectif spécifique pour le cas, tel que déterminer le diamètre de Tubing pour l'employer dans un puits.
- 2- Déterminez le type d'analyse requis pour résoudre le problème, tel que des systèmes d'analyse.
- 3- Déterminez les composants requis (réservoir, puits, complétion, et plan d'écoulement), et les corrélations désirées.
- 4- Calculer le cas et vérifiez le rendement graphiquement.
- 5- Interpréter le rendement basé sur le type du cas. Examiner les résultats en comparant les résultats trouvés aux données introduits.
- 6- Ajuster l'entrée et calculer encore pour améliorer les résultats du rendement comme nécessaires.
- 7- Répétition de l'étape 1-6 pour le prochain objectif du cas.

### III.4- Les paramètres étudiés lors de choix d'un nœud

Le choix d'un nœud permet d'étudier l'effet de l' *IPR* (Inflow Performance

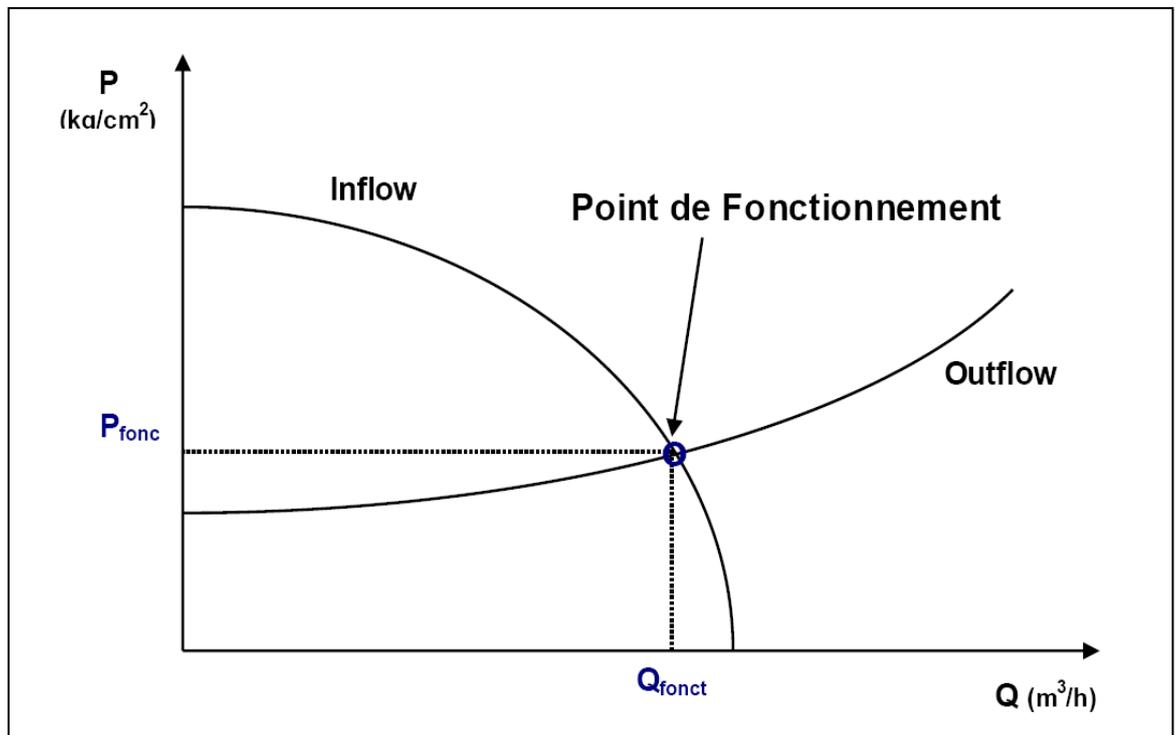
Relationship) et du *TPC* (Tubing Performance Curves). Les données nécessaires sont :

- Courbe *IPR* mesurée dans le trou de 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 versus rate), et leurs diamètres (et probablement la rugosité).
- Pression de séparateur (séparation).

### III.5- L'objectifs de l'analyse nodale :

- Déterminer le débit optimum d'un puits avec prendre en considération les dimensionnements de la complétion.
- Vérifier chaque composante dans le système puits
- Permet d'identifié rapidement les manières avec les quelles on peut augmenter les taux de production

- Déterminer les point de fonctionnement d'un puits, ce point représentent l'intersection entre deux courbes qui sont la courbe de l'IPR et le courbe de l'Outflow.



**Fig III.3:** le point de fonctionnement d'un puits

# Chapitre IV

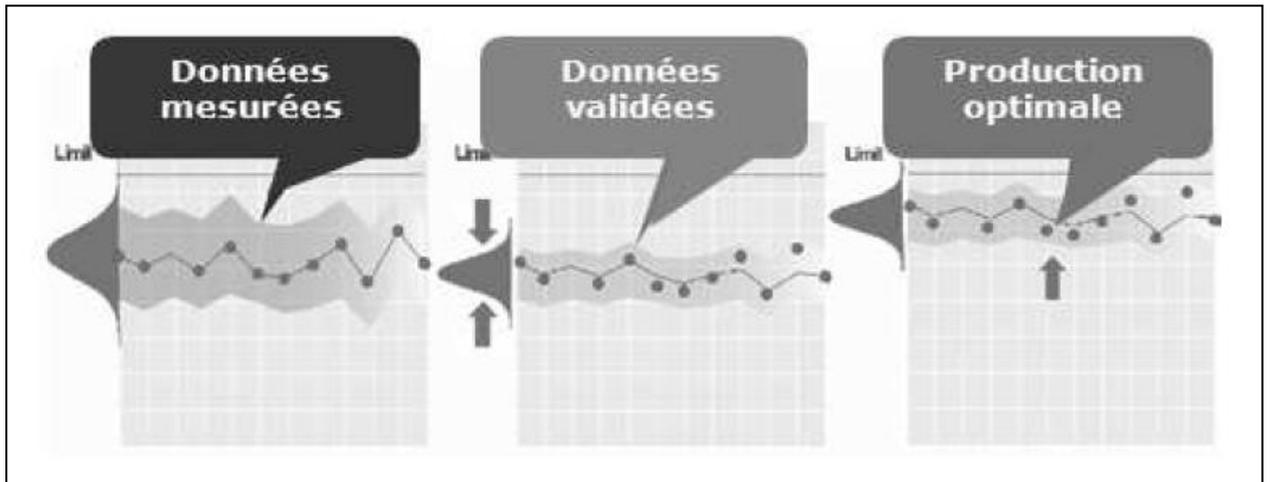
## Modélisation des pertes de charges dans les conduites

- IV.1- Introduction
- IV.2- Principaux concepts théoriques
- IV.3- Amélioration du calcul des pertes de charge

### IV.1- Introduction :

Wellflo est un logiciel utilisé pour étudier les procédés industriels et celui-ci est spécialisé dans la réconciliation et la validation de données. Ce concept est basé sur une approche statistique. Il utilise des informations de redondance et des lois de conservation classiques pour valider des mesures d'un procédé et les convertir en informations précises et fiables.

La figure suivante illustre l'utilité de la réconciliation et de la validation des données :



**Fig. IV.1** : Concept de validation et de réconciliation des données [3]

Dans un procédé, les pressions sont mesurées en général avec une bonne précision et peuvent être liées aux débits massiques des fluides par l'utilisation d'une corrélation de pertes de charge fiable. En comparant ainsi les valeurs de débits données par les corrélations et celles qui sont mesurées sur un procédé, cela contribue à améliorer le contrôle d'un procédé.

L'étude effectuée fait partie du secteur de l'upstream du pétrole et du gaz pour lequel un besoin a été ressenti par la société afin d'améliorer le calcul des pertes de charge dans des conduites. Dans ce secteur, il est difficile de connaître les débits massiques des écoulements avec une bonne précision. Des capteurs existent pour mesurer ces débits, mais une redondance supplémentaire est nécessaire pour accroître le contrôle. Dans un procédé, les pressions sont mesurées en général avec une bonne précision et peuvent être liées aux débits massiques des fluides par l'utilisation d'une corrélation de pertes de charge fiable. En comparant ainsi les valeurs de débits données par les corrélations et celles qui sont mesurées sur un procédé, cela contribue à améliorer le contrôle d'un procédé.

Les paragraphes suivants proposent quelques explications sur l'analyse qui a été établie sur des corrélations de pertes de charge existantes pour des écoulements pétroliers, mais également

sur une plate forme de production de pétrole. Ensuite, des résultats graphiques sont mis en évidence montrant la comparaison entre des pertes de charge calculées et mesurées. Par après, des méthodes sont présentées sur l'amélioration des résultats donnés par ces corrélations.

#### **IV.2- Principaux concepts théoriques :**

Les concepts théoriques suivants doivent être introduits pour comprendre le comportement des écoulements multiphasiques. Ces concepts sont en effet très utilisés dans les corrélations des pertes de charge dans le domaine de l'upstream.

##### **IV.2.1- Equation générale des pertes de charge :**

Les pertes de charge totales d'un fluide sont dues aux variations de l'énergie potentielle et cinétique de ce fluide, mais également aux frottements sur les parois d'une conduite. Par conséquent, l'équation générale des pertes de charge est la suivante :

$$\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{tot}} = \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{acc}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{grav}} + \left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{frott}} \dots\dots\dots 4.1$$

- Où -  $\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{acc}}$  est le gradient de pression dû à l'accélération  
 -  $\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{grav}}$  est le gradient de pression dû à la gravité  
 -  $\left(\frac{dp}{dl}\right)_{\text{frott}}$  est le gradient de pression dû aux frottements

Le premier terme de cette corrélation est souvent négligeable sauf si l'écoulement en question est un gaz. Pour les deux autres termes, leur importance varie en fonction de la disposition de la conduite (horizontale, oblique ou verticale).

#### **IV.2.2 Modèles d'écoulement**

##### **- Ecoulement multiphasique dans le pipeline**

Les modèles d'écoulement sont un concept introduit pour les écoulements multiphasiques. Ceux-ci comprennent plusieurs phases et dans ce travail, l'écoulement multiphasique concerne le pétrole qui comprend essentiellement les phases comme l'huile, l'eau et le gaz.

Les modèles d'écoulement peuvent être rassemblés sur une carte telle que représentée sur la figure (IV.2) Le modèle d'écoulement est une distribution géométrique de phases.

Différentes configurations peuvent se produire dans une conduite dépendant de son orientation et les valeurs des paramètres des écoulements liquides et de gaz. Sur la figure 2, les paramètres des fluides utilisés sont des paramètres adimensionnels comme (viscosité ; GOR).

Ngv (proportionnel à la vitesse du gaz) et Nlv (proportionnel à la vitesse du liquide).

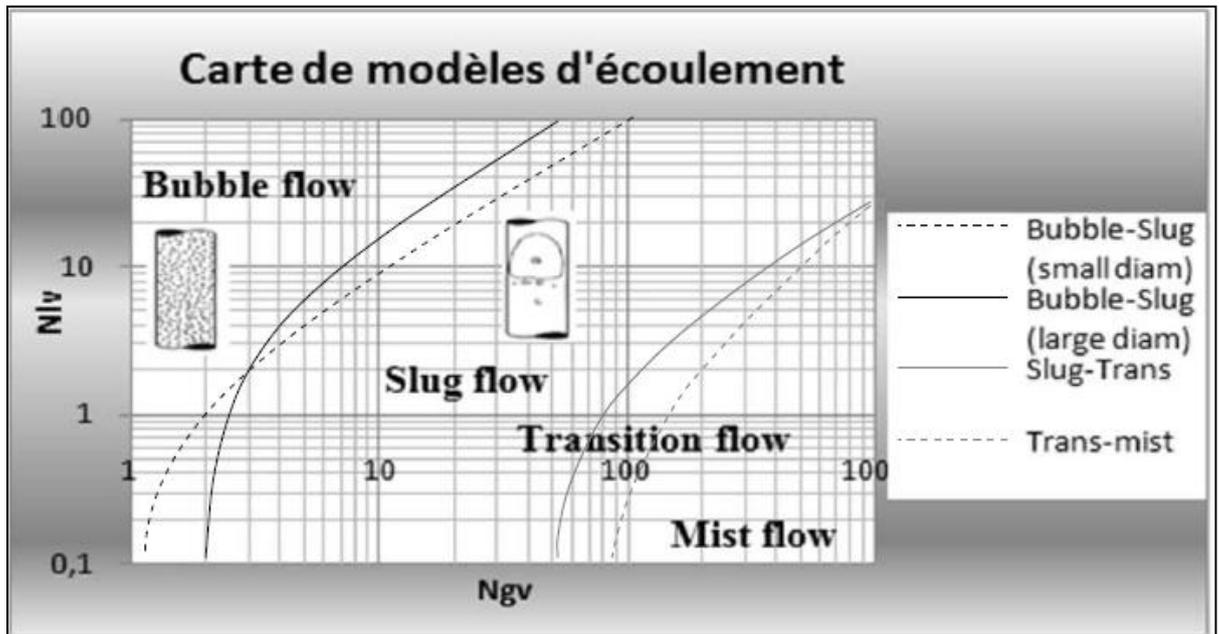


Fig. IV.2 : Carte des modèles d'écoulements [12]

Deux modèles d'écoulements sont largement rencontrés dans les milieux pétroliers à savoir ceux nommés "bubble flow" et "slug flow". Le "bubble flow" est un modèle rencontré lorsque l'écoulement gazeux prend la forme de bulles de gaz distribuées uniformément dans un liquide. Le "slug flow" est un régime quant à lui caractérisé par des couches de liquides séparées par de larges poches de gaz.

#### - Ecoulement multiphasique dans la duse :

✶ Régime critique :

On admettra qu'on a un régime critique à travers une duse d'un puits producteur de pétrole quand la variation de la pression aval duse (pression de pipe) n'aura pas d'influence sur la pression amont duse (pression de tête) et le débit huile reste constant, généralement, le régime d'écoulement à travers la duse est dite critique lorsque le rapport  $P_p/P_t$  est inférieur à 0,5, le débit est fonction de la pression de tête seulement :

$$Q = A \cdot P_t \dots\dots\dots 4.2$$

$$Q = \frac{\varnothing^{1,8}}{1000 K} P_t \dots\dots\dots 4.3$$

Q : débit d'huile (m<sup>3</sup>/h).

Ø : diamètre de la duse (mm).

P<sub>t</sub> : pression de tête (bar).

K : constante déterminée lors du dernier jaugeage.

✱ Régime transitoire :

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite transitoire lorsque le rapport est entre 0,5 et 0,75.

$$0,5 < \frac{P_P}{P_t} < 0,75$$

✱ Régime non critique :

Le régime d'écoulement à travers la duse est dite non critique lorsque la pression amont duse (P<sub>t</sub>) et le débit huile varient avec la variation de la pression aval duse (P<sub>p</sub>). Un régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport P<sub>p</sub>/P<sub>t</sub> est supérieur à 0,75. Lorsque le régime d'écoulement à travers la duse d'un puits de pétrole est non critique, toute perturbation sur le réseau de collecte influe sur le débit d'écoulement de ce puits.

$$Q = \frac{f(x) \cdot \varnothing^{1,8}}{1000 K} P_t \dots\dots\dots 4.4$$

Avec F(x) : fonction du rapport P<sub>p</sub>/P<sub>t</sub>

$$F(x) = 2,667 * \frac{P_P}{P_t \sqrt{1 - (\frac{P_P}{P_t})}} \dots\dots\dots 4.5$$

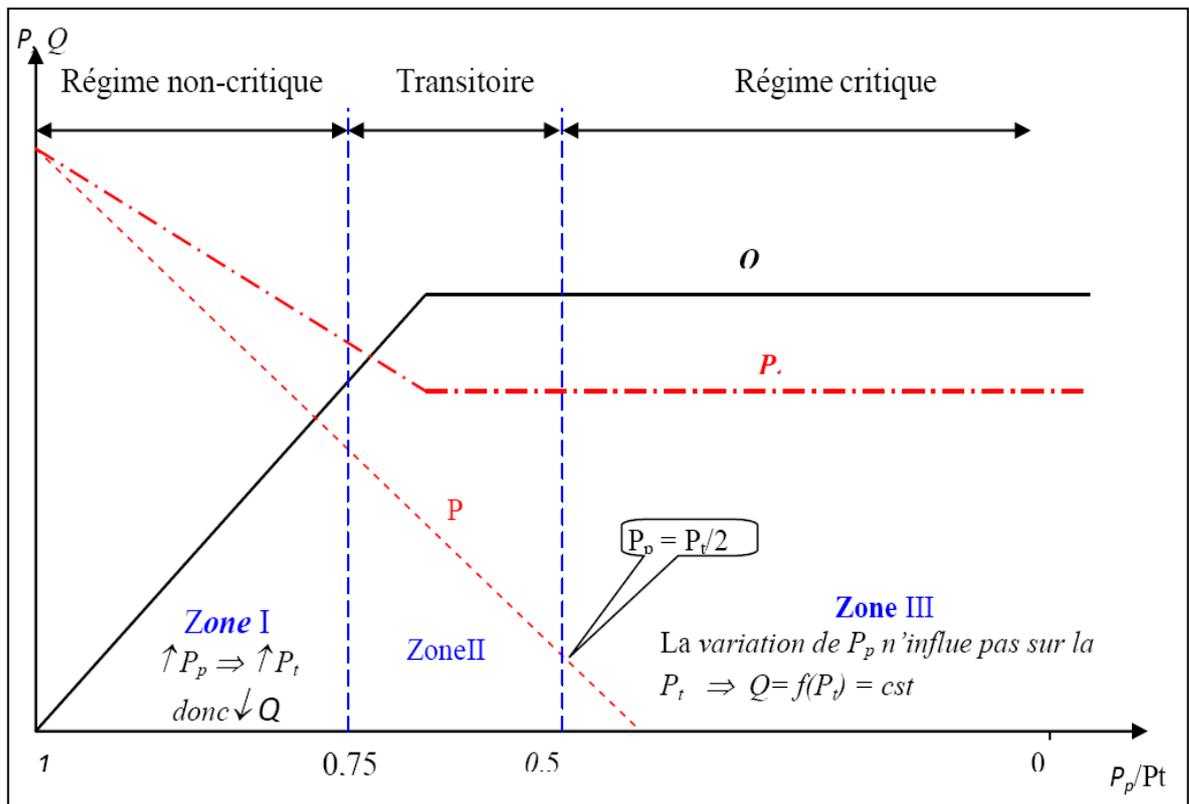


Fig IV.3 : Régimes d'écoulement à travers la duse

#### IV.2.3- Glissement

Le glissement est un important concept pour les écoulements multiphasiques et apparaît quand un liquide et un gaz s'écoulent ensemble dans des conduites verticales ou inclinées. Le glissement est caractérisé par une différence de vitesse entre deux phases d'un écoulement. Généralement, dans une conduite verticale, la vitesse de la phase gazeuse est supérieure à la vitesse de la phase liquide. Une corrélation qui prend en compte cette notion donne des valeurs de pertes de charge plus élevées que celles qui n'en tiennent pas compte.

#### IV.2.4- Rapport gaz pétrole (GOR)

Le rapport gaz pétrole noté GOR est égal au rapport du volume total de gaz sur le volume total de pétrole dans un mélange, tous les deux pris dans des conditions standards de température et pression. Le GOR reste dès lors constant pour un fluide s'écoulant le long d'une conduite. Cette propriété du pétrole est très importante dans la suite de ce travail.

### IV.2.5 Introduction de différentes corrélations

Différentes corrélations de pertes de charge développées par divers auteurs ont été étudiées. Dans un premier temps, une note de développement de ces différentes corrélations a été établie et celles-ci ont ensuite été implémentées dans Excel. Chaque corrélation a un domaine d'application particulier : elles sont soit applicables dans une conduite horizontale ou verticale, soit parfois dans les deux cas. Certaines prennent en compte les modèles d'écoulement et/ou le Glissement. Un tableau récapitulatif pour toutes les corrélations étudiées dans ce travail est dressé ci-après :

Corrélations	Modèles d'écoulements	Glissement	Orientation de la conduite
Monophasé	x	x	x
Lockhart & Martinelli	x	x	Horizontal
Dukler	x	x	Horizontal
Beggs & Brill	✓	✓	Indifférent
Hagedorn & Brown		✓	verticale
Griffith		✓	verticale
Duns & Ros	✓	✓	verticale
Orkiszewski	✓	✓	verticale

**Tableau IV.1** : Tableau comparatif des différentes corrélations

[2] - [4] - [6] - [8] - [9]

Une analyse de ces différentes corrélations a donc été réalisée. Le comportement de chaque corrélation a été étudié par rapport à divers paramètres tels que les débits massiques et la densité de la phase liquide, le but étant de voir l'influence de ces divers paramètres sur les corrélations.

### IV.2.6 -Méthodes de calcul des pertes de charge dans le tubing :

Plusieurs méthodes empiriques existent pour le calcul des pertes de charges liées au tubing de production. Elles sont classées en plusieurs modèles dont les plus importants sont :

- Modèle homogène.
- Modèle de glissement.
- Modèle généralisé.

**- Modèles homogènes:**

Ne tient pas compte de Holdup Liquide (HL) pour le calcul de la densité, qui est évaluée par simple reconstitution des phases et considère une même vitesse d'écoulement de gaz et de liquide.

Ces modèles ont des domaines de validité assez réduit, et celui de Poettmann et Carpenter est limité à une concentration de WOR= 20% lors de la présence de trois (03) phases.

**- Modèles de glissement :**

On les considère plus précis que les précédents, et admettent que le liquide et le gaz se déplacent à des vitesses différentes.

Ce modèle comprend ceux qui calculent la densité du mélange en fonction de HL. Celui-ci peut être lié ou indépendant du coefficient de pertes de charge qui dépend lui-même des propriétés des fluides.

La configuration d'écoulement est prise en compte, la masse volumique est calculée en fonction d'HL et le facteur de frottement dépend surtout de la phase continue.

Dans ce sens, plusieurs théories ont vu le jour : DUNS et ROS (1962), ROS (1961), ORKISZEWSKI (1967), BEGGS et BRILL (1973), ALL (1974).

**- Modèles généralisé :**

Sont apparus pour combler les lacunes laissées par le modèle de glissement. Dans ces modèles dits à deux fluides, chacune des phases est considérée séparément, ce qui conduit à deux systèmes d'équations, concernant la conservation de masse, des quantités de mouvement, et de l'énergie de chaque phase.

**IV.3- Amélioration du calcul des pertes de charge**

Dans cette section sont présentés différents moyens qui ont été mis en œuvre pour améliorer le calcul des pertes de charge dans des conduites.

### IV.3.1- Correction de la masse volumique

La correction de la masse volumique intervenant dans le calcul des pertes de charge a été envisagée dans le but de réduire l'erreur réalisée lorsque le GOR variait.

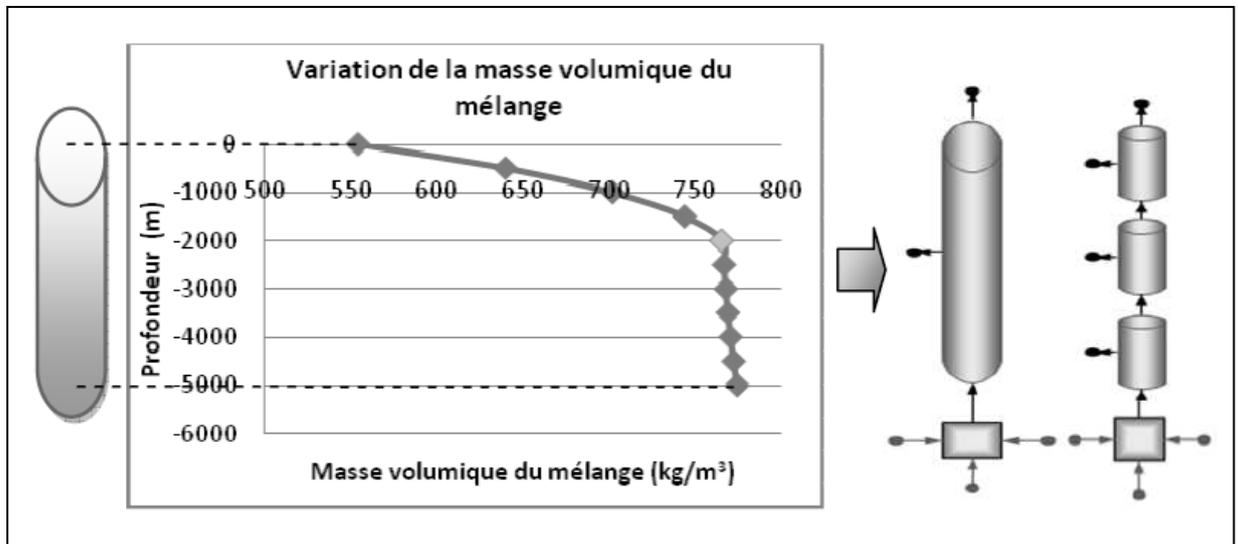


Fig. IV.4 : Variation de la masse volumique le long d'une conduite [13]

On peut remarquer sur la figure (IV.4) que la masse volumique ne varie pas linéairement le long d'une conduite. Néanmoins,

Si l'on calcule l'erreur relative réalisée sur l'estimation des pertes de pression et que l'on regarde l'impact du GOR sur cette erreur, le graphique suivant est obtenu :

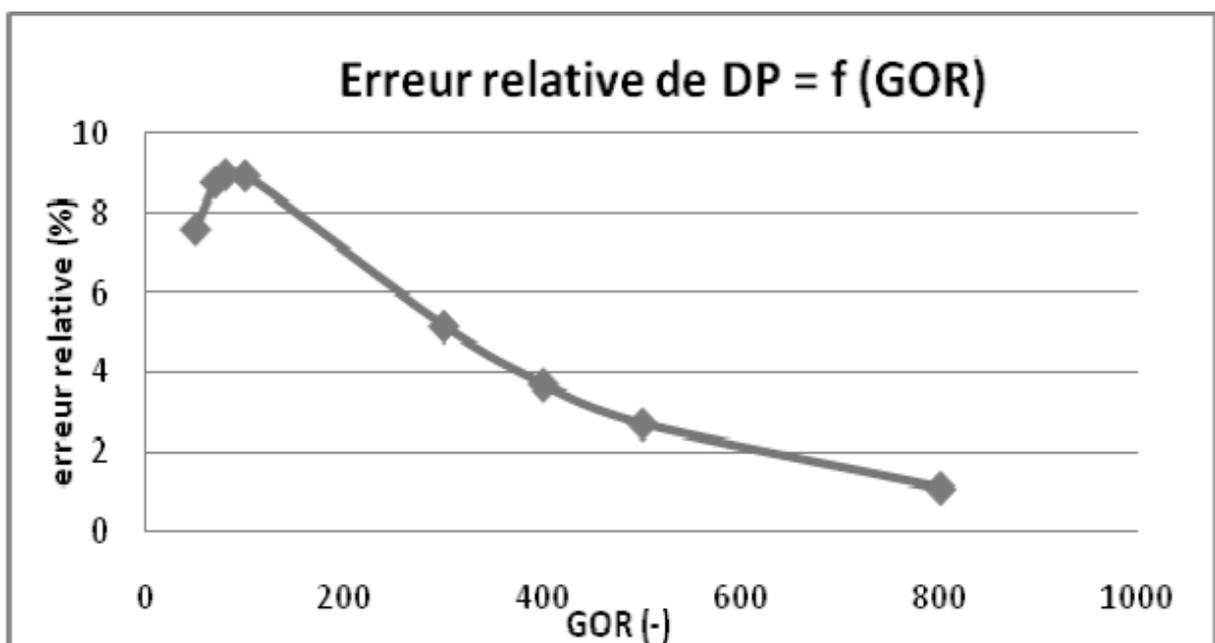


Fig. IV.5 : Variation de l'erreur relative en fonction du GOR [13]

### IV.3.2 Introduction d'un facteur correctif « L »

Dans le but de rapprocher les valeurs de pertes de charge calculées à celles mesurées, divers facteurs correctifs ont été étudiés tels que des biais (BDP), des facteurs multiplicatifs (FMDP), ainsi que l'application simultanée des deux facteurs. Après une étude comparative, il s'est avéré que l'application d'un facteur multiplicatif était le plus approprié. Il se calcule de la manière suivante :

$$L = \frac{\Delta P_{\text{moyenne (mesuré)}}}{\Delta P_{\text{moyenne (calculé)}}} \dots\dots\dots 4.6$$

Les moyennes sont calculées sur une période de temps représentative. Ensuite, ce FMDP est introduit dans la corrélation des pertes de charges :

$$\Delta P_{\text{corr-L}} = \Delta P_{\text{corr}} \times L \dots\dots\dots 4.7$$

# Chapitre V

## Cas d'étude de l'optimisation intégré -Satellite W1A

- V.1- Introduction
- V.2- Problématique
- V.3- L'organigramme de modélisation
- V.4- L'engineering de réservoir de satellite W1A
- V.5- Modélisation des puits-réseau

## V.1- Introduction :

L'optimisation de la production intégrée consiste à étudier la chaîne de production à partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockage. L'analyse détaillée des paramètres de chaque partie de système sert à déterminer les variables clés qui seront prises en considération dans l'optimisation. La solution optimale du système est en fonction de tous les paramètres (Variables Clés) qui influent sur la production. L'organisation de ce cas d'étude d'optimisation intégré est détaillée comme suit :

- Etude de réservoir engineering pour l'estimation de la pression de réservoir ainsi la Compréhension de la liaison couche-trou.
- Etude géologique sert à déterminer les continuités de drains de réservoir, les positions des Failles et la nature de la roche de chaque drain.
- La modélisation des puits, et de réseaux
- L'intégration des modèles de puits avec le modèle de réseau, puis les scenarios d'optimisation de la production.

## V.2- Problématique :

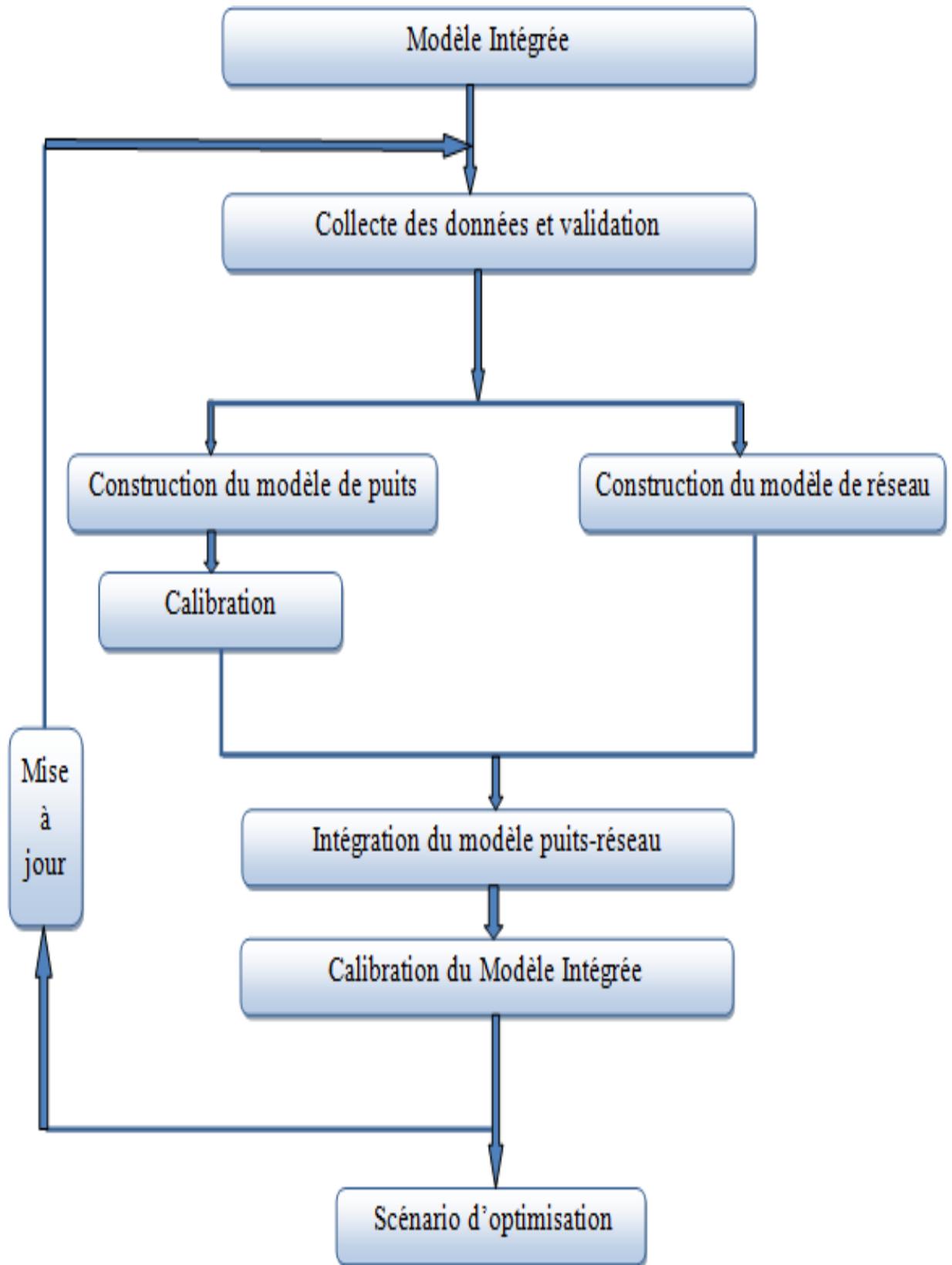
Le réseau de collecte et les installations de surface sont des parties essentielles dans la chaîne de production. Dont, leurs impact sur l'exploitation du champ est important. L'augmentation du taux de gaz produit due au problème de percée de gaz dans le réservoir, et la limitation dans les capacités de traitement au niveau des centres ainsi que la vieilles des lignes de production sont parmi les problèmes les plus rencontrés dans le champ et qui nécessitent des études approfondies, afin de trouver des solutions définitives et économiques.

Pour les problèmes rencontrés au niveau de la chaîne de production du satellite W1A :

- **Percée de gaz**
- **Problème d'exploitation** : Bouchage par dépôts sel ; formation des asphaltènes ;
- **Problème lié au gaz lift** :
- givrage à basse température (à l'hiver).
- qualité de gaz injecté (gaz humide+eau) .
- Formation d'hydrate à cause de l'injection de gaz humide.
- Limitation des capacités de traitement du gaz.

### V.3- L'organigramme de modélisation :

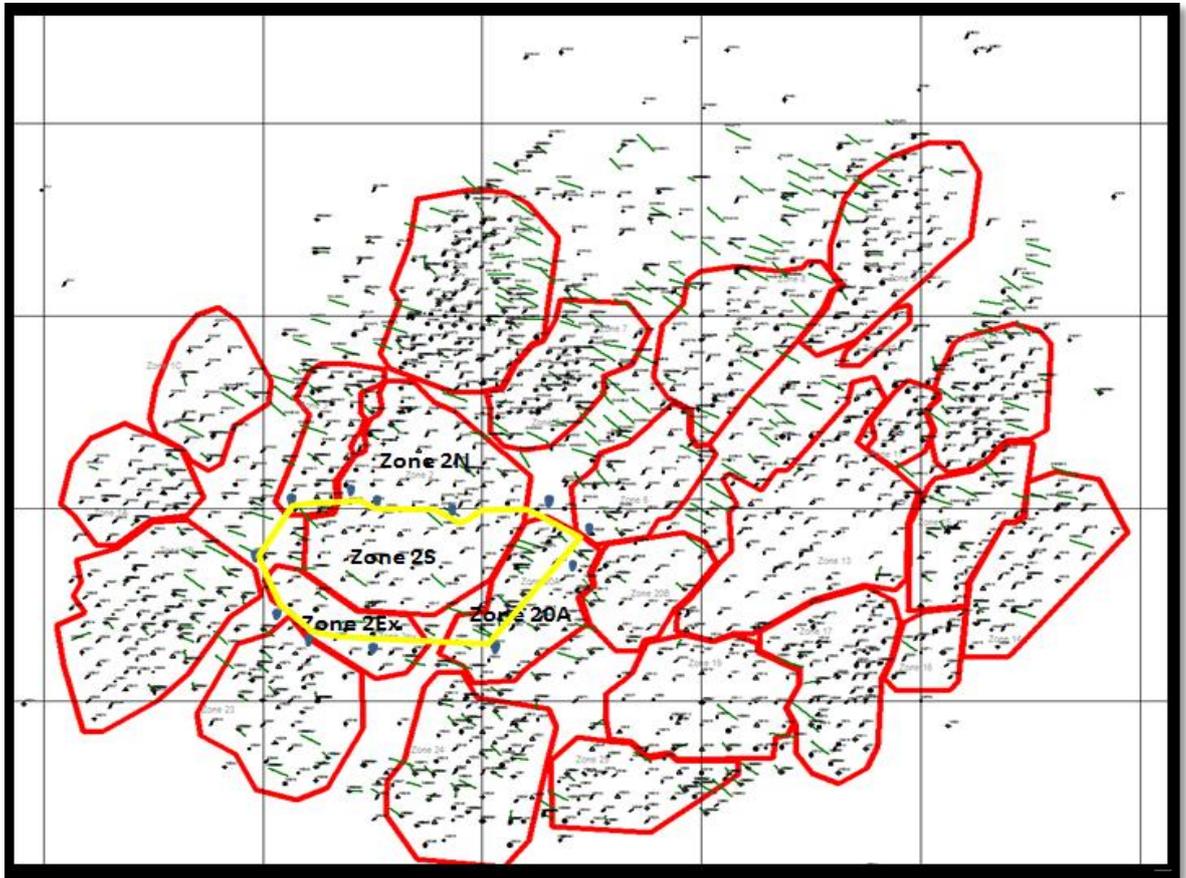
L'organigramme ci-dessous montre la procédure à suivre pour la modélisation intégrée



**Fig. V.1** : L'organigramme de la modélisation intégrée

#### V.4- L'engineering de réservoir de satellite W1A :

La superficie du réservoir de satellite W1A se trouve dans le centre de Sud-ouest de Hassi Messaoud, ce satellite englobe 53 puits distribués sur les zones 2S, 2Ex, 20A, 2N et HZS avec 20, 13, 11, 1 et 8 puits respectivement.



**Fig. V.2** : La position de Satellite W1A dans le champ de HMD [11]

L'étude de satellite W1A consiste à construire un modèle de performance de puits-réseaux.

D'où la nécessité de l'étude réservoir est primordial pour analyser les données du réservoir qui seront utilisées dans la modélisation des puits (pression de réservoir, les données PVT, débit d'huile, GOR, WC, FTHP et FBHP).

Un autre volet été pris en considération dans l'étude réservoir consiste à identifier les puits par nature de problème (Puits à faible risque ou avec risque), dans ce cas l'étude du réservoir été basée sur l'analyse des paramètres (la pression, GOR, WC et salinité de l'eau) qui peuvent affecter le comportement des puits et par conséquent affecter la production total du satellite. Pour une étude réservoir affiné, les données et la description géologique est très importante.

### V.4.1- Géologie :

La superficie de réservoir du satellite W1A est en position structurel relativement élevé et Proche du sommet de champ .elle est distribuée sur trois zone (Zones 2S, 2Ex et 20A).

La plupart des puits de W1A produisent à partir des drains ID, D1, ZPSG, R2. Le drain D2 est présent dans la plupart des puits, mais son épaisseur est généralement réduite dans certains puits de la zone 20A. Le drain D3 est disparait dans le nord-ouest dans la zone 20A. Le drain D4 n'est pas présent dans la zone 2EX et dans les puits du nord de la zone 20A. Le D5 est présent dans certains puits dans l'ouest de la zone 2S et disparait dans la plus des puits.

En général, il y a une continuité des drains dans le réservoir de la région W1A. Elle n'existe pas une faille qui provoque une discontinuité complète des drains. Alors que, quelques données dynamiques de réservoir (comportement de la pression de réservoir et le mouvement de gaz) indiquent qu'il existe des failles non étanches. Le comportement dynamique dans le champ HMD indique qu'il a une tendance préférentielle Nord est- Sud ouest. La plus part des puits traverse tous les drains dans la partie haute du réservoir. La figure (V.3) montre la position des puits dans la région du satellite W1A.

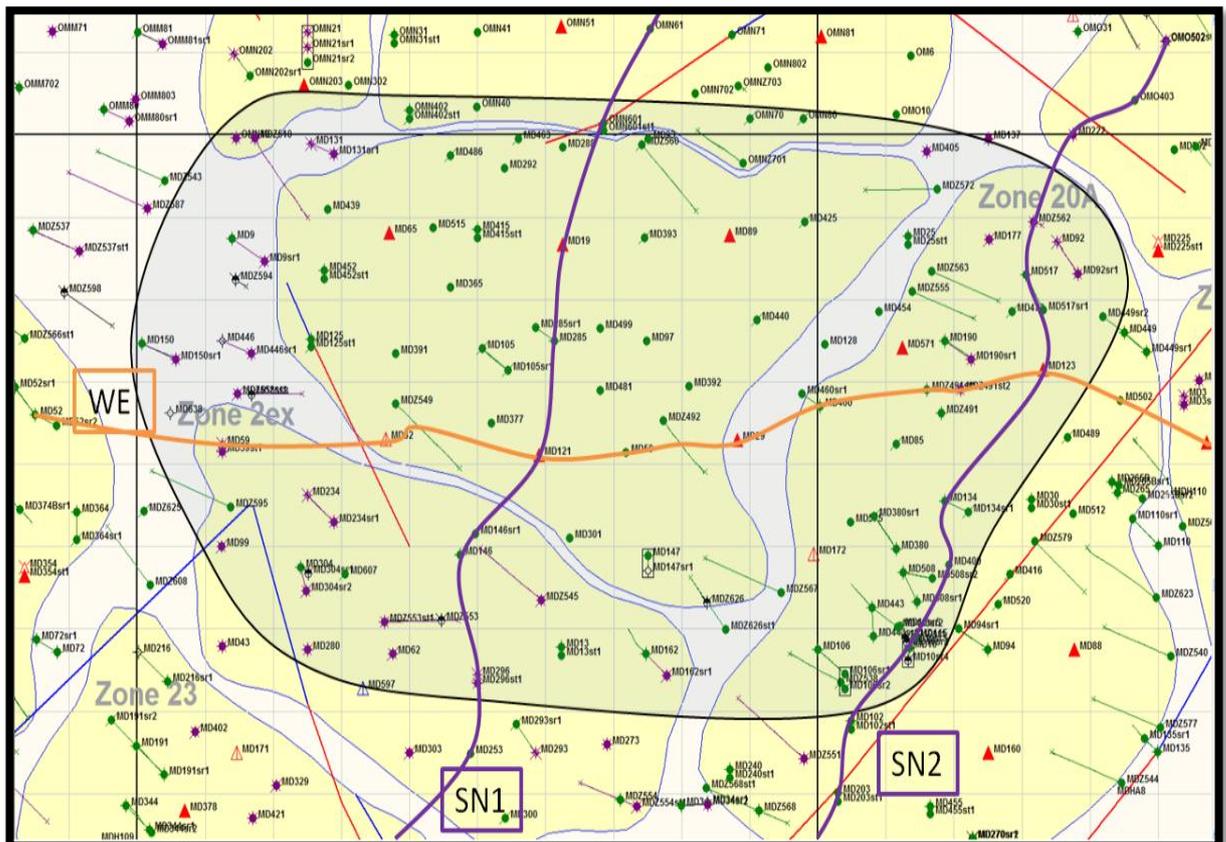


Fig. V.3: Puits Producteurs et injecteurs dans la région W1A [11]

La figure (V.4) et la figure (V.5) montre la continuité des drains et les drains traversés par les puits de la zone 23 jusqu'à la zone 2N.

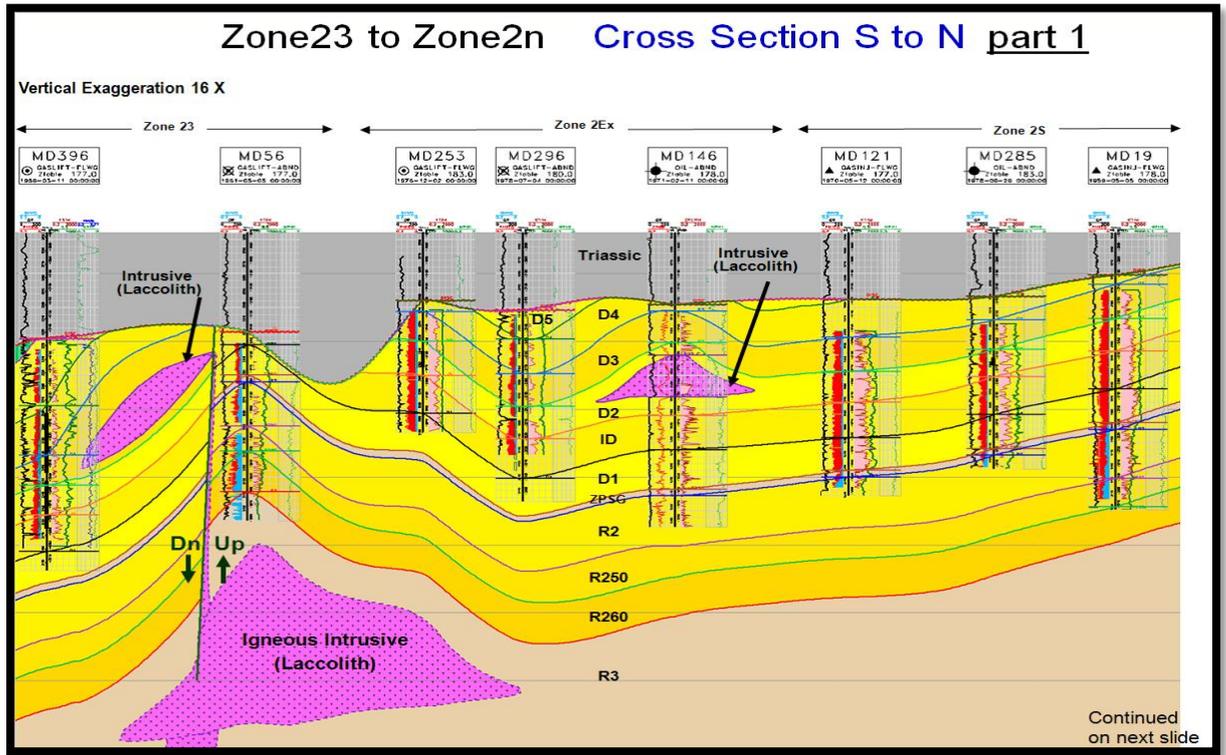


Fig .V.4: Coupe transversal Sud-Nord (SN1) [11]

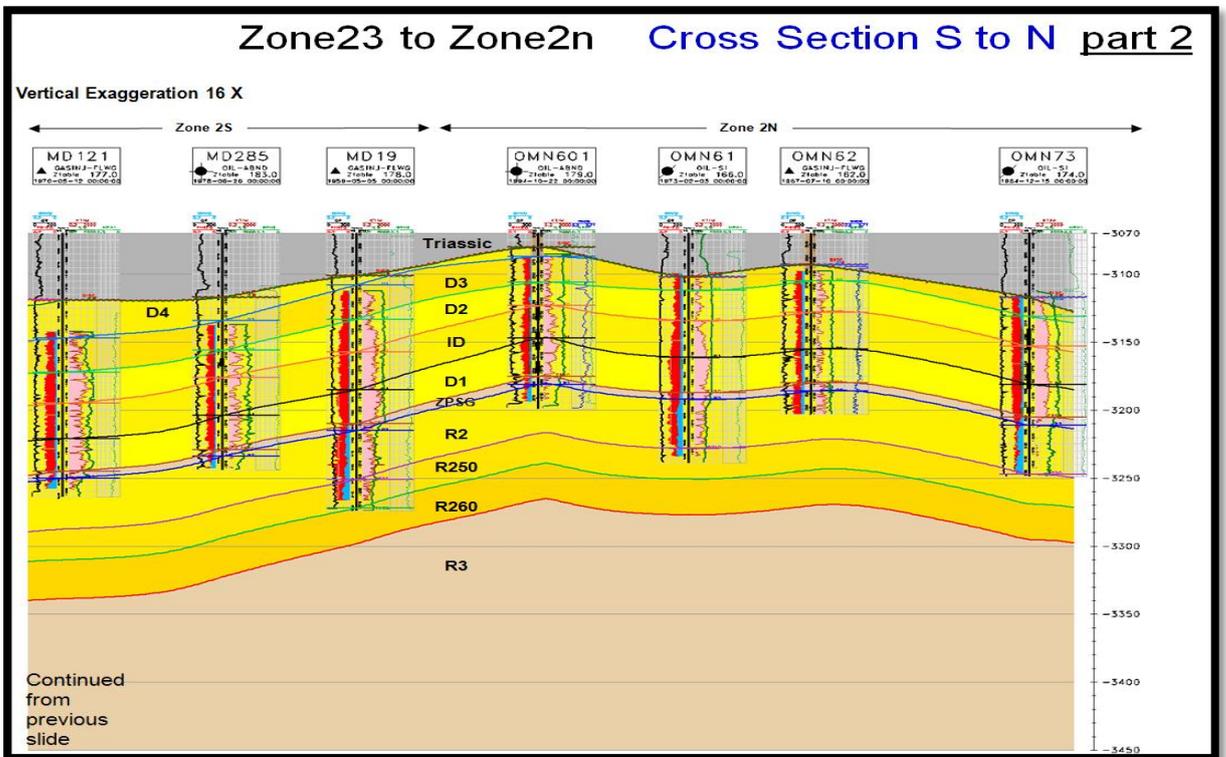
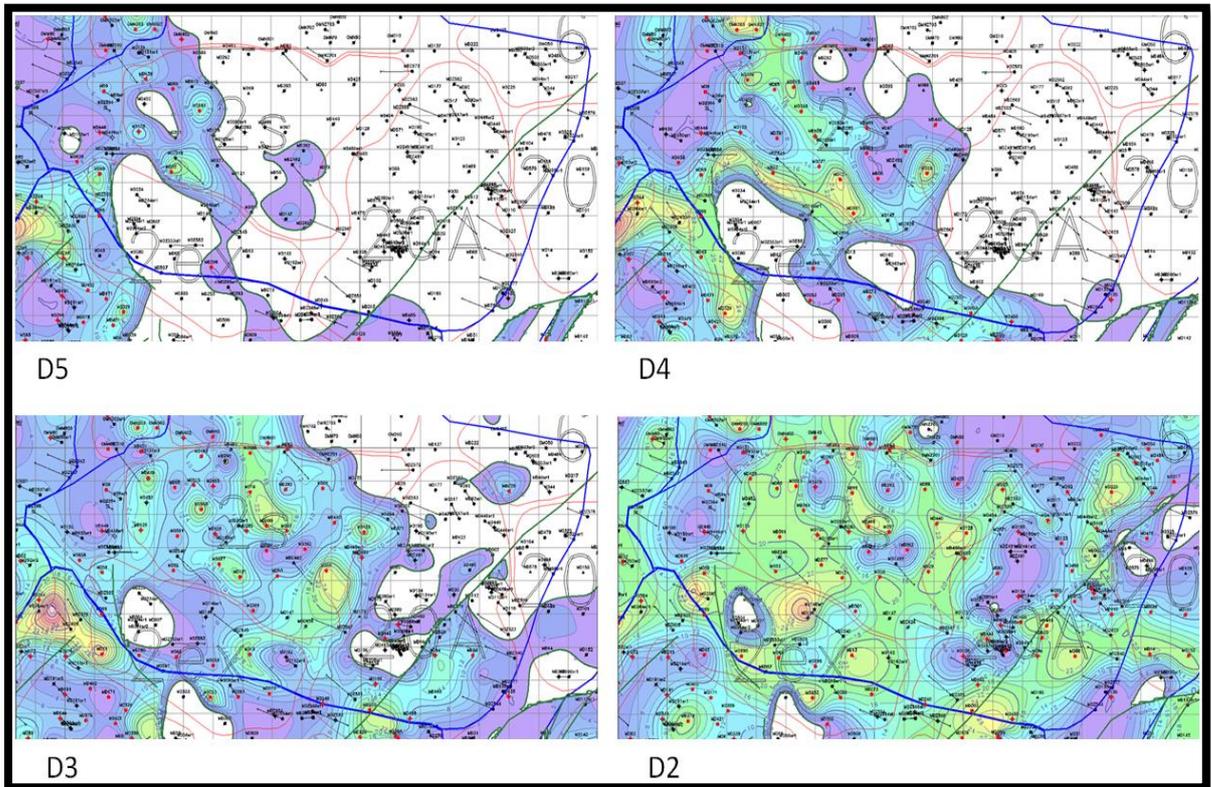


Fig. V.5: Coupe transversal Sud-Nord (SN2) [11]

La figure (V.6) montre la distribution des drains D5, D4, D3 et D2 sur tous les puits de la région W1A, cette distribution est représentée par le changement d'épaisseur de la hauteur utile des drains.



**Fig .V.6:** Epaisseur de l'hauteur utile des drains D5,D4,D3 and D2 dans la region W1A [11]

#### V.4.2- Pression de réservoir

La pression de réservoir initiale mesurée dans la région W1A été environ  $480 \text{ Kg/cm}^2$  à - 3200 m dans les années 1958 à 1961, le déclin de la pression de réservoir été rapide à cause de soutirage important de l'huile et l'absence de maintien de pression. D'où le maintien de pression été nécessaire, vue que la pression de réservoir à atteint des valeurs proches de la pression de bulle ( $165\text{-}185 \text{ Kg/cm}^3$ ). L'injection du gaz pour le maintien de pression a commencée en 1971 dans la zone 2S et en 1976 dans la zone 20A. Malgré le support d'injection, la pression de fond statique dans la plupart des puits a diminué avec le temps. Actuellement la pression de réservoir dans la région W1A est entre  $140$  à  $260 \text{ Kg/cm}^2$ .

Les Figure (V.7) et (V.8), respectivement montrent l'évolution de la pression de réservoir en fonction du temps :

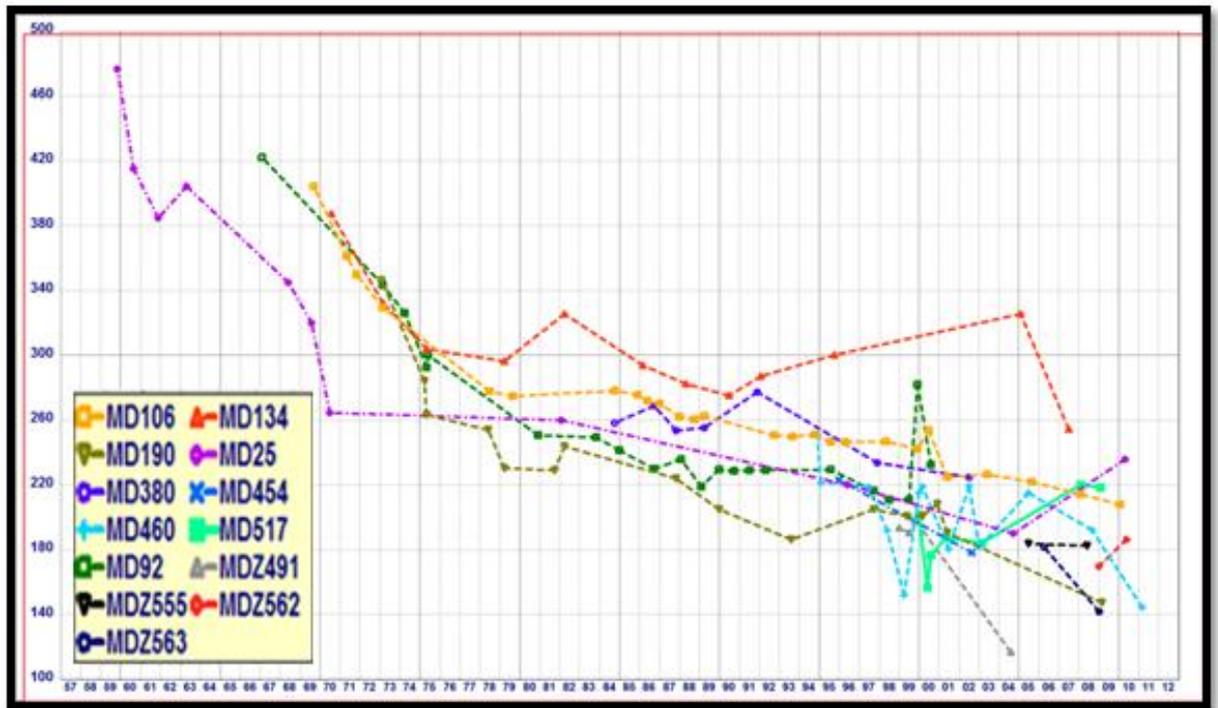


Fig. V.7 : l'évolution de la pression de réservoir avec le temps dans les zones 20A & HZS [11]

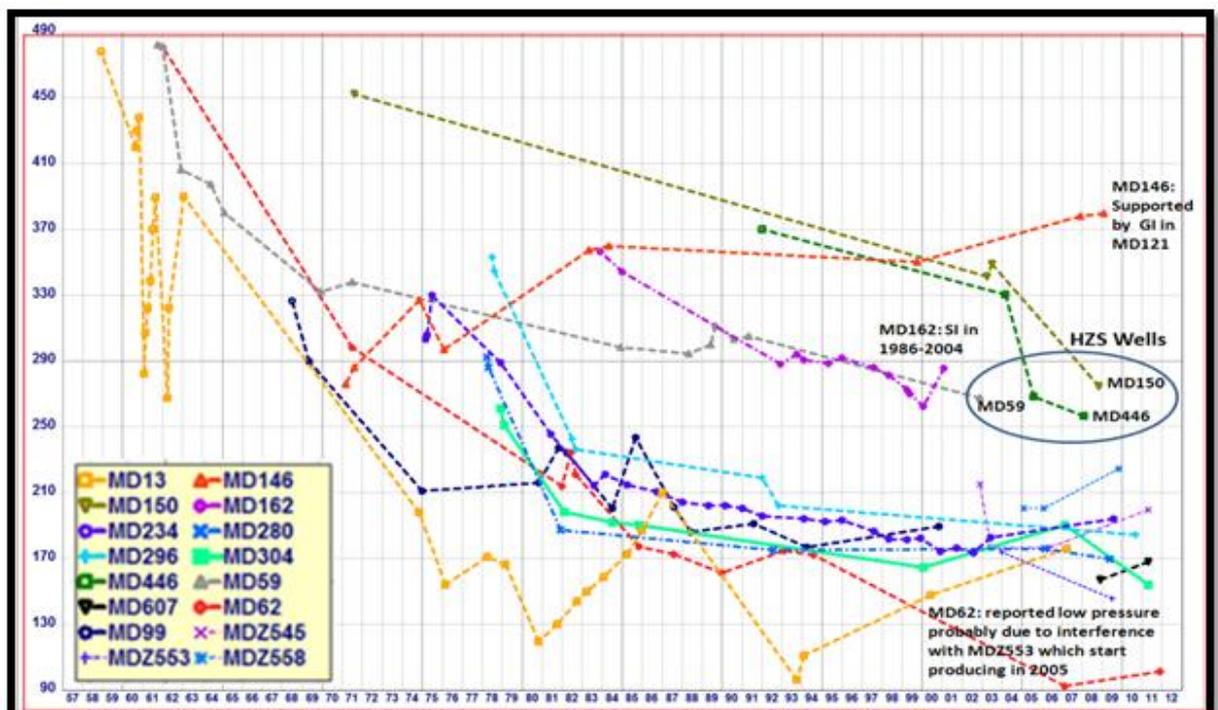


Fig. V.8 : l'évolution de la pression de réservoir avec le temps dans les zones 2Ex & HZS [11]

### V.4.3- Estimation de la Pression de réservoir :

La mesure de la pression de réservoir n'est pas disponible pour chaque puits. Par exemple en 2010-2011 pour le satellite W1A seulement 14 puits possèdent la mesure de la pression sur 53 puits actifs. Pour l'estimation de la pression de réservoir des puits qui ne possèdent pas une mesure récente, on utilise les mesures des puits voisins et les carte isobares. La figure (V.9) montre les pressions estimées pour chaque puits en marron et les pressions mesurées en bleu.

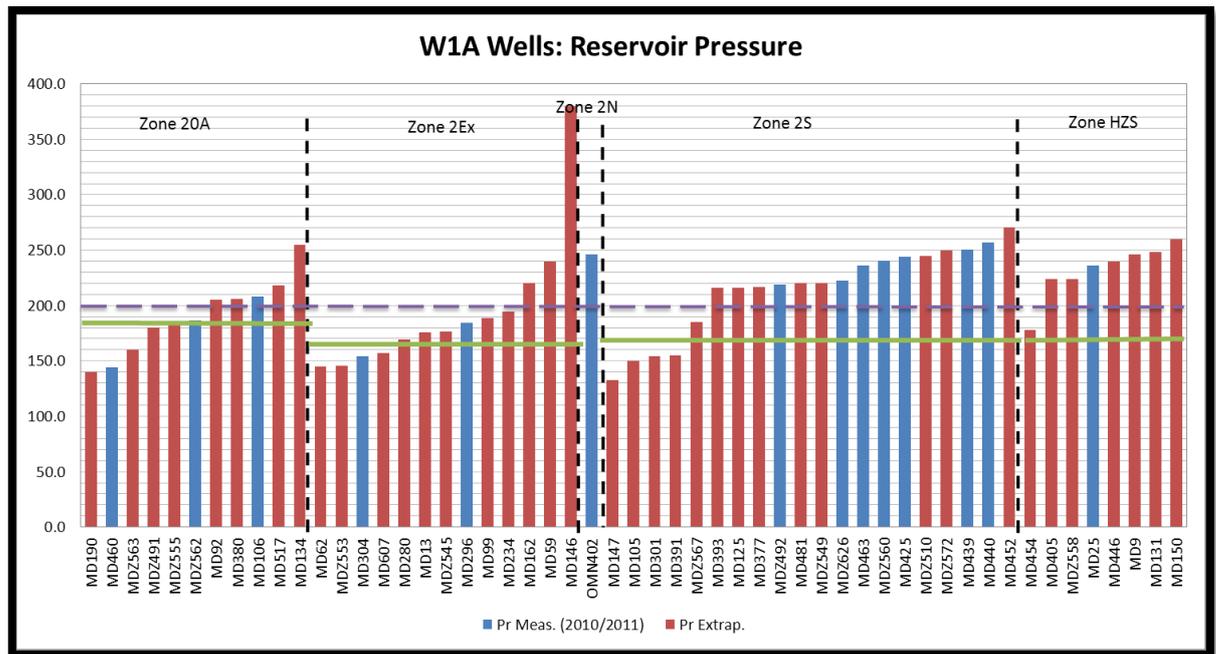


Fig. V.9 : Pression de réservoir des puits estimé pour chaque zone [11]

## V.5- Modélisation des puits-réseau :

### V.5.1- Collecte des données et validation :

La collecte des données et la validation est une étape très importante pour la modélisation, Vue le nombre important des données fournées par des différents structures a partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockages. Presque 50% de travail est focaliser sur la gestion et la préparation des données. Dans ce cas, pour chaque partie de modélisation (Puits-Réseau), une procédure de traitement et analyse de données été mise en place.

### V.5.2- La Modélisation des Puits :

Le satellite W1A englobe la production de 52 puits, dont on trouve 32 puits éruptifs et 20 puits gaz lift. L'étude individuelle de performance de puits été nécessaire pour une meilleur compréhension du comportement de production. En outre, la création d'un model de puits été une étape importante pour l'optimisation de production intégrée du system. Le Logiciel Wellfo été l'application utilisée pour la création du model et le calcule de perte de charge (l'Analyse Nodale).

#### V.5.2.1- L'analyse de performance de Puits :

L'analyse de performance de puits montre la capacité maximale à produire (AOF-Absolute Open Flow ; $P_{wf} = 0$ ) et la capacité actuelle avec les conditions mécaniques du puits (Complétion, Duse..). Les courbes Inflow/Outflow déterminé le point de fonctionnement actuel de puits ( $Q_{huile}$ ,  $P_{wf}$ ) comme montrée dans la figure (V.10).

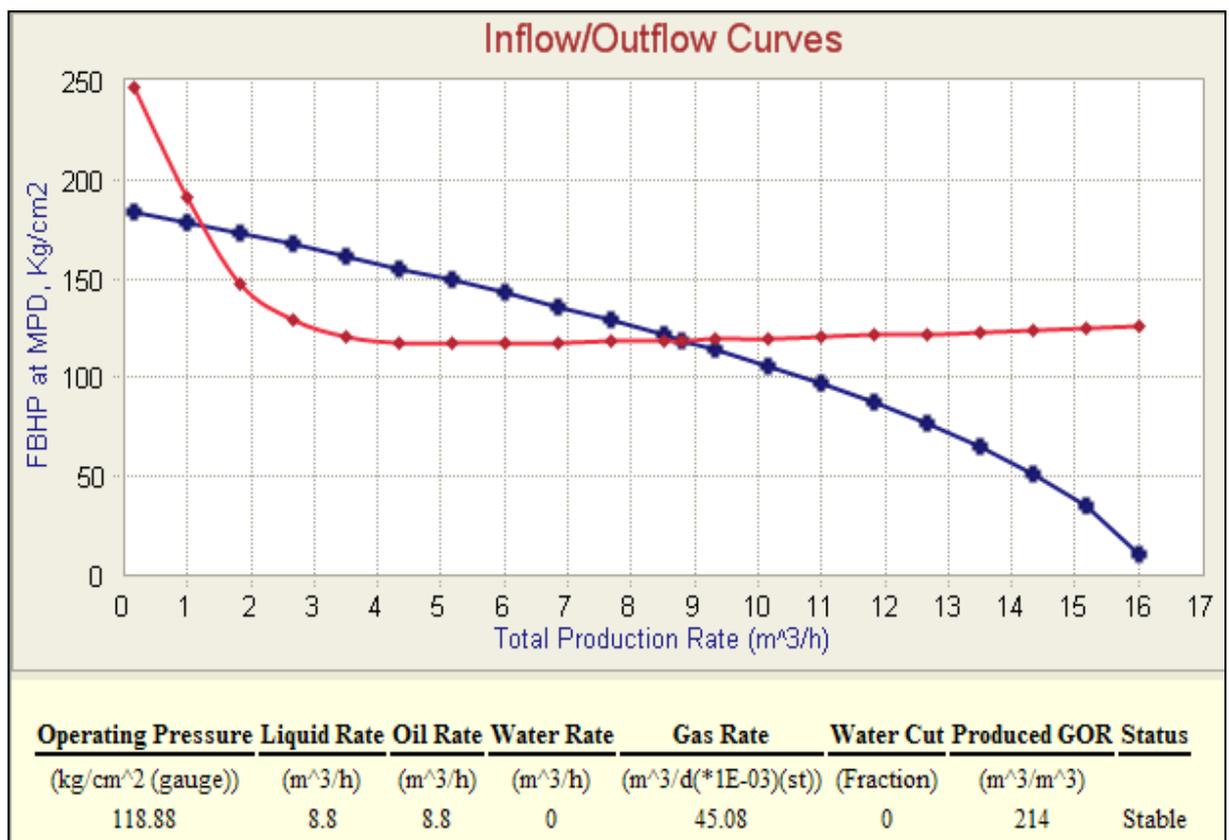


Fig. V.10 : Exemple courbe Inflow/Outflow [16]

La figure (V.11) illustre l'analyse de la courbe de performance de puits en termes de débit en fonction de pression de tête. Il est bien évident l'impact de la pression de tête sur la production de puits, Cette pression de tête peut être influencée par le changement de diamètre de Duse, bouchage amont ou aval Duse et comme peut être affecté par le system réseau si le puits produise avec un régime non critique. La courbe de performance de puits (Pt, QL) permet l'évaluation de la possibilité de changer le mode de production selon la capacité d'installation de surface.

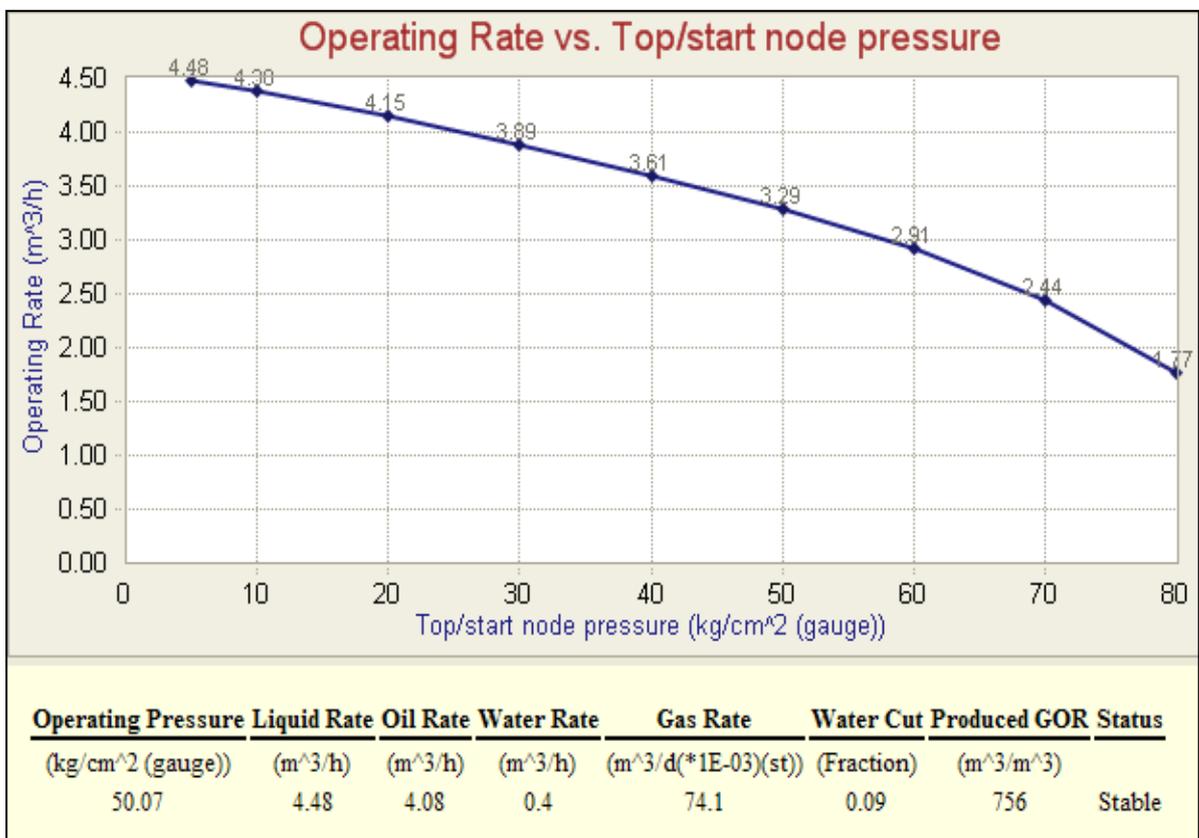


Fig .V.11: la courbe de performance de puits (Q<sub>L</sub> en fonction P<sub>t</sub>) généré par Wellflo [16]



### V.5.2.3- Construction et Calage du modèle de puits

La procédure de calage du modèle WellFlo été réalisée on trios étapes comme montrée dans la figure (V.12).

1. Construire le model avec les données des puits et de fluide les plus récentes.
2. Caler le modèle avec le dernier test de mesure de pression de fond en utilisant le facteur L.
3. Mise à jour du modèle avec les données du jaugeage récentes.

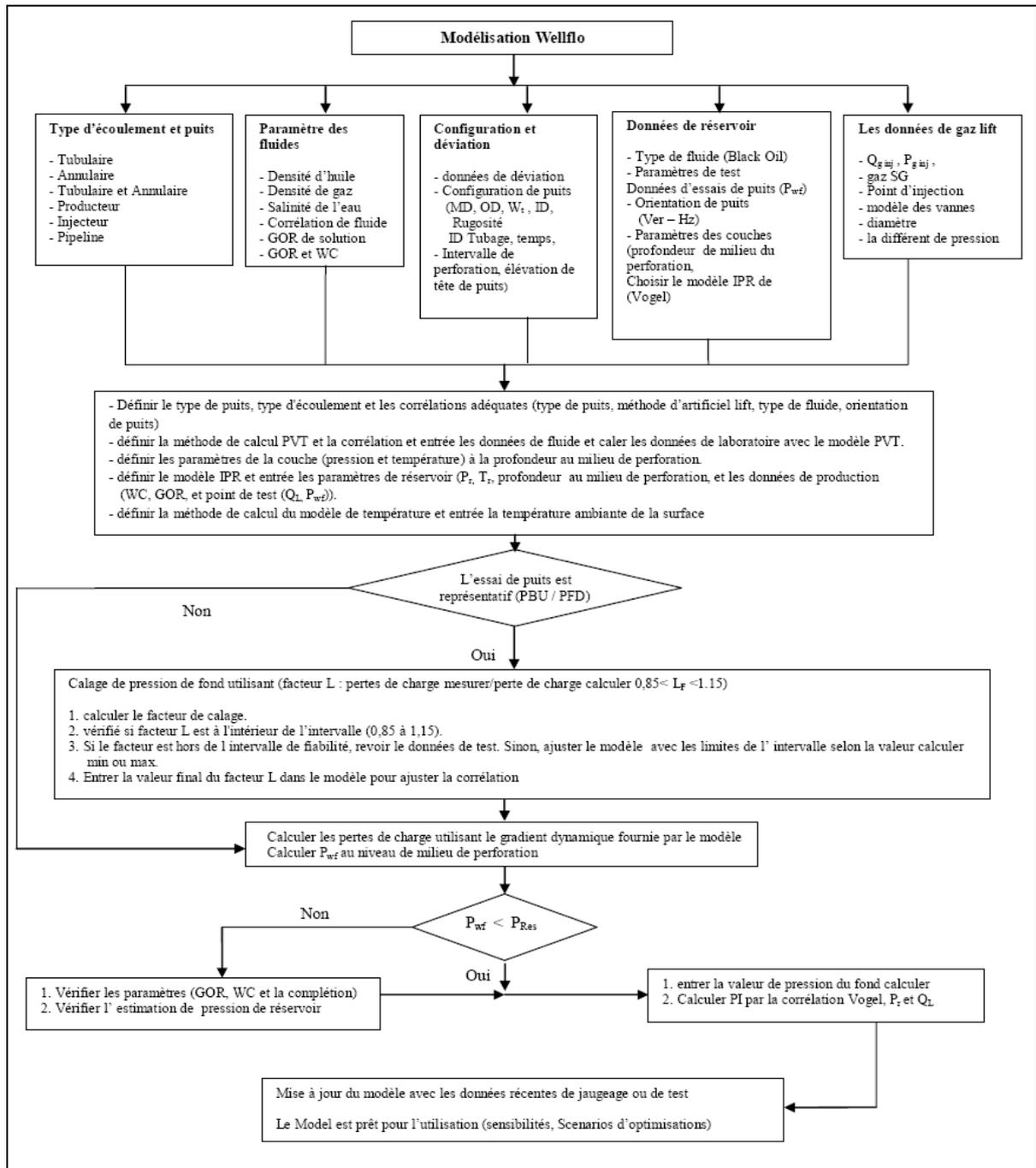


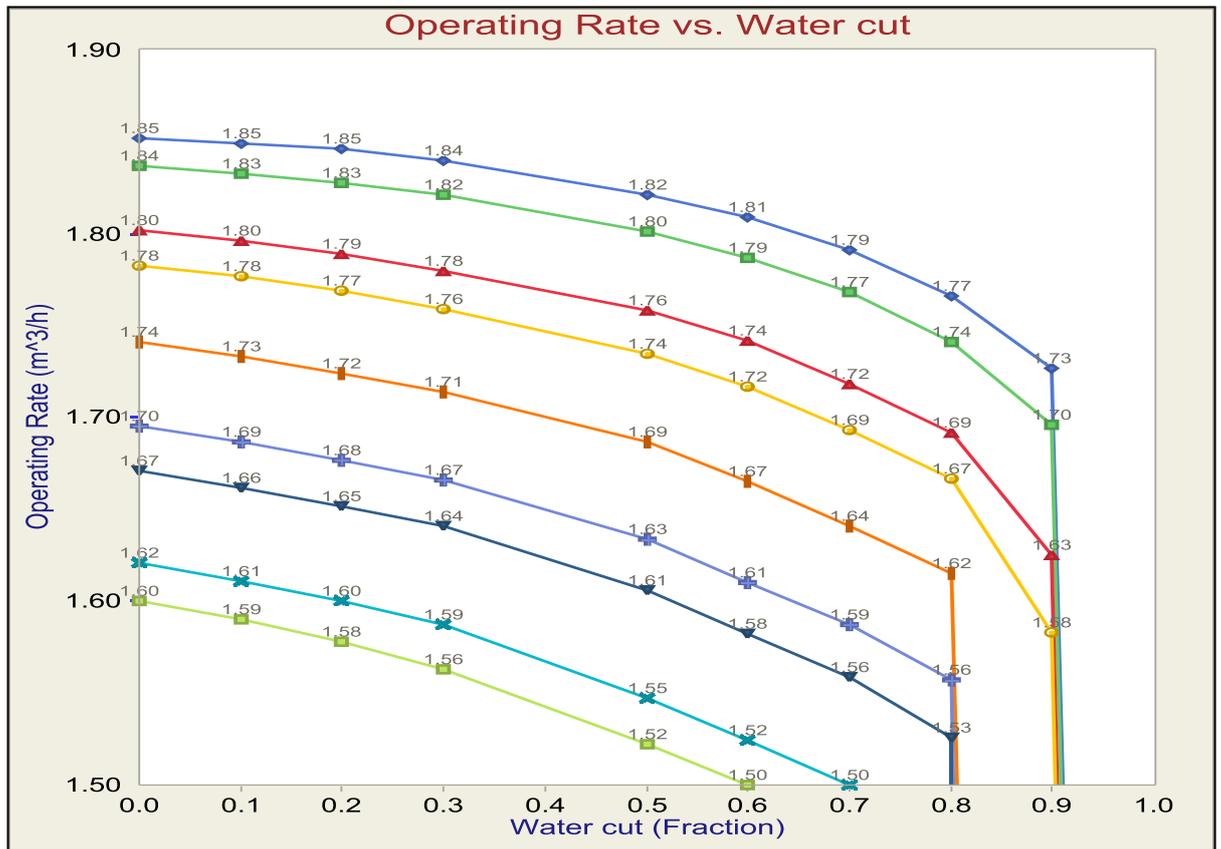
Fig. V.12 : Organigramme de construction et Calage du modèle de puits par Wellflo

**V.5.2.4- Les sensibilités :**

Généralement les sensibilités sont déterminées par rapport aux paramètres qui influent sur la performance de puits. Chaque puits a son comportement de production selon la variation de ces paramètres tel que :

- déplétion (chute de pression de gisement), Percée de gaz et Eau (GOR, Wc) et indice de Productivité (IP).
- Changement du paramètre mécanique (Complétion, Duse.. bouchage, pipe).

Les sensibilités peuvent ce faire selon d'ordre de grandeur d'influence sur la production. La figure (V.13) montre un simple passage de sensibilité effectué pour observer l'impact de WC sur la performance de puits



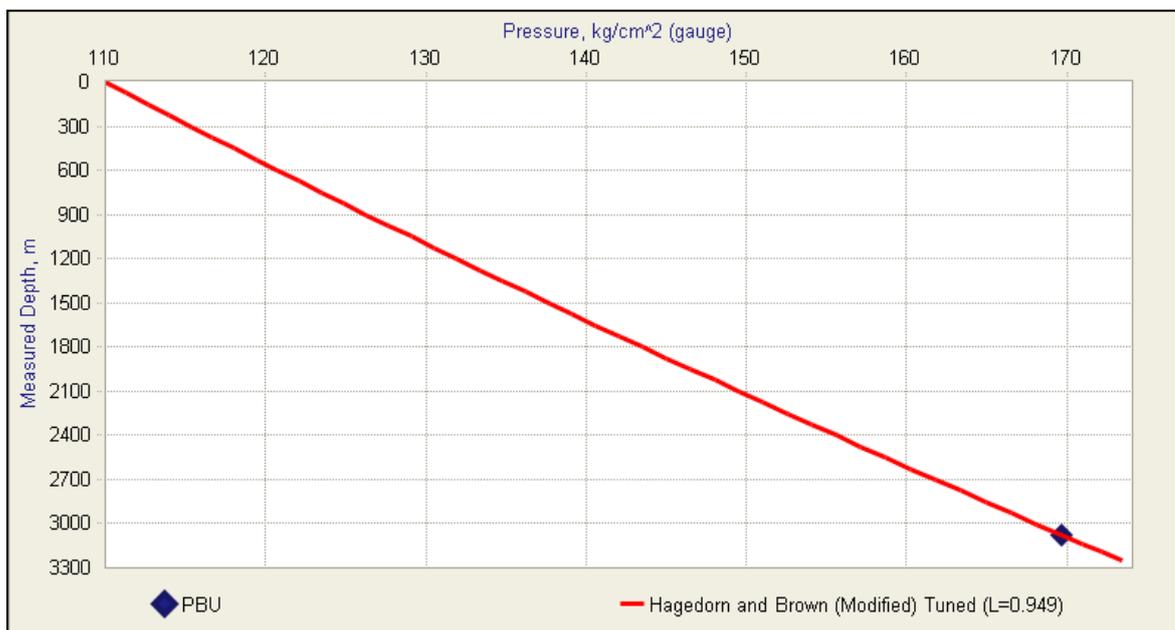
**Fig. V.13:** Sensibilité sur WC et Pression de tête [16]

### V.5.2.5- Exemple sur le calage du modèle avec les données d'essai de puits

Le calage des données du dernier essai de puits (pression de test Build-up ou test PFD) est important pour l'ajustement de la corrélation puits par puits. La corrélation de Hagedorn-Brown (Modifié) a été utilisée tout au long de l'étude de satellite W1A. La procédure de calage est comme suit :

1. Utiliser l'option de calcul pertes de charge dans la colonne de production
2. Faire entrer les données de l'essai de puits, débit de liquide et pression de tête.
3. Faire entrer Les valeur de (GOR et WC) à partir des donnés de Jaugeage correspondant.
5. Sélectionnez la corrélation Hagedorn-Brown (Modifiée) pour le calcul de perte de charge.
6. Sélectionnez> calage> pour déterminer le facteur L qui correspond à la pression de fond mesurée.
8. Si le facteur L est compris entre 0,85 et 1,15, il est considéré comme valide. Si non sélectionnez l'intervalle de la valeur la plus proche de la valeur calculée
  - Facteur de L calculée est de 1,2, alors supposer 1.15,
  - Facteur de L calculée est de 0,7, alors supposer 0,85.

La figure (V.14) illustrer le calage du model avec un facteur de correction  $L = 0.949$ .



**Fig. V.14:** Exemple d'un calage de  $P_{wf}$  avec un facteur  $L = 0.949$  [16]

### V.5.3- Exemple d'un puits éruptif et un puits gaz lift:

Après avoir créé et caler le modèle du puits (MD146, MD13) une analyse des résultats de modélisation été réalisée, prenons en considération toutes les sensibilités et les scénarios d'optimisation possibles.

#### V.5.3.1- Puits Eruptif MD146 :

La modélisation du puits MD146 a été réalisée suivant la procédure illustrée de la partie précédente. Le puits MD146 représente l'exemple d'un puits fort GOR due à la percée de gaz qui est raccordé avec un puits de gaz lift MD13. L'analyse des résultats de modélisation des sensibilités sont illustrées dans cet exemple :

#### -Discussion des résultats :

- 1- Le facteur de correction (L) est de l'ordre de 0.949 qui proche de 1 et qui représente un bon calage du modèle. Dans ce cas la corrélation choisie a bien estimé la pression de fond.
- 2- Le drawdown est très élève ( $\Delta P (P_r - P_{wf}) = 243.4 \text{ kg/cm}^2$ ). Ceci est dû de la percée de gaz (GOR = 3449)
- 3- l'impact de percée de gaz sur la production de puits est très important.

Le tableau (V.2) récapitule les résultats de la modélisation fournie par le modèle de puits MD146.

$P_r$	Kg/cm <sup>2</sup>	380,70
FBHP	Kg/cm <sup>2</sup>	137,30
FWHP	Kg/cm <sup>2</sup>	84,00
FLP	Kg/cm <sup>2</sup>	23,00
Ø duse	mm	11,00
$Q_{\text{huile}}$	Sm <sup>3</sup> /h	1,60
$Q_{\text{gaz}}$	Sm <sup>3</sup> /h	5518,20
$Q_{\text{eau}}$	Sm <sup>3</sup> /h	0,00
GOR	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	3449
Rs	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	202
WC	Fraction	0,00
PI	M <sup>3</sup> /d/kg/cm <sup>2</sup>	0,22
$L_f$	-	0,949

**Tableau V.2 :** les résultats de la modélisation de puits MD146

La figure(V.15) montre les courbes inflow /out flow, ainsi le point de fonctionnement actuelle du puits ( $Q_L = 1.6 \text{ m}^3/\text{h}$  et  $P_{wf} = 137.3 \text{ kg/cm}^2$ )

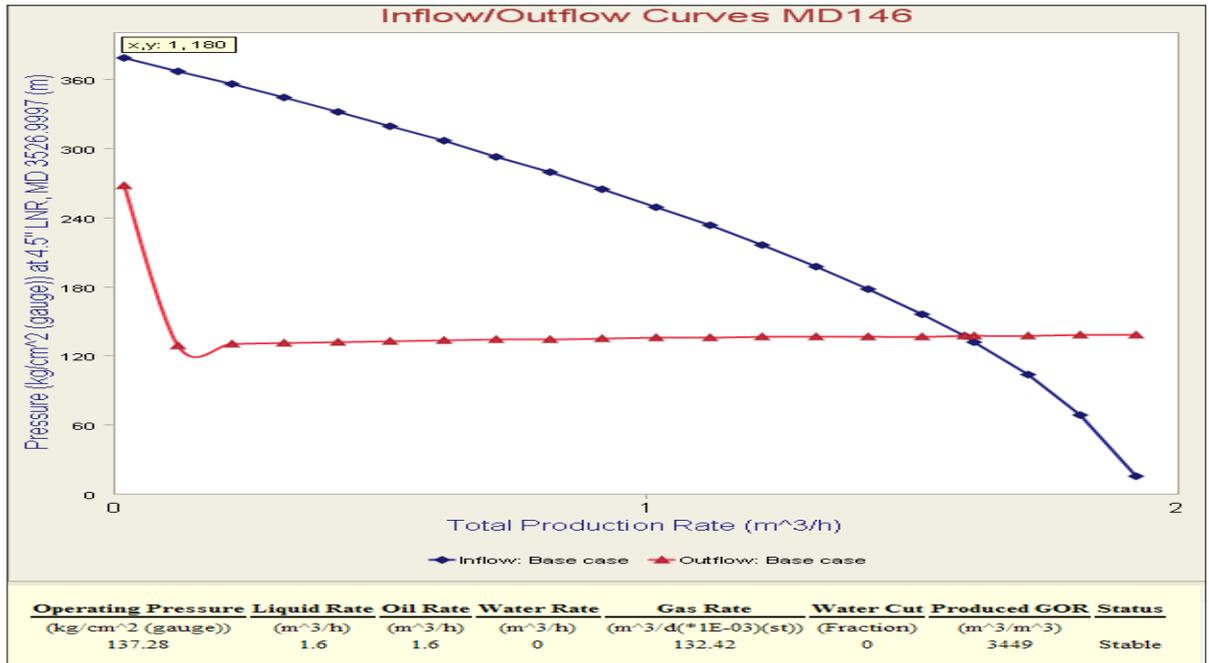


Fig. V.15: Exemple des courbes (inflow /outflow) de puits MD146 [16]

La figure (V.16) montre la courbe de performance de puits MD146 en terme de débit en fonction de pression de tête qui permette de connaitre l'impact de la pression de tête sur la production de puits

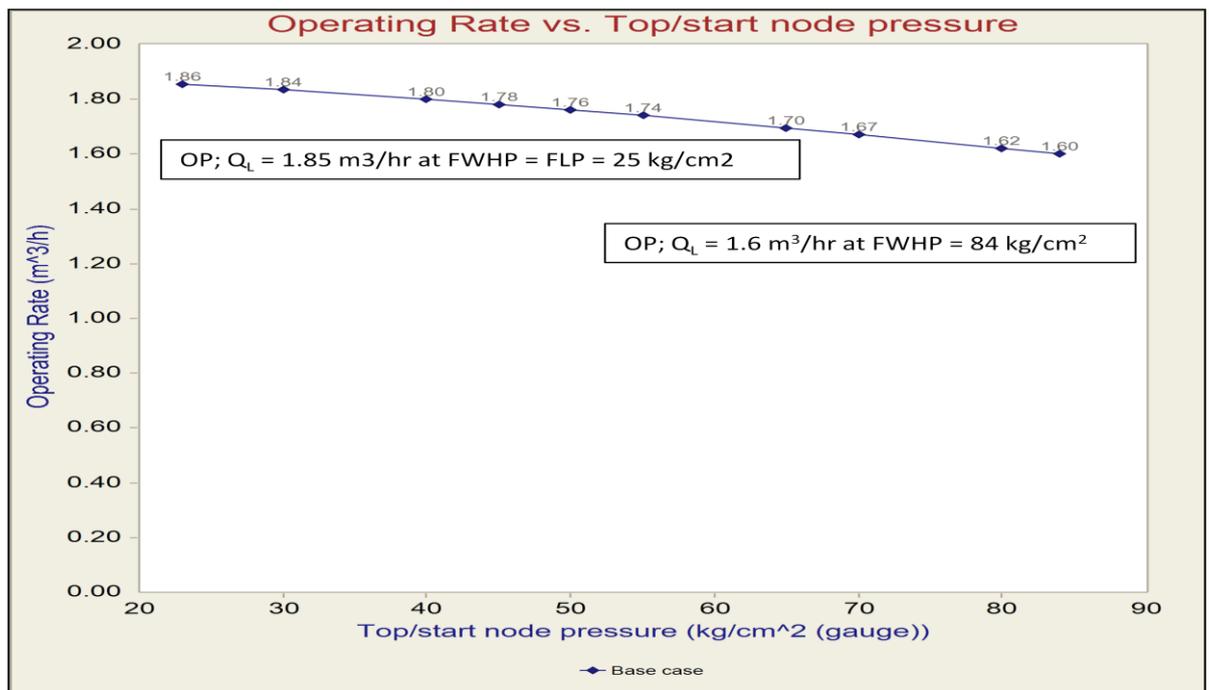
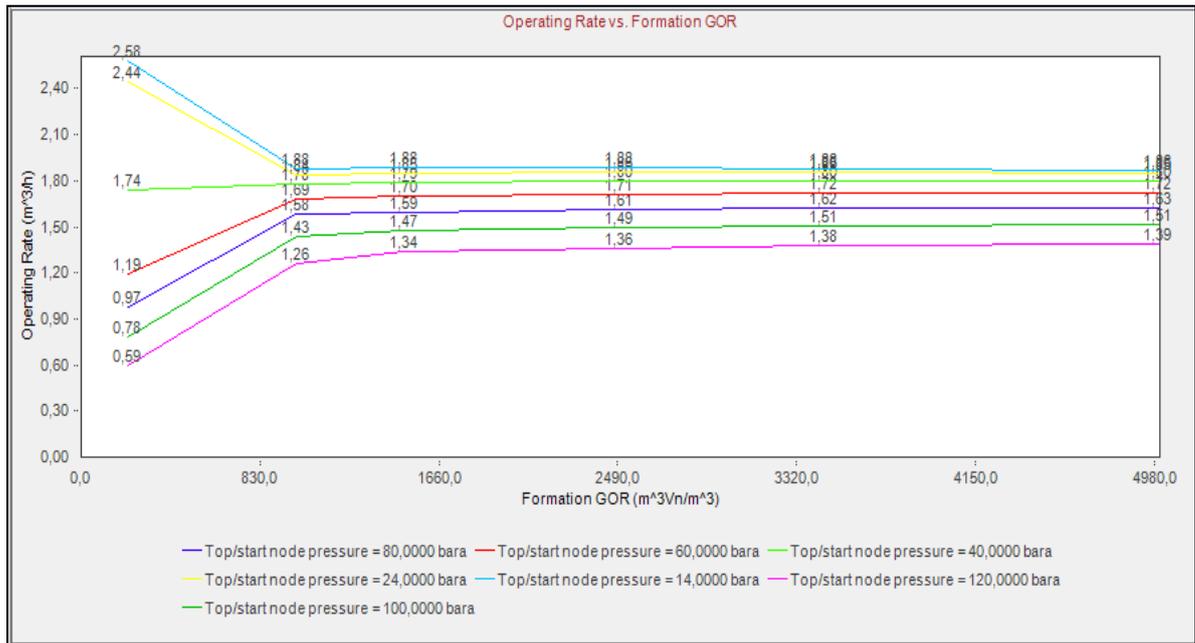


Fig. V.16 : la courbe de performance de puits MD146 [14]

La figure (V.17) illustre les sensibilités sur le GOR et la pression de Tête et leur impact sur la production du puits.



**Fig. V.17** : les sensibilités sur le GOR et la pression de tête de puits MD146 [16]

D'après les résultats des sensibilités, l'impact de GOR est très claire. La réduction du GOR avec l'abaissement de pression de tête montre que il ya un gain estimé de 2 m<sup>3</sup>/h. d'où l'intervention sur le puits pour minimiser la percée de gaz est fortement recommandée.

### V.5.3.2- Modélisation des Puits Gaz lift

La même procédure de modélisation été faite pour crée un model d'un puits gaz lift, avec l'ajout des données gaz lift (pression d'injection et débit de gaz lift injecté). La conception de gaz lift dans le champ Hassi Messaoud est non conventionnelle, l'injection ce faite via un concentrique a l'intérieur du tubing de production. L'écoulement dans ce cas et en mode annulaire. La quantité de gaz injectée est contrôlée par une Duse à la surface.

L'utilisation de la technique d'injection de gaz lift par concentrique été le seul choix, par ce que l'annulaire est rempli par la sommaire pour protéger le tubage contre la pression élevée du couche LD2.

L'inconvénient de cette technique est la difficulté de contrôler des quantités de gaz injectées, ainsi que la réduction de section de passage de fluide et difficultés de réaliser des interventions ou des essais de puits (concentrique a l'intérieur de tubing).

Le problème major du gaz lift dans le champ de Hassid Messaoud est le givrage dans l'hiver qui affect directement la productivité des puits. Dans ce cas le comportement des puits est instable.

### - Puits Gaz lift MD13

Le puits MD13 est un puits gaz lift qui est raccordé avec le puits MD146 dans une même ligne.

#### Discussion des résultats de modélisation:

1. Pour la plus part des puits gaz lift, la quantité de gaz injectée n'est pas souvent mesurée. Dans ce cas la quantité de gaz injectée est calculée a partir du gaz total mesuré pendant le Jaugeage et le gaz de formation ( $Q_{GLinj} = Q_{huile} \times (GOR_t - R_s)$ )
2. L'incertitude dans le calcul de la quantité de gaz injectée peut affecte le calcul de perte de charge dans la colonne de production.
3. Le facteur de correction ( $L_f$ ) est de l'ordre de 0.854 qui proche de la limite inferieur de l'intervalle d'acceptation, dans ce le modèle est forcément calé.
4. Le facteur de correction est infecter par la conception non conventionnelle du gaz lift (Concentrique a l'intérieur du tubing) et l'incertitude de quantité de gaz injectée.
5. Le modèle montre que la quantité actuelle de gaz injectée est optimisée dans le cas au le MD146 est fermé ou dévié.

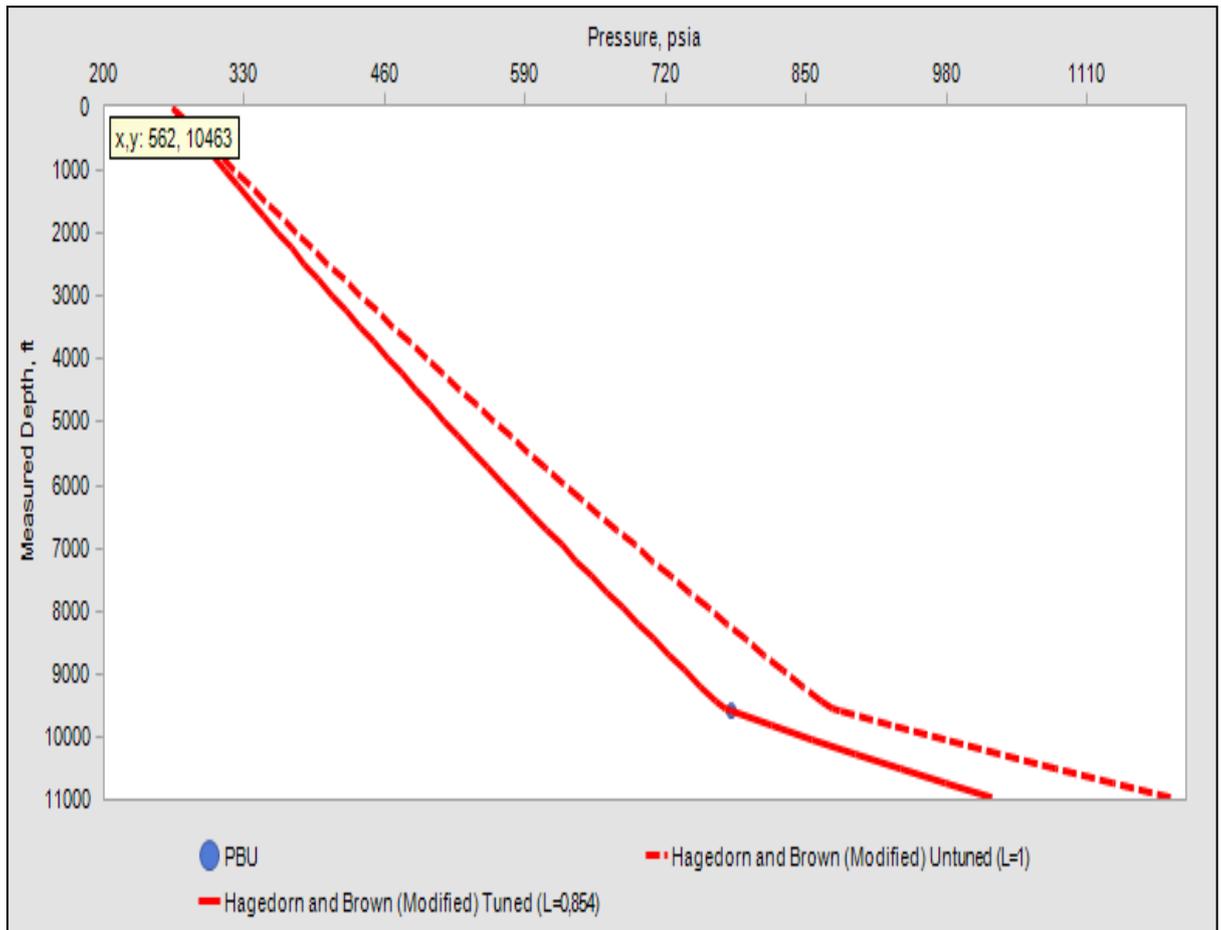
L'impact du puits MD146 sur MD13 sera clarifié dans les parties suivantes de l'étude, Le tableau (V.3) récapitule les résultats de la modélisation fournie par le model de puits MD13.

$P_r$	Kg/cm <sup>2</sup>	174,10
FBHP	Kg/cm <sup>2</sup>	93,90
FWHP	Kg/cm <sup>2</sup>	24,70
FLP	Kg/cm <sup>2</sup>	10,40
Ø duse	mm	14,00
$Q_{huile}$	Sm <sup>3</sup> /h	3,80
$Q_{gaz}$	Sm <sup>3</sup> /h	1540,03
$Q_{eau}$	Sm <sup>3</sup> /h	0,00
GOR	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	405
$R_s$	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	202
WC	Fraction	0,00
PI	M <sup>3</sup> /d/kg/cm <sup>2</sup>	1,36
$L_f$	-	0,854

**Tableau V.3** : les résultats de la modélisation de puits MD13

La figure (V.18) illustre le calage du modèle par rapport à une pression de fond mesurée dans un test build-up. La courbe avec ligne discontinuée représente le gradient dynamique de la pression avec un facteur de correction égale à 1.

La courbe de avec la ligne continuée représente un gradient dynamique de pression corrigé avec un facteur de correction égale a 0.854 pour calage avec la pression de fond mesurée dans le test build-up PBU.



**Fig. V.18** : illustre le calage du modèle de puits MD13 avec ( $L = 0,854$ ) [16]

La figure (V.19) montre les courbes inflow /out flow, ainsi que le point de fonctionnement actuelle du puits MD13 ( $Q_L = 3.8 \text{ m}^3/\text{h}$  et  $P_{wf} = 93.9 \text{ kg/cm}^2$ )

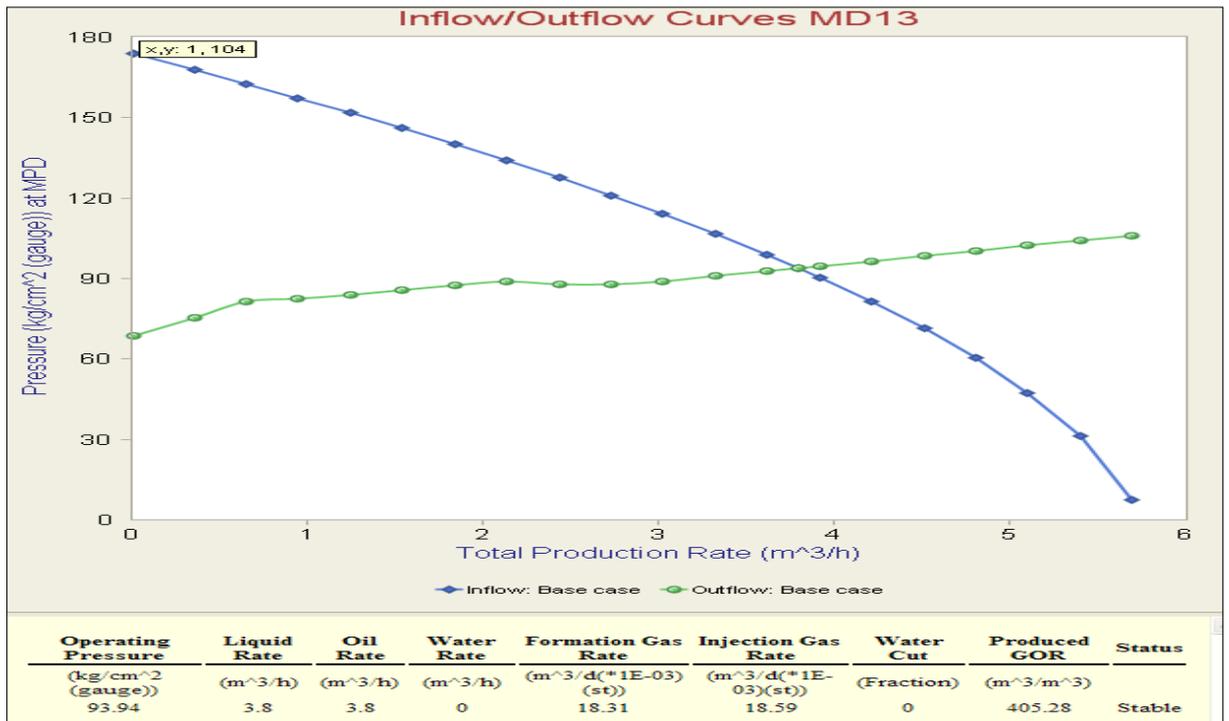


Fig. V.19 : Exemple des courbes (inflow /outflow) de puits MD13 [16]

La figure (V.20) illustré les sensibilités de puits MD13 sur le débit de gaz lift injectée et la pression de Tête, et montre leurs impact sur la production du puits.

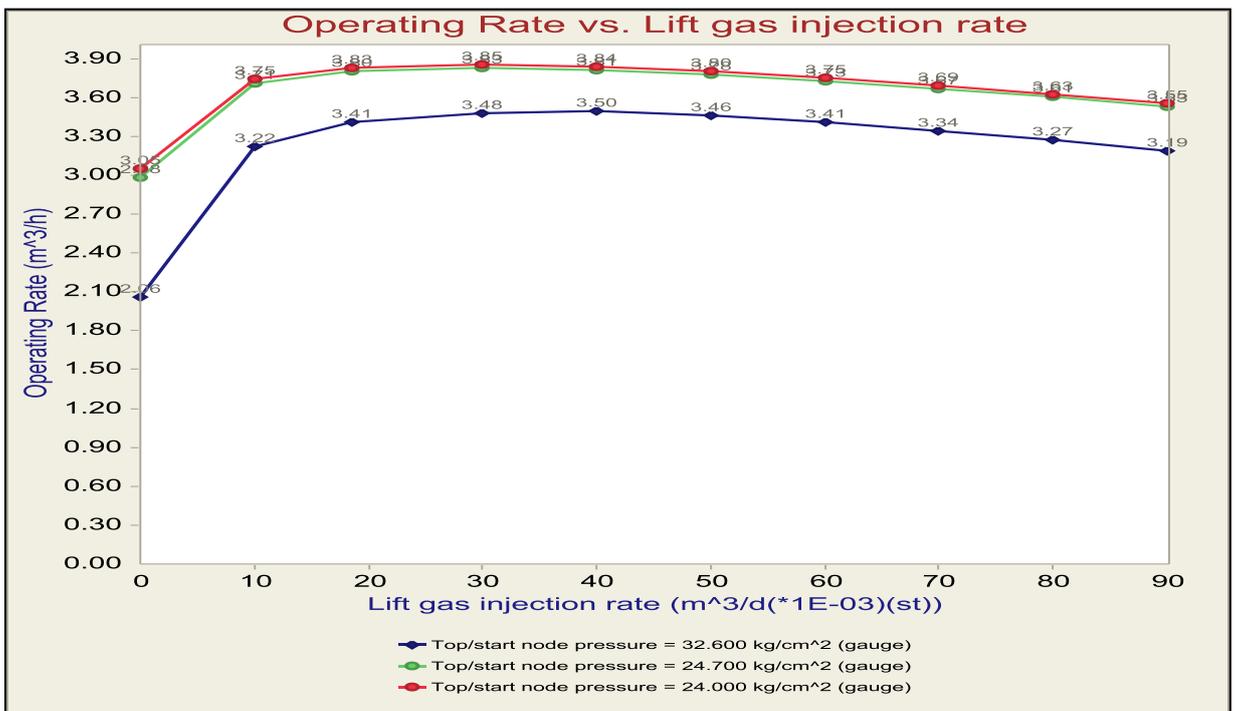


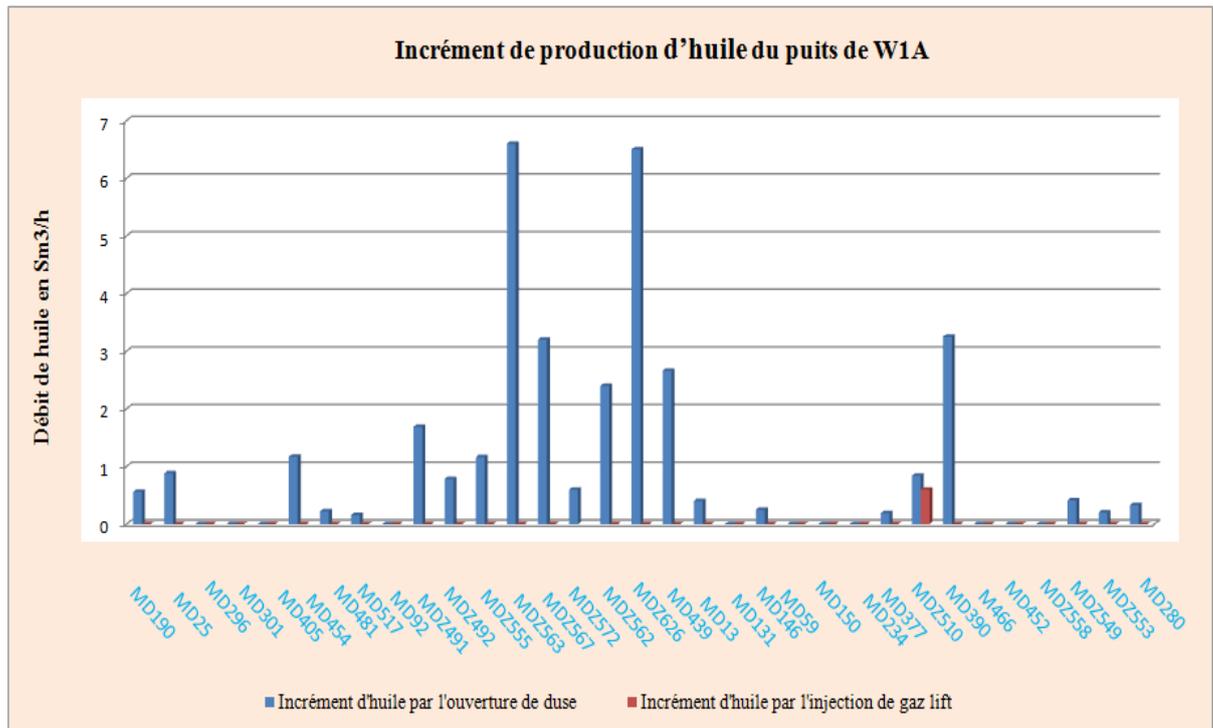
Fig. V.20 : les sensibilités de puits MD13 sur le débit de gaz lift injectée et  $P_T$  [16]

### V.5.4- Analyse des résultats de la modélisation et de sensibilités pour les puits du W1A :

Les modèles (WellFlo) des puits du satellite W1A ont été construits et mise à jour avec les des dernières données afin d'être importer dans le modèle de réseau de surface (ReO) pour évaluer le system intègre puits-réseaux. Les sensibilités étaient réalisées pour chaque puits individuellement pour évaluer l'impact des différentes paramètres sur la production et la performance des puits, Le satellite W1A est compose de 53 puits (18 écoulement naturel et 15 puits en Gaz lift et 20 puits fermes). Les résultats de la modélisation WellFlo de ces 53 puits ont soutenu la possibilité d'augmenter la production d'huile d'environ 50,76 Sm<sup>3</sup>/hr par l'optimisation de diamètres de Duse de production pour chaque puits, Et une possibilité d'augmentation d'environ 5,36 Sm<sup>3</sup>/hr les puits candidats pour gaz lift et aussi par l'optimisation de la quantité gaz injectée dans quelques puits.

Puits	MNF	Type de puits	Estimation P <sub>est100m</sub>	P <sub>est</sub>	P <sub>b</sub>	Jaugeage			GOR	WC	PI	Q <sub>base</sub>	ΔQ <sub>b</sub> (duse)	ΔQ <sub>b</sub> (GL)	Q <sub>base</sub> Actual	Q <sub>base</sub> Opt.	ΔQ <sub>base</sub>	P <sub>est</sub>	L <sub>f</sub>
						FWHP	FLP	Q <sub>b</sub>											
						Kg/cm <sup>2</sup>	Sm <sup>3</sup> /h	Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup>	%	M <sup>3</sup> /d/kg/cm <sup>2</sup>	mm	Sm <sup>3</sup> /h	Sm <sup>3</sup> /h	Sm <sup>3</sup> /d	Sm <sup>3</sup> /d				
MD190	W1A	EN	140,0	80,8	185,0	20,50	8,9	3,00	338	0,0	1,55	12,00	0,56	0,00	-	-	-	-	1,000
MD25	W1A	EN	235,7	106,6	185,0	33,5	9,9	4,80	382	0,0	1,21	15,00	0,88	0,00	-	-	-	-	1,142
MD296	W1A	GL	184,5	57,2	165,0	12,4	12	1,68	518	0,0	0,41	22,54	0,00	-	12755	12755	0	47,8	0,930
MD301	W1A	EN	154,0	39,2	170,0	14,7	9,2	0,40	1224	0,0	0,13	12,70	0,00	0,00	-	-	-	-	1,150
MD405	W1A	GL	224,0	56,5	170,0	14,3	11,9	0,60	492	0,0	0,11	16,67	0,00	-	4103	4103	0	43,9	1,000
MD454	W1A	EN	178,0	94,1	185,0	39	13,8	4,62	635	0,0	1,71	20,00	1,17	0,00	-	-	-	-	1,000
MD481	W1A	EN	220,0	99,4	170,0	34,9	9,4	1,47	1251	2,70	0,53	16,00	0,22	0,00	-	-	-	-	1,000
MD517	W1A	EN	218,3	63,2	185,0	20,1	10,1	3,76	533	0,0	0,86	22,00	0,16	0,00	-	-	-	-	0,920
MD92	W1A	GL	205,0	62,2	185,0	16,9	10,7	1,6	1470	0,0	0,36	15,00	0,00	-	47962	20000	-27962	81,6	1,000
MDZ491	W1A	GL	180,0	82,2	185,0	16,8	8,8	4,6	277	0,0	1,55	18,00	1,69	-	6195	6195	0	62,9	1,000
MDZ492	W1A	EN	219,0	108,8	170,0	25,7	11,8	5,33	215	0,0	1,34	17,5	0,78	0,00	-	-	-	-	0,992
MDZ555	W1A	EN	182,0	95,8	185,0	29,6	9,4	7,00	458	0,0	2,57	16,00	1,16	0,00	-	-	-	-	1,140
MDZ563	W1A	EN	160,0	120,5	185,0	65	11,2	6,80	657	0,0	4,98	13,00	6,60	0,00	-	-	-	-	0,850
MDZ567	W1A	EN	185,0	118,9	170,0	24,9	9,5	8,8	214	0,0	3,61	18,00	3,20	0,00	-	-	-	-	1,045
MDZ572	W1A	EN	250,0	142,9	170,0	49,8	19,8	5,23	2267	16,0	1,74	20,00	0,60	0,00	-	-	-	-	1,000
MDZ562	W1A	GL	186,2	122,9	185,0	35	15,8	9,38	338	0,00	4,31	14,00	2,40	-	26445	26445	0	94,5	1,000
MDZ626	W1A	EN	222,6	149,9	170,0	35,1	14,7	11,40	146	0,00	3,88	12,00	6,5	0,00	-	-	-	-	1,000
MD439	W1B	EN	250,1	163,1	170,0	38,0	10,0	3,52	225	0	0,99	9,50	2,66	0,00	-	-	-	-	1,000
MD13	W1B	GL	175,9	93,9	165,0	24,7	10,4	3,80	405	0	1,36	14,00	0,40	-	18538	18538	0	81,2	0,854
MD131	W1B	GL	248,0	73,1	170,0	15,0	12,0	1,40	559	0	0,22	12,7	0,00	-	11818	11818	0	56,5	1,150
MD146	W1B	EN	379,8	137,3	165,0	84	23,0	1,60	3449	0	0,22	11,00	0,25	0,00	-	-	-	-	0,949
MD59	W1B	GL	240,0	90,5	165,0	22,6	17,5	2,43	987	14	0,50	19,00	0,00	-	45762	30000	-15762	95,9	1,150
MD150	W1B	GL	206,0	62,1	165,0	28,8	15,5	0,72	2188	0	0,10	14,00	0,00	-	34326	15000	-19326	68,1	0,850
MD234	W1B	GL	194,1	71,6	165,0	16,8	10,9	1,20	426	0	0,29	16,67	0,00	-	6441	6441	0	51,7	1,023
MD377	W1B	EN	216,0	70,5	170,0	24,7	11,4	2,8	789	0	0,66	11,00	0,19	0,00	-	-	-	-	1,000
MDZ510	W1B	GL	245,0	161,4	170,0	16,2	11,0	8,08	174	18	2,89	16,00	0,84	0,60	0	3504	3504	-	1,009
MD391	W1B	EN	155,0	129,2	170,0	42,7	11,9	3,80	544	24	4,88	13,09	3,25	0,00	-	-	-	-	1,000
MD446	W1B	GL	240,0	66,8	170,0	16,7	7,3	2,00	590	0	0,33	14,00	0,00	-	18363	18363	0	58,0	1,000
MD452	W1B	EN	270,5	78,2	170,0	21,7	13,4	1,00	2342	42	0,32	12,00	0,00	0,00	-	-	-	-	1,000
MDZ558	W1B	GL	224,2	63,0	170,0	23,0	16	0,40	9844	0	0,07	14,00	0,00	-	92510	20000	-72510	127,4	0,856
MDZ549	W1B	EN	220,0	96,2	170,0	29,6	12,3	3,00	594	12	0,88	14,00	0,41	0,00	-	-	-	-	1,000
MDZ553	W1B	GL	145,0	80,2	165,0	17,2	12,0	4,17	556	0	1,92	15,90	0,20	-	35420	35420	0	74,6	1,010
MD280	W1B	GL	169,6	86,3	165,0	17,9	10,6	3,98	392	0	1,43	20,00	0,33	0,00	18186	18186	0	71,5	1,118
<b>Total</b>								<b>124,37</b>					<b>34,45</b>	<b>0,60</b>	<b>378824</b>	<b>246768</b>	<b>-132056</b>		

Tableau V.4: Résultats de la modélisation par puits du satellite W1A



**Fig. V.21:** Résultats de la modélisation par puits du satellite W1A

### V.5.5- Scénarios d'optimisation de production par puits

Un scénario pour l'estimation de l'augmentation de la production d'huile été réalisé, si la pression de tête est approximativement proche de la pression de ligne. L'incrément estimer est d'environ  $50.7 \text{ Sm}^3/\text{hr}$ . Ce scenario représente le potentiel maximal des puits qui correspond a une ouverture maximale de la Duse, tout en respectons les contraintes de réservoir et de réseau. Dans cette étude été important de catégoriser les puits selon leur degré de problème (Puits à faible risques et puits à haut risque).

L'incrément apporter a partir des puits a haut risque est relie avec plusieurs paramètres et contraintes ce qui nécessite une étude approfondie. Dans cette partie de l'analyse des résultats d'optimisation par puits, il été important d'étudier les puits a faible risque comme première priorité.

#### V.5.5.1- Les puits à faible risque

Critères de sélection : la sélection des puits a faible risque se fait selon les critères approuvé par le réservoir engineering tels que :

1.  $WC < 5\%$  ;  $GOR < 500 \text{ m}^3/\text{m}^3$  et  $Pr > Pb + 5$
2. Sept puits à faible risque ont été sélectionnés, leur maximum incrément est d'environ  $20,36 \text{ Sm}^3/\text{h}$  qui représente l'ouverture maximale de Duse.

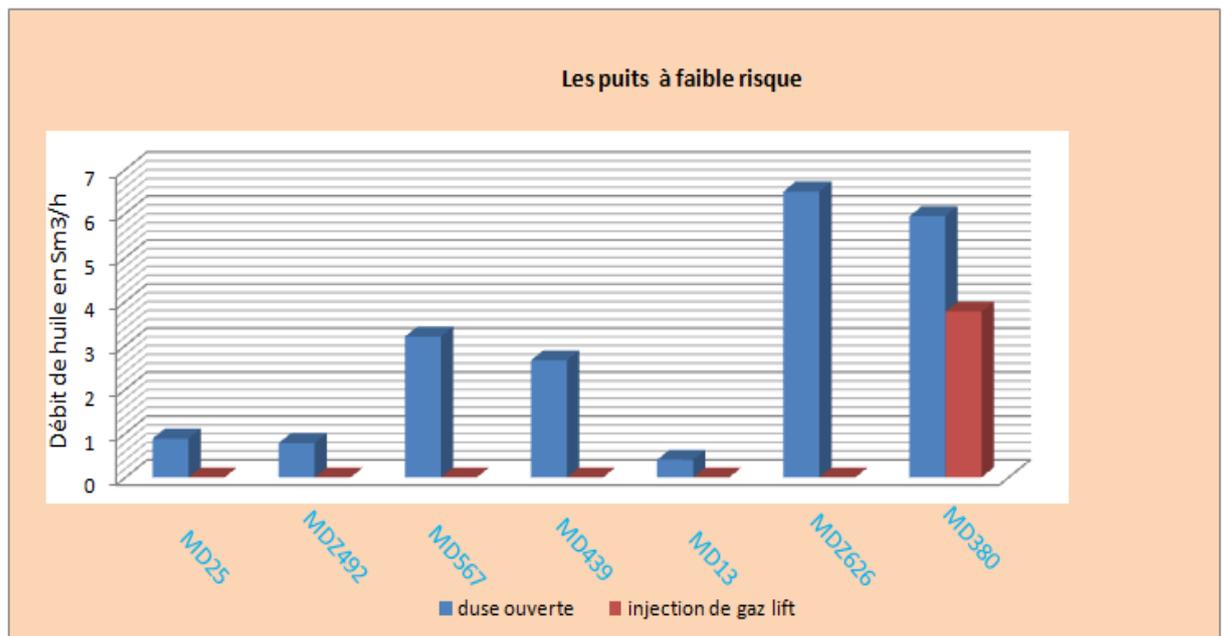
3. les sept sélectionné ont un WC égale a zéro ce qui élimine la possibilité de provoquer L'augmentation de percée d'eau.

Le tableau (V.5) montre tous les paramètres de production et l'incrément puits par puits.

Puits	MNF	Type de puits	Estimation $P_{e,0,3100m}$	$P_{écoulement}$	$P_b$	Jaugeage			GOR	WC	PI	$\phi_{duse}$	$\Delta Q_b$ (duse)	$\Delta Q_b$ (GL)	état
						FWHP	FLP	$Q_b$							
						Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>	Kg/cm <sup>2</sup>							
MD25	W1A	EN	235,7	106,6	185,0	33,5	9,9	4,80	382	0,0	1,21	15	0,88	0,00	ouvert
MDZ492	W1A	EN	219,0	108,8	170,0	25,7	11,8	5,33	215	0,0	1,34	17,5	0,78	0,00	Ouvert
MDZ567	W1A	EN	185,0	118,9	170,0	24,9	9,5	8,80	214	0,0	3,61	18	3,20	0,00	Ouvert
MD439	W1B	EN	250,1	163,1	170,0	38,0	10,0	3,52	225	0	0,99	9,5	2,66	0,00	Ouvert
MD13	W1B	GL	175,9	93,9	165,0	24,7	10,4	3,80	405	0	1,36	14	0,40	0,00	Ouvert
MDZ626	W1A	EN	222,6	149,9	170,0	35,1	14,7	11,40	146	0	3,88	12	6,50	0,00	Ouvert
MD380	W1A	EN	206,0	184,3	185,0	23,0	13,0	5,56	172	4	6,36	12,7	5,94	3,77	fermer
Total													20,36	3,77	

**Tableau V.5:** les paramètres de production et l'incrément estimer dans les puits a faible risque

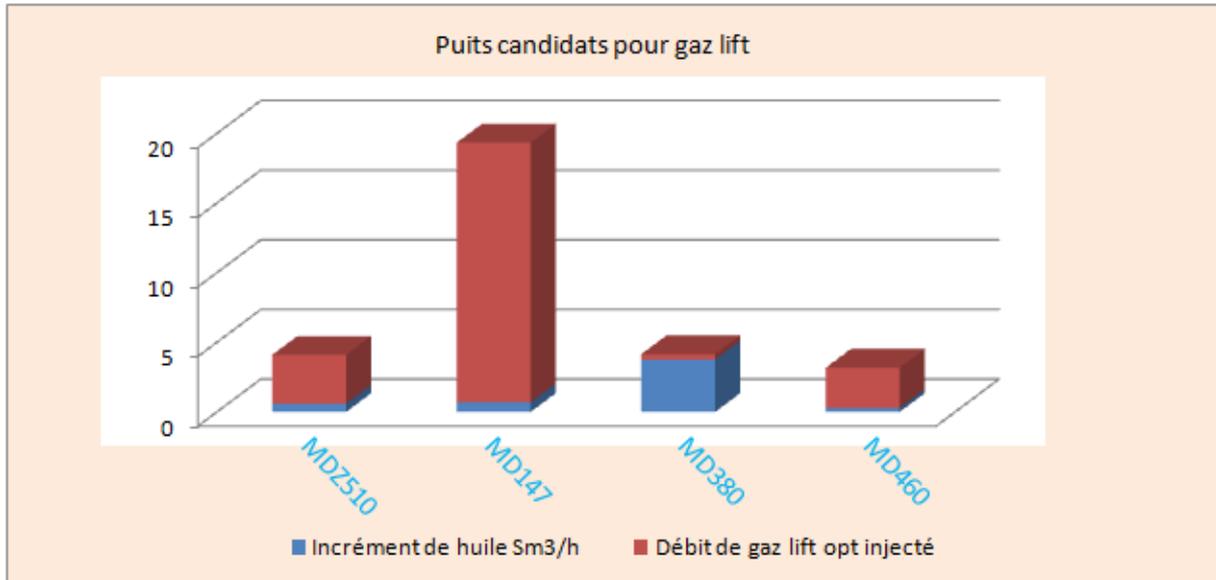
La figure (V.22) illustre l'incrément pour les sept puits à faible risque des deux scénarios ouverture maximale de la duse et installation de gaz lift (GL) pour les puits sélectionnés comme candidat pour GL.



**Fig. V.22:** L'incrément estimé dans les puits à faible risque

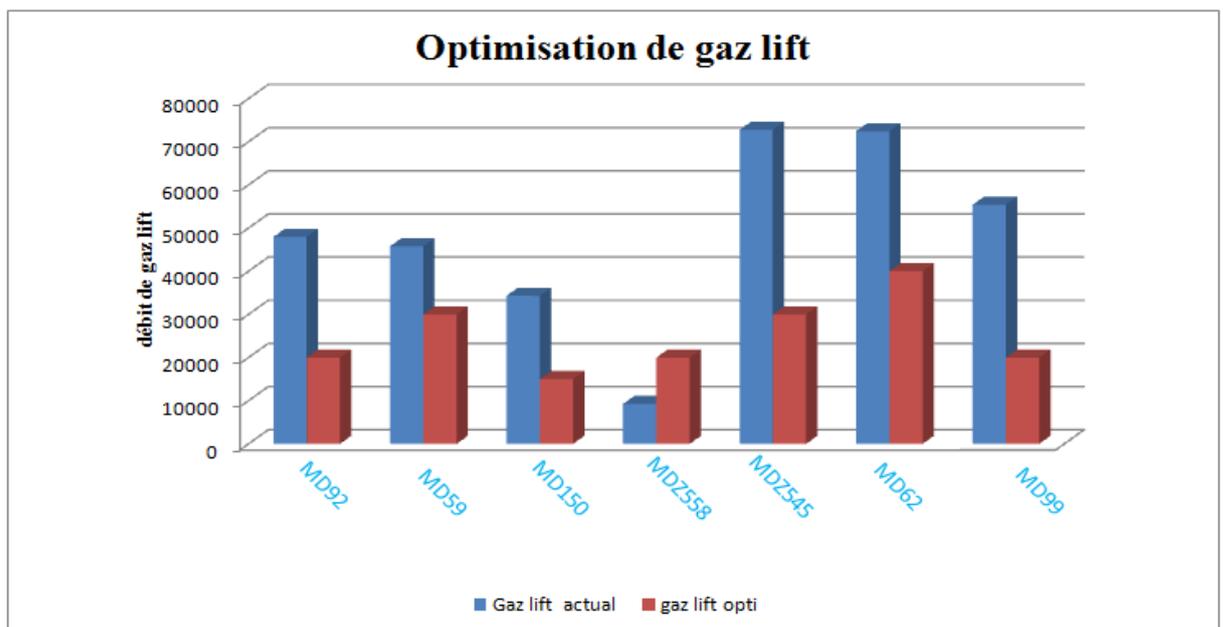
### V.5.5.2- Puits candidats pour gaz lift :

D'après les résultats de sensibilités des différents paramètres, Quatre puits sont retenus comme candidats et nécessitent une installation GL, le gain estimé est d'environ 5.3 Sm<sup>3</sup>/h. L'aspect économique est important pour approuver les recommandations techniques.



**Fig. V.23:** l'incrément estimé avec la quantité injectée pour les puits candidats au GL  
- L'optimisation de la quantité de gaz injectée pour les Puits GL

Les résultats de sensibilités sur le débit de gaz injecté a montré qu'il y a plusieurs puits qui ont un excès de gaz injecté, L'utilisation des modèles de puits a permis de déterminer la quantité de gaz lift optimale pour chaque puits.



**Fig. V.24 :** Quantités optimale de gaz lift injecté par apport au gaz lift actuel

### V.5.6-La modélisation de réseau par ReO :

La modélisation de réseau consiste à collecter les données nécessaires pour avoir une conception sur le réseaux, puis ajuster ce modèle avec les modèles des puits pour obtenir un scénario d'optimisation de réseau et une conception de raccordement des puits entre eux et le schéma ci-dessous explique le design du réseaux W1A :

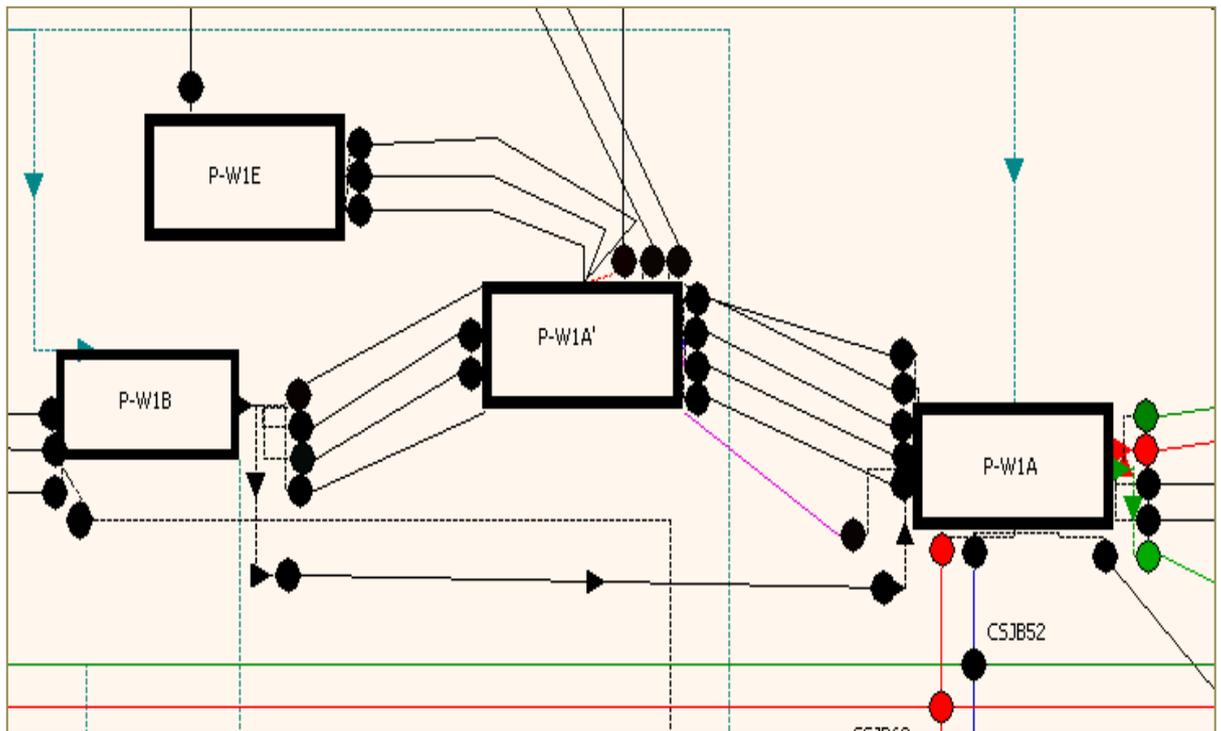


Fig. V.25 : modèle W1A par Reo [15]

#### V.5.6.1-collecté des données :

##### 1- données du réseau

- ❖ Les équipements du centre de traitement.
- ❖ Réseau de production
- ❖ Diagrammes des sous-manifolds et manifold d'E2A.
- ❖ Propriétés des fluides.
- ❖ Le réseau d'approvisionnement du gaz lift.
- ❖ Contraintes sur le débit et la pression de fonctionnement des équipements.

## 2- données de puits

- ❖ Courbe de performance du puits à partir du modèle de puits.
- ❖ FWHP, débit d'huile, débit d'eau, débit de gaz et le débit du gaz lift actuels.
- ❖ Taille de la duse (Diamètre) et pression de ligne.

## 3- Statistique de réseau

A partir de schéma de satellite de W1A et les données de tableaux (Dans les chapitres Précédents) on peut conclure :

- Le puits le plus éloigné du satellite est MD296 avec une distance 6585m et un de diamètre 6"
- Les puits raccordés par la même jonction : par exemple les puits (Z492, Z563, MD 517 MD 92, Z 562)
- Puits à fort GOR sont raccordés avec des puits à faible GOR par exemple :

Nom de puits	état	Ø("), L(m)	Q <sub>o</sub> Sm <sup>3</sup> /h	P <sub>l</sub> /P <sub>t</sub>	GOR m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	W <sub>c</sub> %
Z 492	Open NF	6"- 2670 + 8"- 30	5.33	0.46	215	0
Z563	Open NF	6"- 500 + 8"- 3170 + 8"- 30	6.8	0.17	675	0
MD517	Open NF	6"-200 +8"-500+8" -3170 + 8"-30	3.76	0.50	533	0
MD 92	Open GL	8"-370 + 8"- 280+8" 500 + 8" - 3170 + 8"- 30	1.6	0.63	1470	0
Z 562	Open GL	6"-450 + 8"-280 +8" 500 + 8" -3170 + 8"-30	9.38	0.45	338	0

**Tableau V.6** : La différence de GOR entre les puits raccordés

### V.5.6.2- l'intégration de capacité d'exploitation et les contraintes de pression:

Le débit primaire et les contraintes de pression au niveau W1A sont les suivantes:

- a) la pression d'entrée d'aspiration de compresseur égale à  $5 \text{ kg/cm}^2$
- b) la capacité de gaz de compression est  $1830 \text{ e}^3 \text{ sm}^3 / \text{j}$
- c) La capacité de débit d'huile dans la séparation est de  $12.000 \text{ sm}^3 / \text{j}$

le première opération est contrôlée la pression de séparation ( $P_{\text{sep}}$ ) à l'installation W1A, Cette pression varie dans la période d'examen entre  $[8,5 \text{ à } 10,5 \text{ kg/cm}^2]$  avec une moyenne de  $9,5 \text{ kg/cm}^2$  dans les conditions normales de fonctionnement, et la pression d'admission W1A ( $P_{\text{man}}$ ) variait de  $[8,7 \text{ à } 10,3 \text{ kg/cm}^2]$  avec une moyenne de  $9,7 \text{ kg/cm}^2$ .

Pour la modélisation de pression de séparation ( $P_{\text{sep}}$ ) a été fixé à  $9,5 \text{ kg/cm}^2$  avec un incrément dans le manifold de  $0,2 \text{ kg/cm}^2$ .

La valeur maximale observée  $P_{\text{man}}$  à était inférieur à la  $P_{\text{sep}}$  maximale que le manomètre n'a pas comptabilisé au moment de la  $P_{\text{sep}}$  maximum.

### V.5.6.3- Les procédures d'ajustement du modèle Reo:

Le modèle ReO d'W1A a été ajusté à partir des données obtenues pendant la campagne de mesures. Ceci a été fait comme suit :

- Commencer par la fermeture de tous les puits.
- Choisir un sous-manifold et ouvrir les puits qui produisaient pendant la campagne de mesures. Ajuster le modèle selon le procédé décrit ci-dessous.
- Procédé d'ajustement pour un sous-manifold spécifique :

1. Ouvrir le modèle de base ReO.
2. Choisir un sous-manifold.
3. Importer la plupart des mises à jour récentes des modèles de WellFlo dans le modèle de ReO.
4. Ouvrir les puits qui produisaient pendant la campagne de mesures.
5. Dans ReO:
  - a. Pour chacun des puits, imposer (Fixer) la duse à une pression réduite. Appliquer la contrainte de la pression du Jaugeage  $P_i$  comme une 'limite objective' pour chacun des puits. Ceci peut être appliqué au nœud du puits ou à la vanne immédiatement en aval du puits.
  - b. En outre, pour chaque puits à gaz lift, imposer (régler) le taux disponible du gaz lift au taux obtenu à partir de l'essai. La vanne à gaz du gaz lift doit être ouverte.

6. Lancer ReO et vérifier que les taux des puits rivalisent étroitement avec ceux mesurés dans le jaugeage. C'est un essai pour voir que le modèle de WellFlo a été importé correctement et donne le résultat prévu.
7. Fixer la pression du séparateur d'W1A à la valeur mesurée (9,5 Kg/cm<sup>2</sup>). En outre un échangeur de chaleur est inclus en amont du séparateur. Une différence de pression (1.2 Kg/cm<sup>2</sup>) est entrée tels que la pression du manifold d'W1A peut également être modélisée comme mesurée.
8. Calibrer les collecteurs du sous-manifold au manifold d'W1A. Lancer le modèle et observer les pressions au sous-manifold. Ajuster les facteurs du collecteur pour obtenir la pression de fonctionnement du sous-manifold comme mesurée en exécutant le modèle itérativement.
9. Calibrer les lignes d'écoulement du puits individuel jusqu'au sous-manifold. Observer la pression ligne ( $P_{line}$ ) au niveau de chaque puits et ajuster les facteurs du pipeline pour obtenir  $P_{line}$  comme celle mesurée en exécutant le modèle itérativement.
10. Nécessité de calibrer la duse. La corrélation de la duse est Sachdeva pour modeler les deux écoulements critique et sous-critique. Régler le cadre de la duse pour chaque puits au maximum avec 128/64ths. Lancer le modèle ReO puis vérifier les résultats et obtenir le diamètre de la duse du modèle (En millimètre).
11. En Excel, calculer le facteur d'ajustement de la duse en divisant le diamètre de la duse modèle/diamètre réel de la duse.
12. Pour chaque puits, changer l'état de la duse aux duses fixes puis faire entrer le diamètre actuel et le facteur de la duse calculés précédemment. Désactiver la limite objective de la pression de tête du puits.  
Lancer le ReO et confirmer que les débits du puits, les pressions de tête du puits, les pressions des lignes, et les pressions des manifolds sont comme prévues ou mesurées. Pour les puits dont l'écoulement est sous-critique, il peut-être nécessaire de faire des itérations plus loin tant que ces puits sont sensibles à la pression aval. Le sous-manifold est maintenant calibré.

### V.5.6.4- Calage et calibration de Résultats de ReO:

Les données fixes dans le modèle finale sont la contrainte de pression au niveau du séparateur et la limite de débit de gaz au niveau du compresseur et pour les puits Gaz lift il est nécessaire d'entrer le débit d'injection de Gaz lift.

Toutes les autres pressions et débit de production sont calculés par le modèle.

La perte de charge mesurée dans le réseau de collecte et dans la duse et compensées par l'application de facteurs d'ajustement de ligne d'écoulement (FTF) et les facteurs d'ajustement de la duse (CTF) pour obtenir la mesure réelle que le modèle reflète.

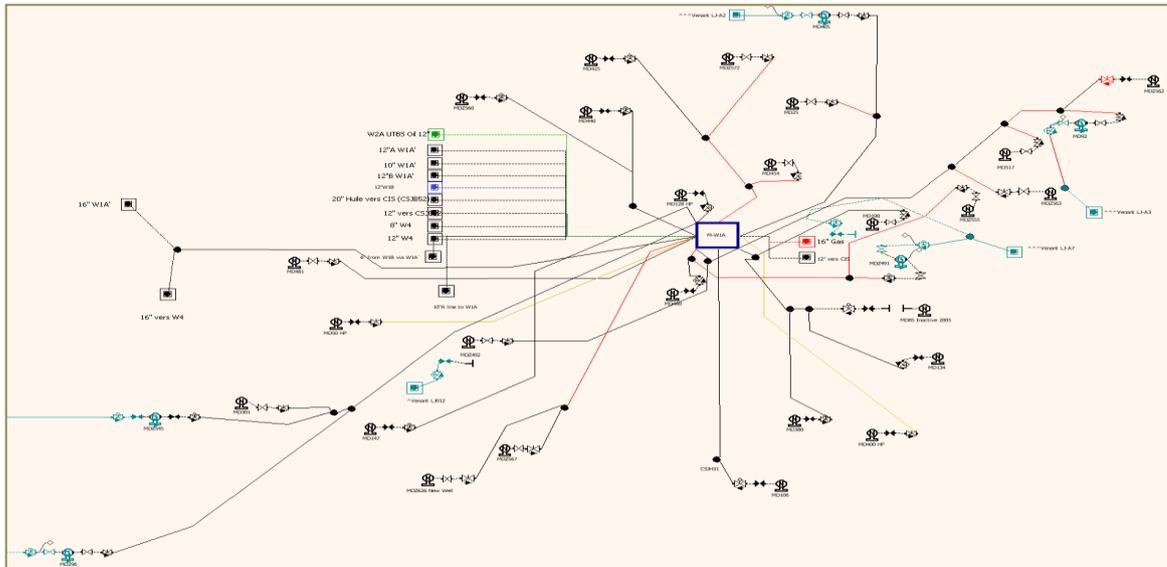
Le Réglage du modèle de satellite W1A à la contrainte de pression de Duse donné les factures FCT et FTF dans le tableau (V.7) illustrée le résultat d'ajustement de ReO.

Puits	MNF	Régime d'écoulement	$P_i$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$P_{i,0}$ (kg/cm <sup>2</sup> )	$Q_{huile}$ (sm <sup>3</sup> )	Duse (mm)	CTF	Corrélation	$Q_{GL,act}$ (e <sup>3</sup> sm <sup>3</sup> /d)	Type	Intervalle (e <sup>3</sup> sm <sup>3</sup> /d)	FTF	
MD190	W1A	Sub-critique	20,7	10,5	71,5	12	1,47	Sachdeva				0,95	1
MD25	W1A	Critique	33,7	10,9	114,9	15	1,2	Sachdeva				0,87	0,85
MD296	W1A	Gaz lift	12	11,4	40,3	23	1,22	Sachdeva	12,8	Bound	0-12,8	0,7	0,62
MD301	W1A	Sub-critique	15,4	11,3	9,5	12,7	0,83	Sachdeva				0,7	0,7
MD405	W1A	Gaz lift	14	11,5	14,9	17	0,9412	Sachdeva	21,3	Max	0-22,4	0,4055	0,85
MD454	W1A	Critique	39	14	110,6	20	0,914	Sachdeva				0,6	0,85
MD481	W1A	Critique	33,1	10,7	35,7	16	0,91	Sachdeva				0,67	-
MD517	W1A	Sub-critique	20,5	12	90	22	1	Sachdeva				0,479	0,85
MD92	W1A	Gaz lift	18	12,1	38,1	15	1,33	Sachdeva	48	Min	48	0,3923	0,3923
MDZ491	W1A	Gaz lift	38,7	14,6	88,1	18	0,823	Sachdeva	18,5	Bound	18,52	0,3632	0,739
MDZ492	W1A	Sub-critique	21,8	11,6	138,1	17,46	1,3	Sachdeva				0,7	1
MDZ555	W1A	Critique	30,3	14,9	166	16	1,5	Sachdeva				0,739	0,739
MDZ562	W1A	Critique	35	17,3	224,7	14	1,62	Sachdeva				1,15	0,3923
MDZ563	W1A	Critique	65	12,7	162,5	13	1,32	Sachdeva				0,615	0,85
MDZ567	W1A	Critique	24,9	11,5	210,7	18	1,475	Sachdeva				0,87	0,87
MDZ572	W1A	Critique	60,6	17,9	223,5	20	1,324	Sachdeva				0,738	0,850
MDZ626	W1A	Critique	36,1	15,4	272,7	12	2,1	Sachdeva				1,050	0,870
MD13	W1B	Gaz lift	32,7	24	81,4	14	1,16	Sachdeva	18,5	Bound	18,5-20,3	0,8	0,8
MD131	W1B	Gaz lift	17,5	15,2	33,1	13	1,321	Sachdeva	11,8	Bound	11,8-12	0,85	0,85
MD146	W1B	Critique	83,9	25,3	38,2	11	1,14	Sachdeva				0,627	0,8
MD150	W1B	Gaz lift	28,7	15,5	17,3	14	0,84	Sachdeva	34,3	Bound	34,33	0,5841	0,85
MD234	W1B	Gaz lift	17,6	13,5	28,8	17	0,824	Sachdeva	8,7	Min	0-40	1,3	0,84
MD280	W1B	Gaz lift	20,5	14,3	91,1	20	1,05	Sachdeva	14,7	Max	0-43,5	0,84	0,84
MD377	W1B	Sub-critique	24,4	13,7	67,3	11	1,727	Sachdeva				0,7037	0,7037
MD391	W1B	Critique	42,7	14	91,1	13	1,293	Sachdeva				0,85	-
MD439	W1B	Critique	38	13,9	84,7	9,5	1,37	Sachdeva				1,15	1,15
MD446	W1B	Gaz lift	22,8	14,8	46,3	14	1,095	Sachdeva	18,4	Bound	18,4-19,7	0,635	0,85
MD452	W1B	Sub-critique	21,1	14,6	24	12	1,639	Sachdeva				0,79	1,15
MD59	W1B	Gaz lift	23	17,2	58	19	1,113	Sachdeva	46	Bound	46	0,34	0,85
MDZ510	W1B	Sub-critique	17,5	14,3	185,1	16	2,23	Sachdeva				0,82	-
MDZ549	W1B	Critique	32,45	14,2	70,2	14	1,165	Sachdeva				0,5682	0,9
MDZ553	W1B	Gaz lift	18	14,65	98,6	16	1,72	Sachdeva	35	Bound	35-40	0,82	0,9

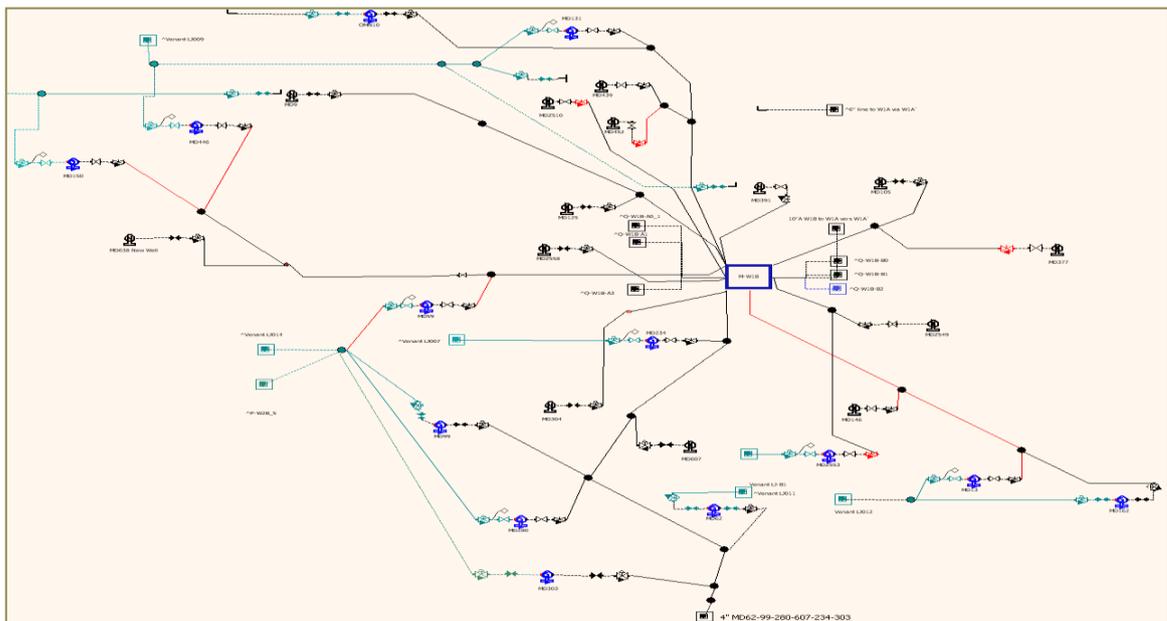
Tableau V.7 : Le resultat d'ajustement de ReO

**V.5.6.5 La modélisation du FTF par ReO et l'analyse du gradient de pression ( $\Delta P/\Delta L$ ) :**

En ajustant le Modèle de ligne est fait pour réparer les pertes de charge et reflète les mesurées dans le réseau au cours de jaugeage de pressions lignée. Les figures (V.26 et V.27) illustrent la carte réseau de chaque manifold, la Couleur rouge indiquent le gradient de pression avec  $\Delta P/\Delta L$  ( $\text{kg}/\text{cm}^2 / \text{Km}$ ) supérieur à 1, et la Duse qui demandait les facteurs d'ajustement de la duse (CTF) plus élevé à 1,5.



**Fig. V.26 :** le modèle ReO du sous manifold W1A avec modèle puits [15]



**Fig. V.27 :** le modèle ReO du sous manifold W1b avec modèle puits [15]

### - Puits avec un haut facteur d'ajustement de la duse :

Avec la respecté de facture de calage de Dues on observe l'augmentation de la chute de pression à travers la Dues, plusieurs puits ont été trouvés posséder des haute facteurs de réglage de Dues (CTF) supérieur à la limite recommandée (1,5). Le tableau ci-dessous représente les puits qui ont aient du CTF des valeurs élevées (CTF > 1,5):

Puits	MNF	Régime d'écoulement	Duse (mm)	CTF	Corrélation
MDZ562	W1A	critique	14	1,62	Sachdeva
MDZ626	W1A	critique	12	2,1	Sachdeva
MD377	W1B	Sub- critique	11	1,727	Sachdeva
MD452	W1B	Sub- critique	12	1,639	Sachdeva
MDZ510	W1B	Sub- critique	16	2,23	Sachdeva
MDZ553	W1B	Gaz lift	16	1,72	Sachdeva

**Tableau V.8** : les puits qui ont aient du CTF

Les duses de ces puits doivent être inspectées visuellement pour vérifier l'érosion et les paramètres et si les duses sont fixes ou variables.

### - Calibration, l'Optimisation et les Scénarios de Sensibilité du Modèle Final ReO d'W1A :

#### 1) Calibration du Modèle Final ReO d'W1A :

Le modèle ReO a été calibré par rapport la mesures de production.

Le modèle ReO a été exécuté dans deux modes différents:

- $P_{sep}$  et fixé la duse
- Contrôler la  $P_t$

Les deux méthodes est donné des résultats très adéquats avec une différence maximale de  $45 \text{ sm}^3 / \text{j}$ . Cela donné confiance dans l'utilisation des ReO pour prévoir la performance avec entrant  $P_{sep}$  et l'état de puits.

Calibration de débit de liquide	Production mesuré (sm <sup>3</sup> /d)			Production calculé (sm <sup>3</sup> /d)	$\Delta$ UTBS(%)	$\Delta$ GB (%)
	UTBS	GB	$\Delta$ (GB-UTBS) %	ReO	ReO (WHP GB)	ReO (WHP GB)
23-03-2013	2580	2797	8%	2555	0%	-8%
01-05-2013	2550	2999	18%	2610	2,30%	-13%

**Tableau V.9** : Contrôler de la calibration de production totale d'huile

### Courbe de fonctionnement de Satellite W1A :

Les Sensibilités et les scénarios d'optimisations est estiment les données d'entrée telles que les corrélations de débit et de la pression de fonctionnement du séparateur.

Pendant l'évaluation des scénarios d'optimisation le potentiel d'optimisation est discuté dans la section suivante. Le tableau (V.9) résume les résultats des scénarios de sensibilité.

Scénarios D'optimisation	Scénarios	Description	$Q_{\text{huile}}$	$Q_{\text{gaz}}$	$Q_{\text{eau}}$	$\Delta Q_{\text{huile}}$		$\Delta Q_{\text{gaz}}$	
			Sm <sup>3</sup> /d	e <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /d	Sm <sup>3</sup> /d	Sm <sup>3</sup> /d	%	e <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /d	%
Modèle de base		Modèle de base	2696	1646	142	-	-	-	-
$P_{\text{sep}} = 7,5 \text{ kg/cm}^2$	S <sub>1</sub>	$P_{\text{sep}} = 7,5 \text{ kg/cm}^2$	2709	1647	144	13	0	1	0
$P_{\text{sep}} = 15 \text{ kg/cm}^2$	S <sub>2</sub>	$P_{\text{sep}} = 15 \text{ kg/cm}^2$	2635	1633	137	-61	-2	-13	-1
$P_{\text{sep}} = 20 \text{ kg/cm}^2$	S <sub>3</sub>	$P_{\text{sep}} = 20 \text{ kg/cm}^2$	2546	1629	130	-150	-6	-17	-1
$P_{\text{sep}} = 25 \text{ kg/cm}^2$	S <sub>4</sub>	$P_{\text{sep}} = 25 \text{ kg/cm}^2$	2385	1574	121	-311	-12	-72	-4

**Tableau.10** : les résultats des scénarios de sensibilité de ReO

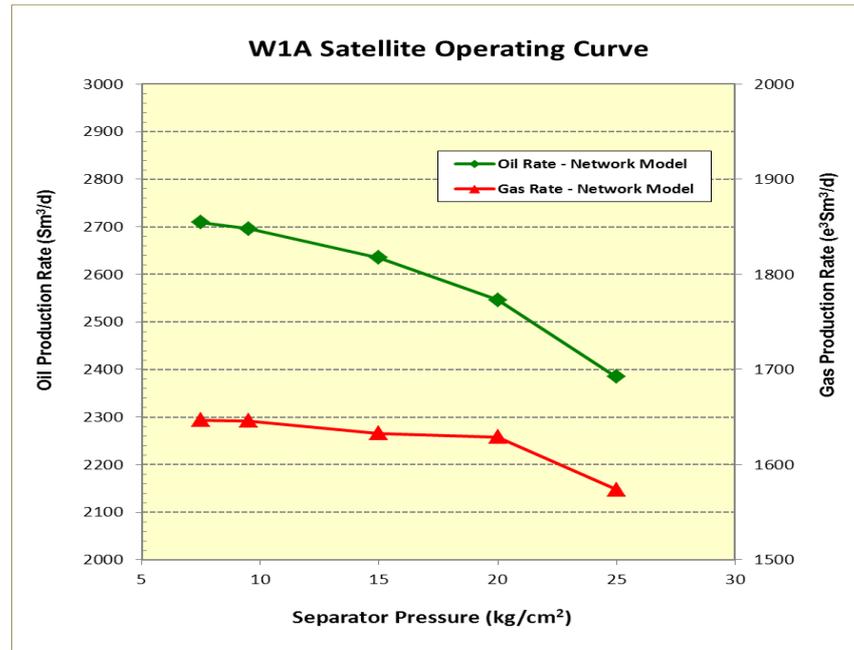


Fig. V.28 : Courbe de fonctionnement de W1A [15]

### ➤ potentiel de puits et Capacité de Satellite

Le taux de La production disponible dû au potentiel de puits a été évalué dans le réseau W1A et l'installation que indiquant le taux maximal d'huile qui peut être traitée dans W1A, aux niveaux actuels le GOR est  $3550 \text{ Sm}^3 / \text{j}$ .

En outre, la Dues sont également modélisés, l'avantage supplémentaire d'ouverture de la Dues sur les puits à faible risque avec une augmentation de 2 mm a été indiqué un débit de  $95 \text{ Sm}^3 / \text{j}$ , et pour l'ouverture totale est donnée un débit de  $280 \text{ Sm}^3 / \text{j}$ .

Scénarios d'optimisation	Description	$Q_{\text{huile}}$	$Q_{\text{gaz}}$	$Q_{\text{eau}}$	$\Delta Q_{\text{huile}}$		$\Delta Q_{\text{gaz}}$	
		$\text{sm}^3/\text{d}$	$\text{e}^3\text{sm}^3/\text{d}$	$\text{sm}^3/\text{d}$	$\text{sm}^3/\text{d}$	%	$\text{e}^3\text{sm}^3/\text{d}$	%
	Modèle de base	2696	1646	142	-	-	-	-
S <sub>1</sub>	Faible risque + 2mm duse (6 puits)	2791	1666	142	95	4	20	1
S <sub>2</sub>	Faible risque, potentiel max (6 puits)	2976	1698	142	280	10	52	3
S <sub>3</sub>	Potentiel max pour tous les puits (ouvrir total de la duse)	3575	2010	173	879	33	364	22
S <sub>4</sub>	Potentiel max pour tous les puits ouvert avec compressure au limite)	3551	1860	173	855	32	214	13

Tableau V.11 : Scenarios d'optimisation W1A par ReO

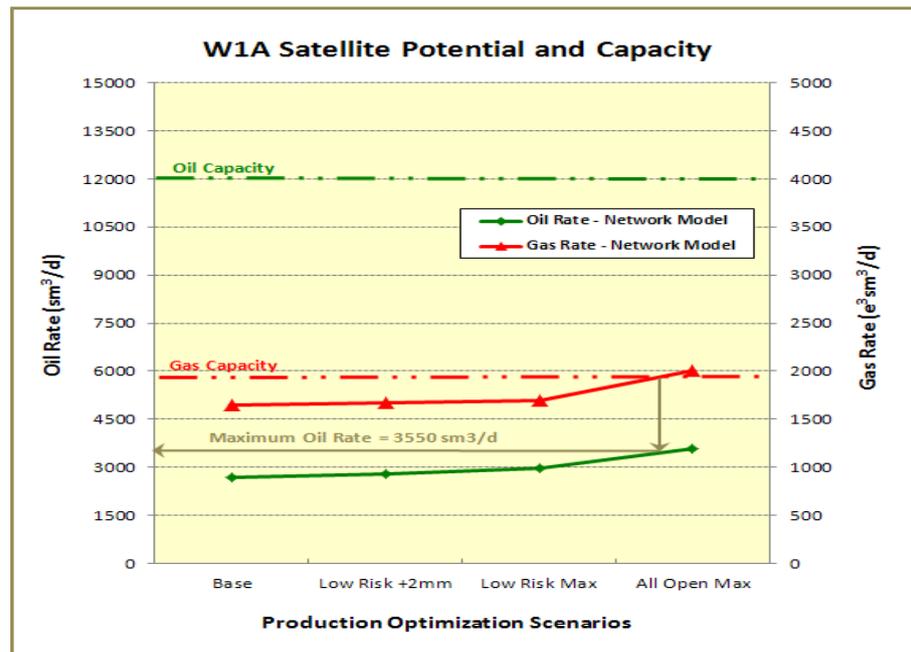


Fig.V.29: Potentiel et capacité de Satellite W1A [15]

## 2) Spécifiques modification de scénarios des installations

La plupart des lignes identifiés avec de forts gradients de pression ( $\Delta P / \Delta L$ ) étaient associés à des puits d'écoulement critique, dans ce cas la contre-pression en aval n'a aucun impact sur le taux de production. Par exemple le remplacement des lignes 4" haut gradient de pression ( $\Delta P / \Delta L$ ) par des lignes 6" dans W1B a été évaluée comme minimale de 4 SM<sup>3</sup> / j :

Scénarios d'optimisation	Description	Q <sub>huile</sub>	Q <sub>gaz</sub>	Q <sub>eau</sub>	$\Delta Q_{\text{huile}}$		$\Delta Q_{\text{gaz}}$	
		Sm <sup>3</sup> /d	e <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /d	Sm <sup>3</sup> /d	Sm <sup>3</sup> /d	%	e <sup>3</sup> Sm <sup>3</sup> /d	%
S <sub>0</sub>	Modèle de base	2696	1646	142	-	-	-	-
S <sub>1</sub>	le remplacement des lignes 4" à haute $\Delta P / \Delta L$ par des lignes 6" dans W1B	2700	1646	143	4	0	0	0

Tableau V.12 : Rapport de production de satellite

# Chapitre VI

## Système d'optimisation en temps réel (RTO)

- VI.1- Introduction
- VI.2- Objectifs du RTO
- VI.3- Système d'optimisation en temps réel

**VI.1- Introduction :**

Ces dernières années, les progrès dans l'informatique et les technologies de commande ont permis la surveillance en temps réel du réservoir, du puits et des installations de traitement. Dans l'industrie d'exploration et de production, ces technologies sont de plus en plus appliquées dans toutes les phases du de production et de développement du gisement de pétrole et de gaz. Parmi ces technologies, le système d'optimisation en temps réel (RTO) qui a été développé pour conduire un système d'optimisation intégrale en ligne utilisant le i-DO. Ce dernier est employé comme un lien entre la base de données et le modèle intégré Wellflo-ReO.

**VI.2- Objectifs du RTO :**

Le système d'optimisation en temps réel (RTO), contrairement à l'optimisation conventionnelle vise à :

- Raccourcir le cycle d'optimisation de production en remplaçant le calibrage manuel par des des opérations automatiques.
- Employer la surveillance du puits et gérer le processus d'identification des puits sous-performant.
- Développer un système de back-allocation (d'attribution en arrière) automatique et de comparaison ciblée pour assigner avec précision la production du puits et identifier la perte.
- Consolider, lier, et partager le modèle en temps réel d'une part et incorporer les données d'exécution principale à travers la compagnie pour faciliter une meilleure prise de décision d'autre part.

Pour exécuter le système de RTO, quelques actions doivent être prises en compte et réalisées sur l'emplacement tel que l'exécution de la télémétrie. Cette action fournira au modèle des données en ligne venant des puits, des manifolds et des installations de traitement.[18]

### VI.3- Système d'optimisation en temps réel :

Le système illustré sur la figure (VI.1), se compose de trois parties principales : la télémétrie, la base de données et la partie i-DO.

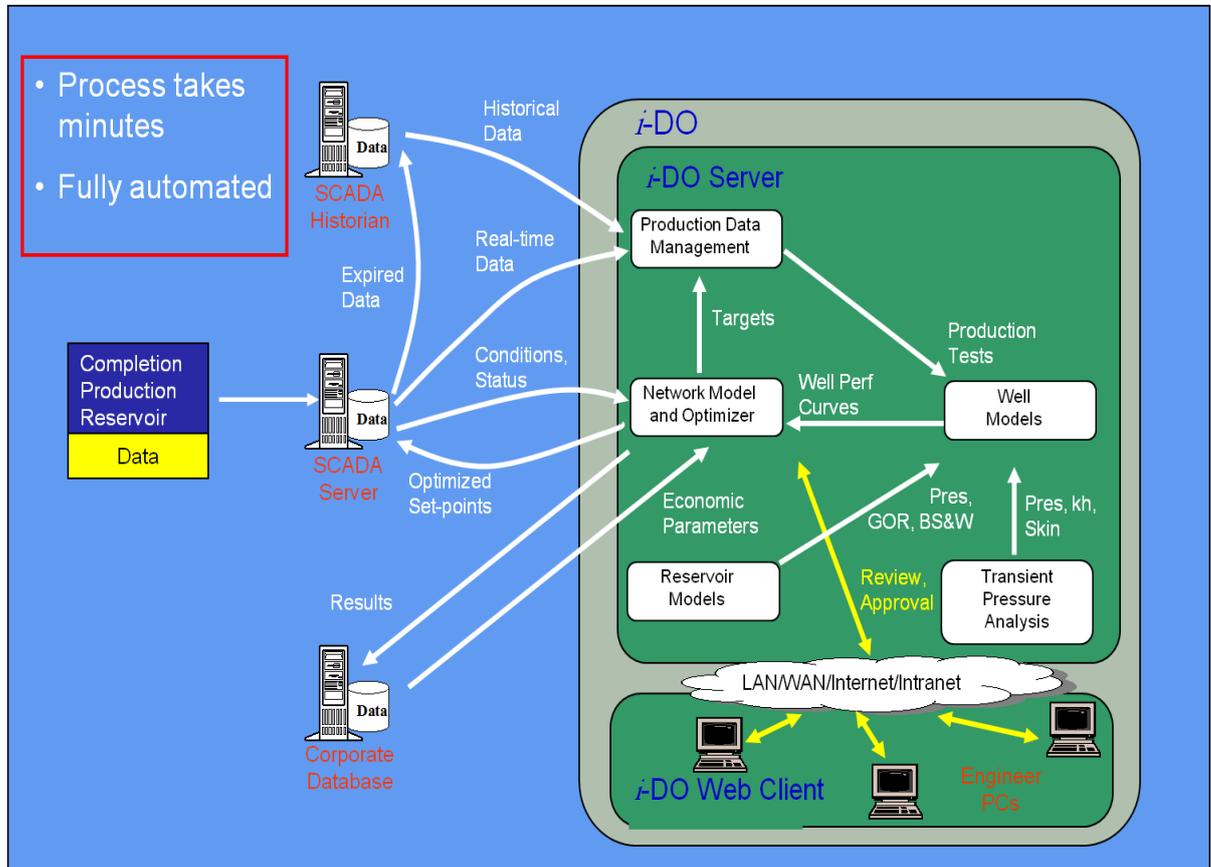


Fig. VI.1 : Le système RTO [18]

#### a)-Télémétrie :

Elle est généralement associée aux systèmes de base de données. C'est une technique utilisée pour transmettre et recevoir l'information ou les données au-dessus d'un milieu. L'information peut être des données mesures, telles que la tension, la vitesse de l'écoulement. Ces données sont transmises à un autre endroit par un moyen tel que le câble, le téléphone ou la radio. L'information peut venir des endroits multiples. Une manière d'adresser ces différents emplacements est incorporée dans le système.

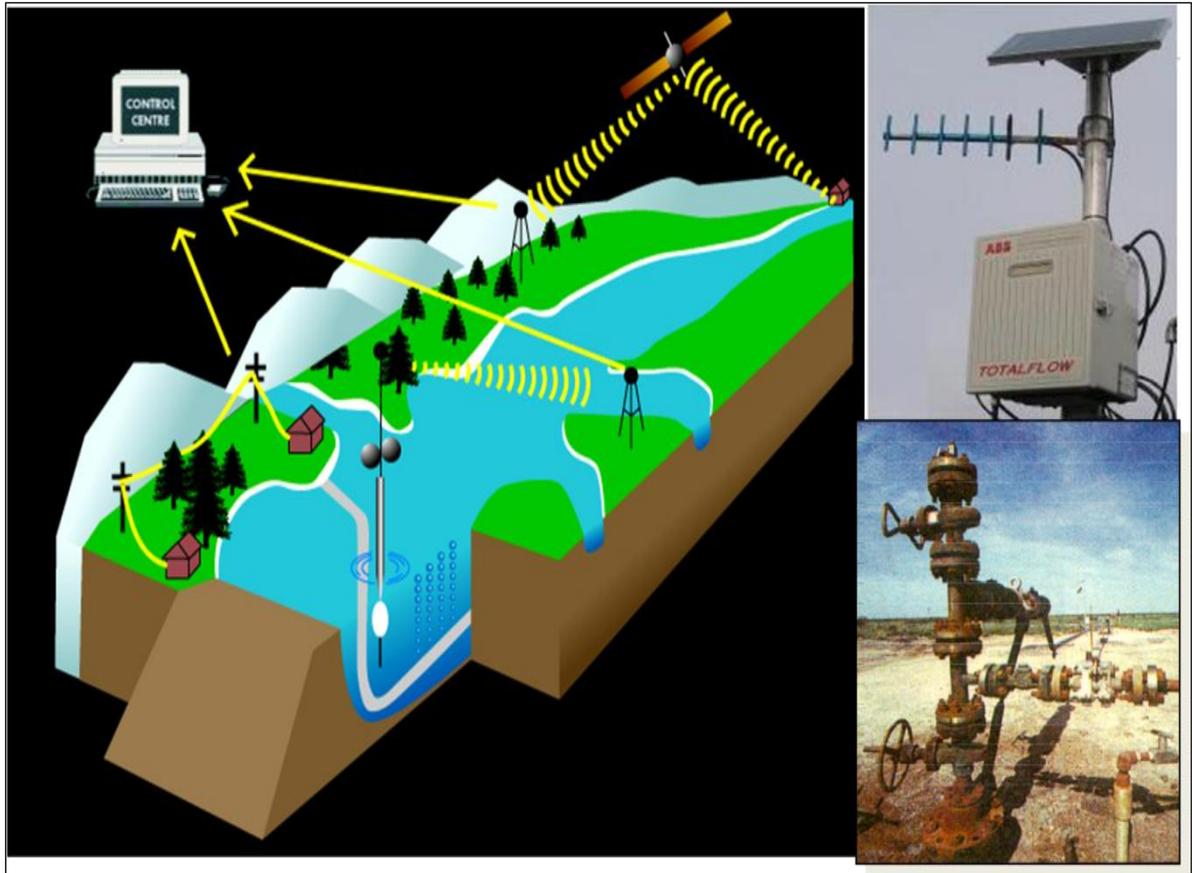


Fig.VI.2 : système de Télémétrie [17]

Ce système est relié à une base de données par le système SCADA dans et avec quoi les données sont rassemblées, gérés et prêtes à être opérationnels.

#### b)- Le système SCADA :

Le système SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) se réfère à la combinaison de la télémétrie et l'acquisition de données. Il consiste à collecter des informations, à les transférer de nouveau à un lieu principal, à effectuer l'analyse et les commandes nécessaires, et puis afficher ces données sur un certain nombre d'écrans d'opérateur. Le système SCADA est employé pour surveiller et commander une usine ou un équipement. La commande peut être automatique ou peut être lancée par des commandes d'opérateurs.

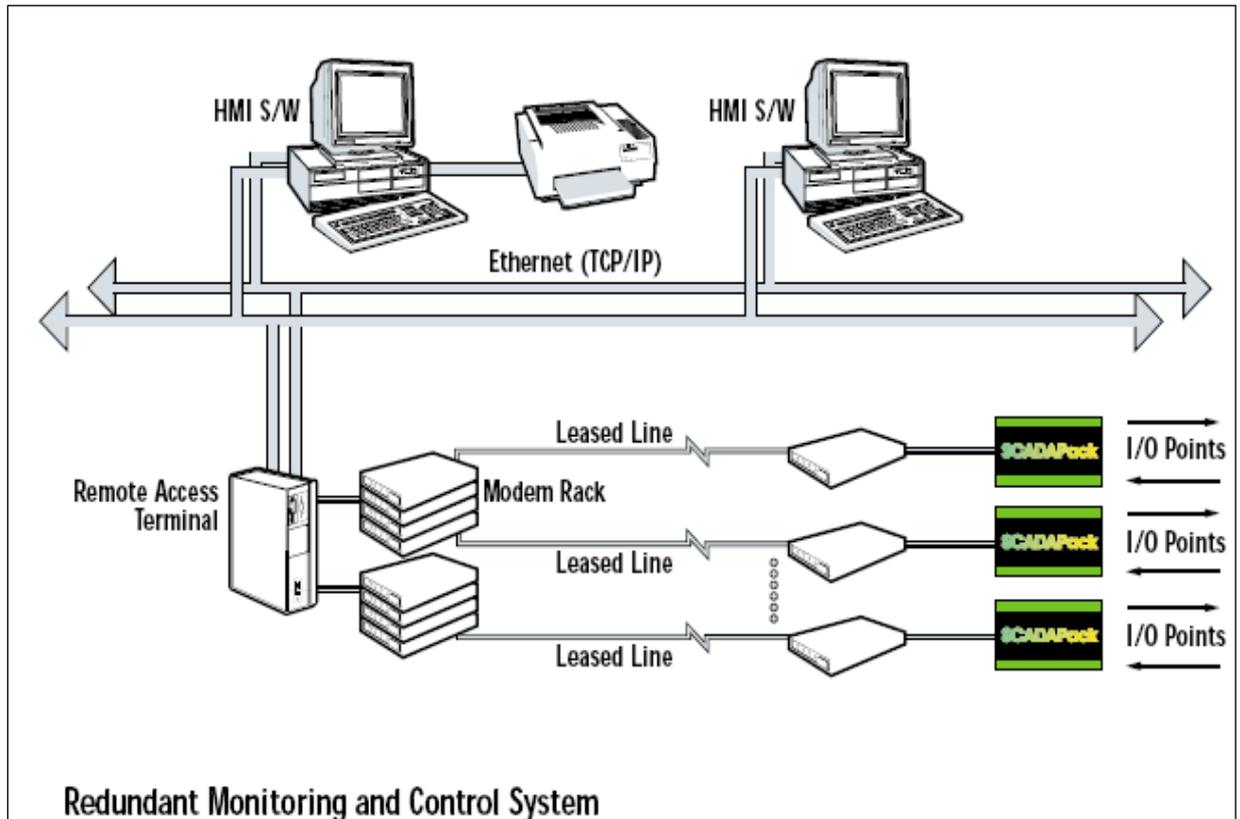


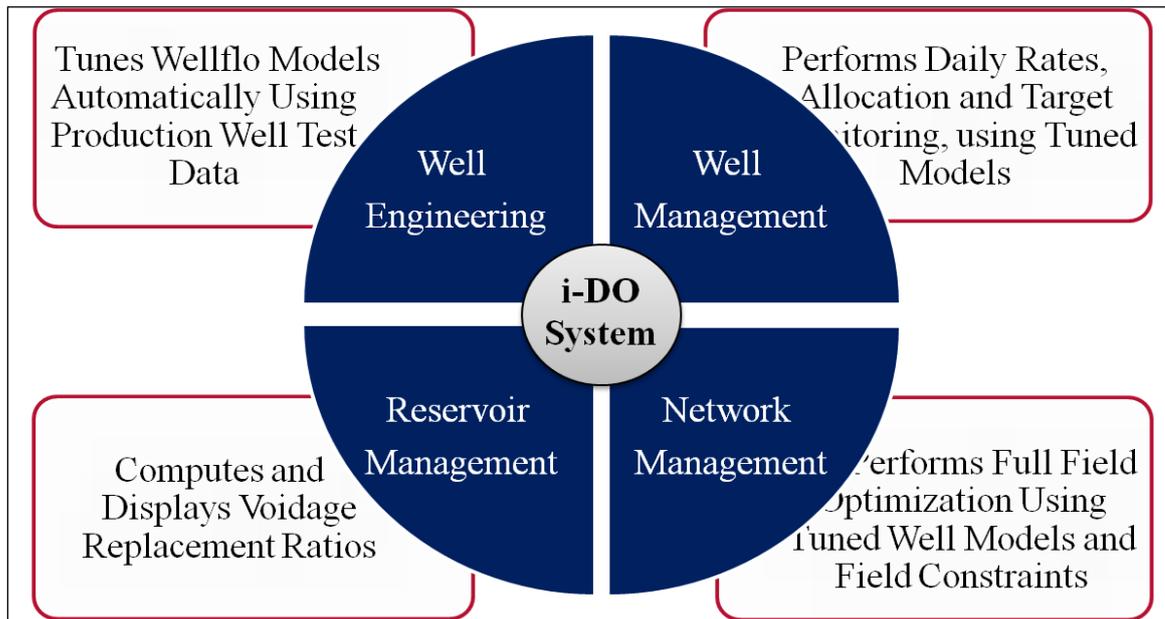
Fig. VI.3 : L'application SCADA [18]

Cette application permettra au logiciel i-DO d'obtenir les données en ligne et les employer pour actualiser le modèle.

### **c)- Le logiciel d'application i-DO :**

Le logiciel i-DO est une application conçue et développée pour aider les producteurs du pétrole et du gaz à atteindre leurs objectifs d'optimisation et d'analyse en temps réel. Le logiciel i-DO fournit une optimisation de production intelligente et efficace des installations par l'automatisation totale des tâches quotidiennes de l'ingénierie de la production qui sont typiquement effectuées sur une base manuelle. C'est un système en ligne en temps réel qui optimise sans interruption les paramètres des puits et du réseau de surface pour améliorer la performance des installations et pour permettre le suivi en direct de la production des installations. Le système i-DO intègre et accroît l'investissement réalisé dans les systèmes de communication et le hardware des données en temps réel, et il est prouvé sur le terrain dans l'optimisation de la production dans de larges et complexes environnements de production.

Le système i-DO fournit 4 fonctionnalités principales, fournies par un système intégré en temps réel commun. Les modules du i-DO sont illustrés sur la figure VI.4. [18]



**Fig. VI.4 :** Le système i-DO [18]

### C.1) L'ingénierie du puits :

Ce module permet aux ingénieurs de maintenir les modèles des puits avec une intervention manuelle minimale. Ces possibilités sont réalisées en transférant les données de production appropriées au modèle du puits par ses liens sans couture aux applications de modélisation puits et aux bases de données du well-test de production.

### C.2) Gestion du puits :

Le module de gestion-puits utilise les modèles puits ajustés (tuned) et les données de tête de puits en temps réel rassemblés par le système de contrôle réparti (DCS) pour fournir des informations valables concernant la performance du puits sur une base en temps réel. Ce processus est réalisé en cherchant des données de l'historique à des intervalles prédéfinis du temps ou en obtenant la mesure de paramètre sur demande.

### C.3) Gestion du réservoir:

Le module de gestion du réservoir intègre les groupes d'ingénierie du réservoir, du puits et des équipements de surface en fusionnant la production du gaz-huile-eau et les données

d'injection de gaz-eau. La solution calcule les rapports de remplacement du vidage utilisant les volumes du réservoir et des fluides produits et injectés. Ces rapports indiquent l'état actuel de la stratégie de gestion du réservoir qui est mise en application.

#### **C.4) Gestion du réseau:**

Ce module emploie intelligemment les modèles des puits ajustés (Tuning) et les scénarios prédéfinis d'optimisation de ReO pour réaliser l'optimisation de tout le champ sur une base de temps réel. Les contraintes opérationnelles sont prises en considération et englobent les dernières données en temps réel de l'historique de production aux points définis par l'utilisateur dans le réseau. Certains de ces scénarios peuvent couvrir l'échec de l'équipement principal (par exemple : pompe) de sorte que le logiciel i-DO recommande les mesures correctives requises pour maintenir les matériaux à l'état optimum.

#### **Les avantages du système RTO se résument comme suit :**

- Comme l'interface de RTO introduit les dernières données des puits dans les modèles tenus dans un serveur de phase, le système d'optimisation estime la production prévue à partir des puits et identifie automatiquement les puits qui sont sub-optimaux dans leur fonctionnement. Le système enregistre ces puits comme non ajustés.
- Les modèles des puits obtiennent automatiquement les calibrations toutes les fois qu'un nouvel essai de production devient disponible.
- Les puits seront optimisés plus fréquemment, et avec moins de main d'œuvre.
- Utilisant les systèmes d'optimisation en temps réel, la production quotidienne à partir des installations peut être exactement prévue. Intégrant avec les systèmes de mesure en fibre, la production peut être attribuée en aval aux puits spécifiques et à la source de temps de panne/perces identifiées.
- La surveillance du réservoir peut être réalisée en employant la production et l'injection attribuées. Cela permettra de calculer le rapport de vidage du réservoir en fonction du temps et de surveiller l'injection et la production cumulative et le prélèvement net dans le réservoir.

# Conclusions et Recommandations

**Conclusions :**

**Pour le modèle de puits :**

- ❖ Sept puits à faible risque ont été sélectionnés (MD25, MDZ492, MDZ567, MD439, MDZ626, MD13 et MD380), leur incrément maximal est d'environ 20,36 Sm<sup>3</sup>/hr ce qui représente l'ouverture maximale de la duse
- ❖ Installation de gaz lift sur les puits (MD147, MD380, MD460 et MDZ510) donne un incrément est d'environ de 5,3 sm<sup>3</sup>/hr.
- ❖ Le débit d'injection de gaz lift est effectivement optimisé dans W1A à l'exception de quatre puits de production MD92, MD59, MD150 et MDZ558.

**Pour le modèle de réseau :**

1- L'augmentation du potentiel de production est donné dans le tableau suivant:

niveaux	opération	Augmentation de la production (Sm <sup>3</sup> / j)
Augmentation de Dues	L'augmenter de duse avec 2 mm dans les puis à faible risque Donné : 280 Sm <sup>3</sup> / d)	95
Opération de séparation	Réduire la pression normale de séparation d'exploitation (P <sub>sep</sub> ) de -2,5 bar	13
Mises à jour ligne	Augmenter de diamètre de ligne à haut gradient de pression $\Delta P / \Delta L$ à W1B	4

2- Le modèle ReO W1A peut être utilisé pour évaluer les modifications du réseau de surface et la capacité de production des puits

3- Le modèle ReO W1A peut évaluer les problèmes de production et déterminer les causes précises des variations dans la production.

### **Recommandations :**

1. Il est recommandé d'envisager d'augmenter le diamètre de duse dans les puits à faible risque identifiés.
2. Une augmentation étouffée du diamètre de duse (plus de 2 mm) pour les cinq puits à faible risque.
3. Suivre et surveiller l'impact de l'augmentation des paramètres (plus de 2mm) des mêmes puits.
4. Procéder à des inspections visuelles internes sur les duses indiqués avec facteurs élevés du CTF et confirmer que les inductances variables sont remises à zéro correctement.
5. Procéder à une inspection non-destructive de l'épaisseur des conduites ayant des problèmes d'érosion potentiels.
- 6 . Inspectez l'écoulement de la ligne reliant MD59 pour une éventuelle obstruction.
7. Les débitmètres et totalisateurs dans la salle de contrôle W1A doivent être contrôlés et ajustés.
8. Le puits MD380 a été sélectionné comme un puits candidat à gaz lift.

## Bibliographie

---

### Les livres :

- [1] A .HOUPEURT, Cours production, L.MAILHE, collecte - traitement - stockage, 1974.
- [2] ASSANTE B., *Accounting for the presence of liquids in gas pipelines Houston, Enron Transportation Services, 2003.*
- [3] BELSIM *page consultée le 30 avril 2010,http://www.belsim.com.*
- [4] BOYUN G., WILLIAM C., & al., *Petroleum Production Engineering Amsterdam, Elsevier Scientific Publishing Company, 2007.*
- [5] BRENNEN C., *Fundamentals of multiphase flow Cambridge, Cambridge University Press, 2005.*
- [6] CHARLIER C., *La chimie industrielle organique Liège, Publi-Etudiant, 2008.*
- [8] CHOLET H., *Well Production Practical HandbookParis, Technip, 2008.*
- [9] DELHAYE J.M., GIOT M. & RIETHMULLER, M.L., *Thermohydraulics of Two-Phase Systems for Industrial Design and Nuclear Engineering London, Hemisphere Publishing Corporation, 1981.*
- [10] Document SONATRACH Hassi Messoud division production
- [11] FMIS Project Team, *December 2011.*
- [12] GABOR Takacs, *Gas Lift Manual Tulsa (Oklahoma), Penn Well Corporation, 2005.*
- [13] Ir D. GAUDERSIr C, CHARLIER,Ing. A. VITELLO,GRAMME – Liège., *Revue Scientifique des ISILF n°25, 2011.*
- [14] Production Optimization Using Nodal Analysis,Copyright 1991 by oil and gas

### Logiciel :

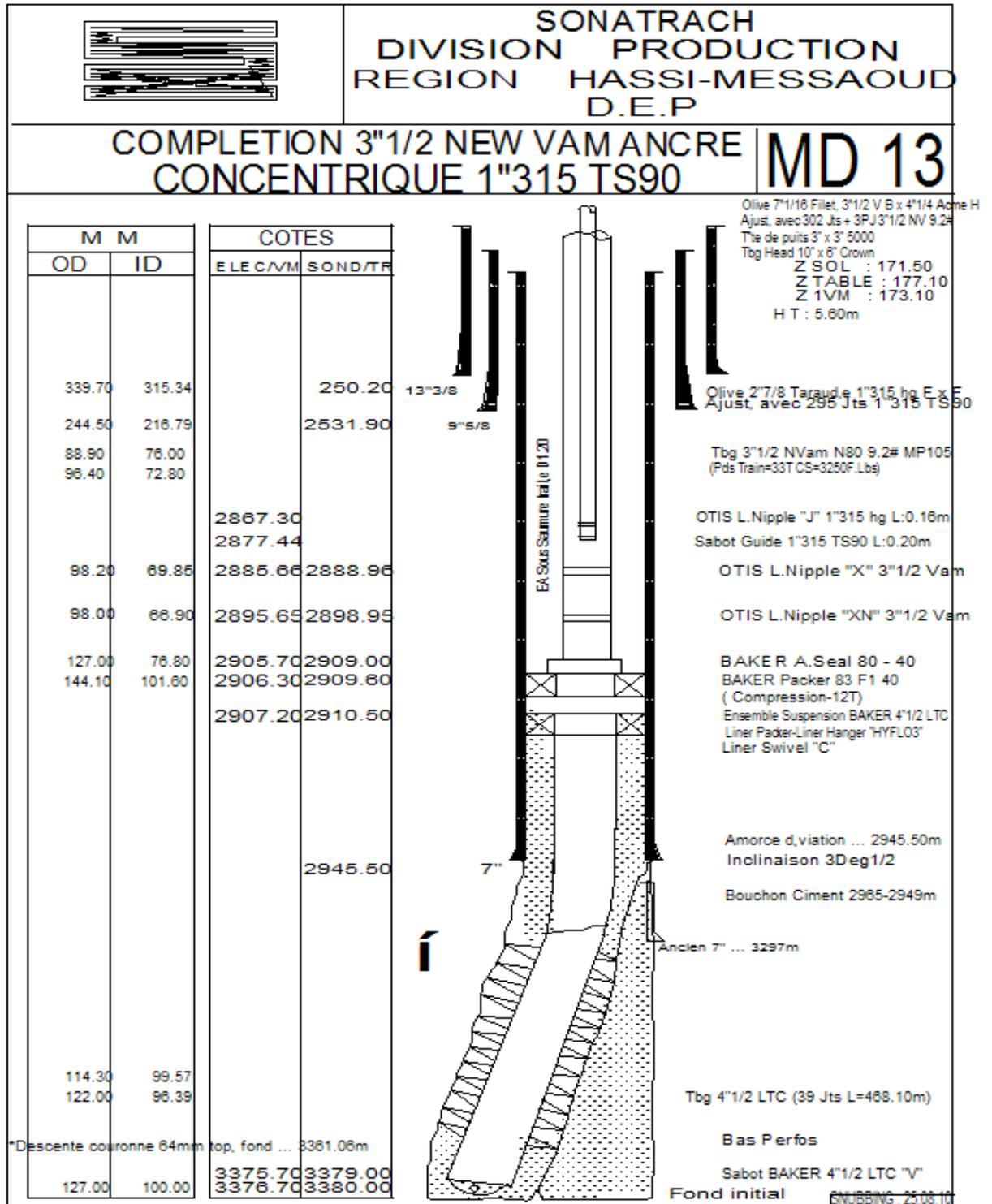
- [15 ] *Logiciel Reo.*
- [16] *Logiciel WELLFLO 2011.*

### Les sites :

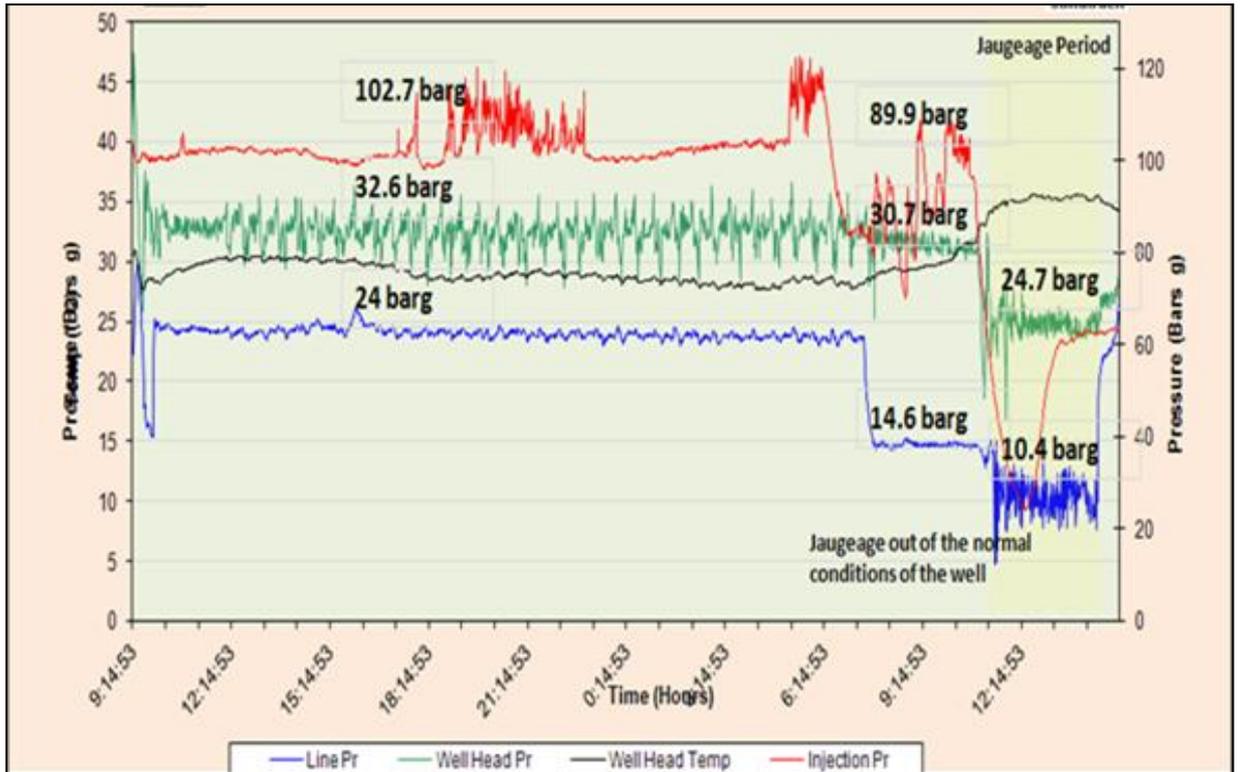
- [17] [http:// www.google image.com](http://www.google.com),10/05/2013 à 9:00 .
- [18] <http://www.weatherford.com>,5/05/2013 à 11:00.

# Bibliographie

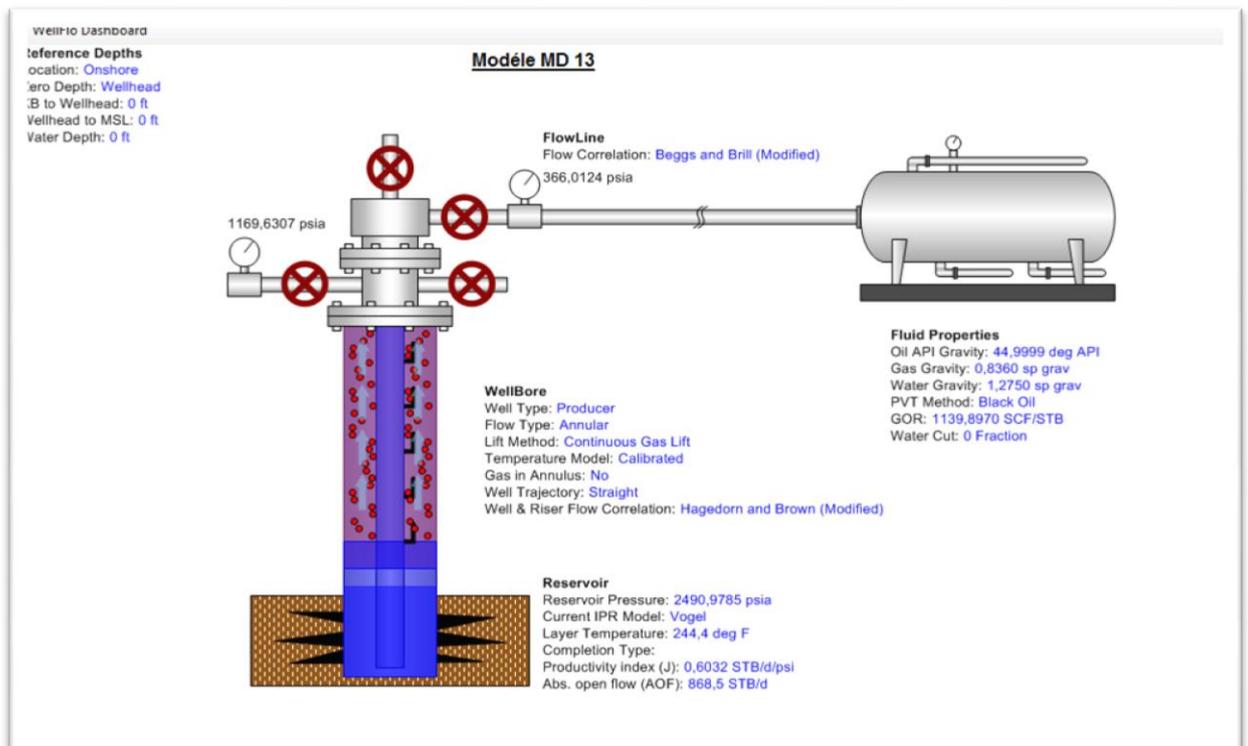
# Les annexes



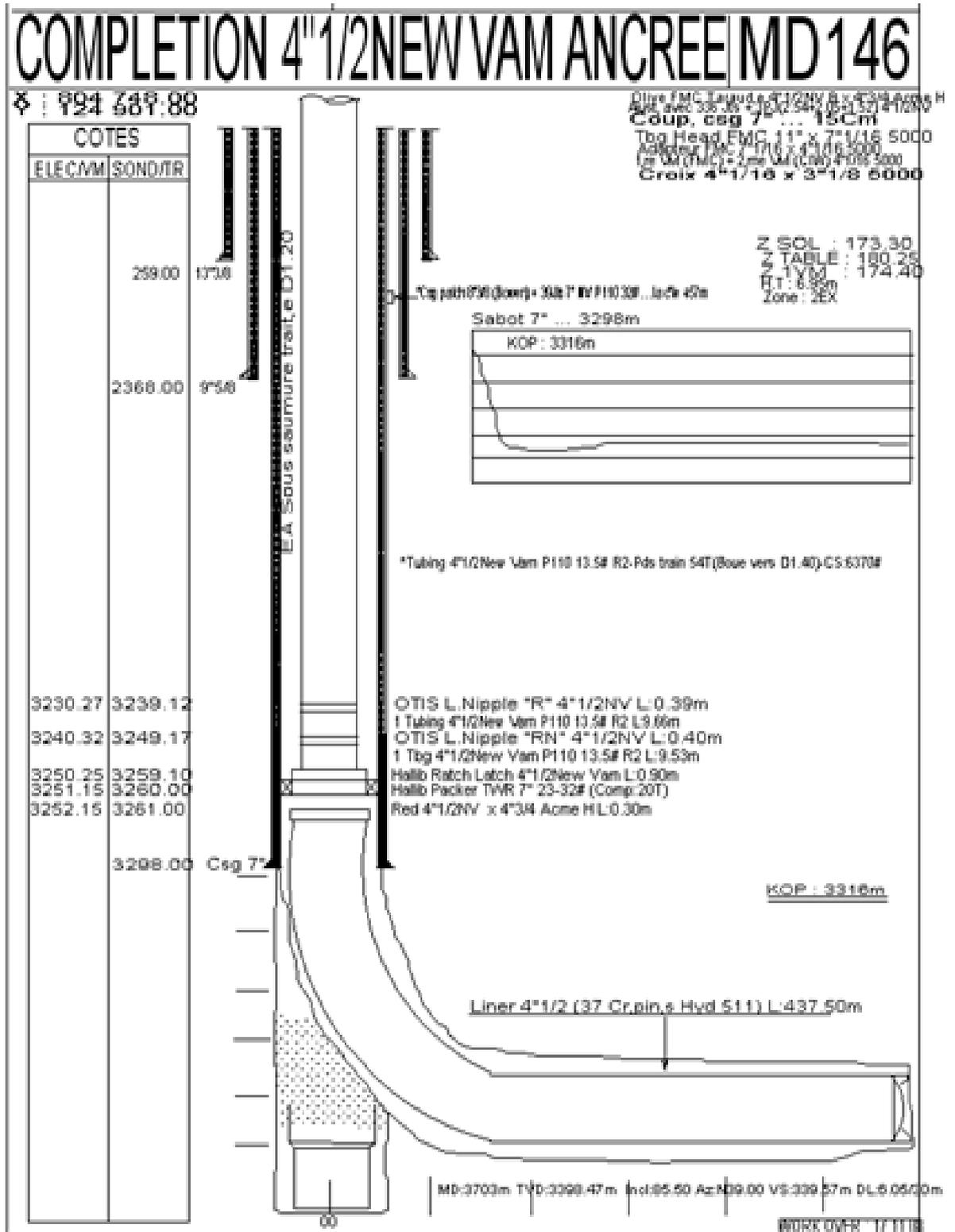
Fiche technique de puits MD13



Fiche historique de puits MD13

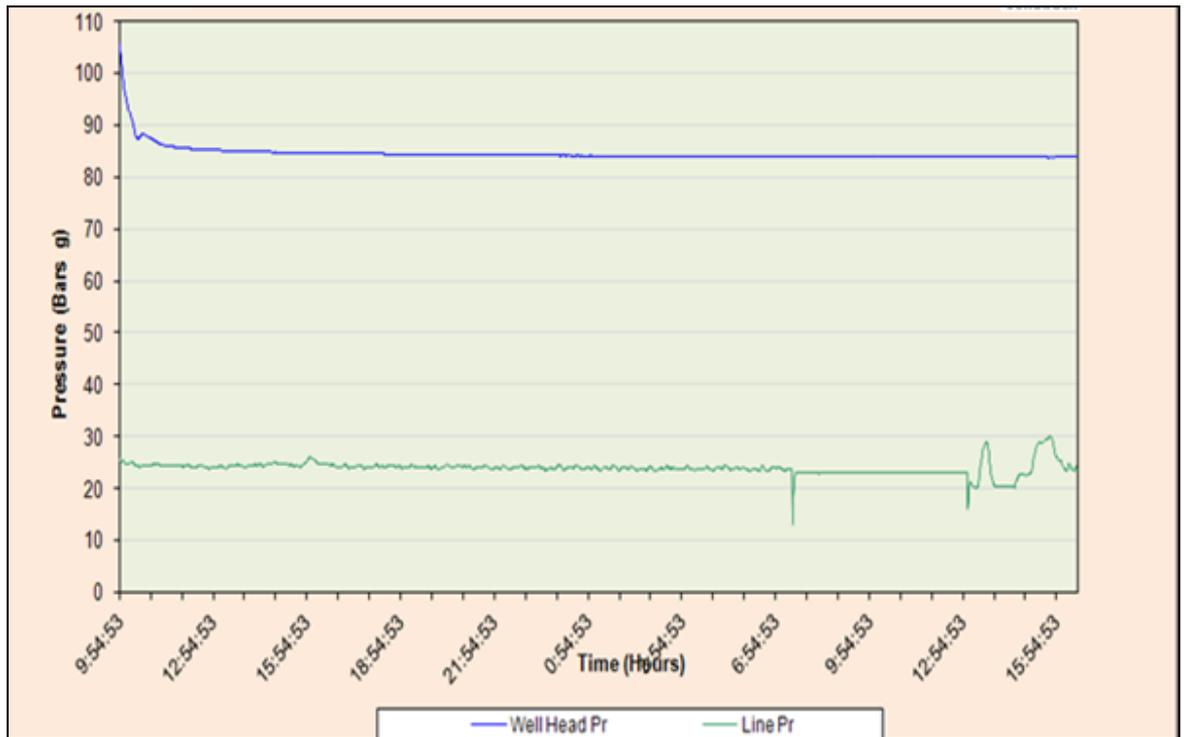


Modèle Wellflo de puits MD13

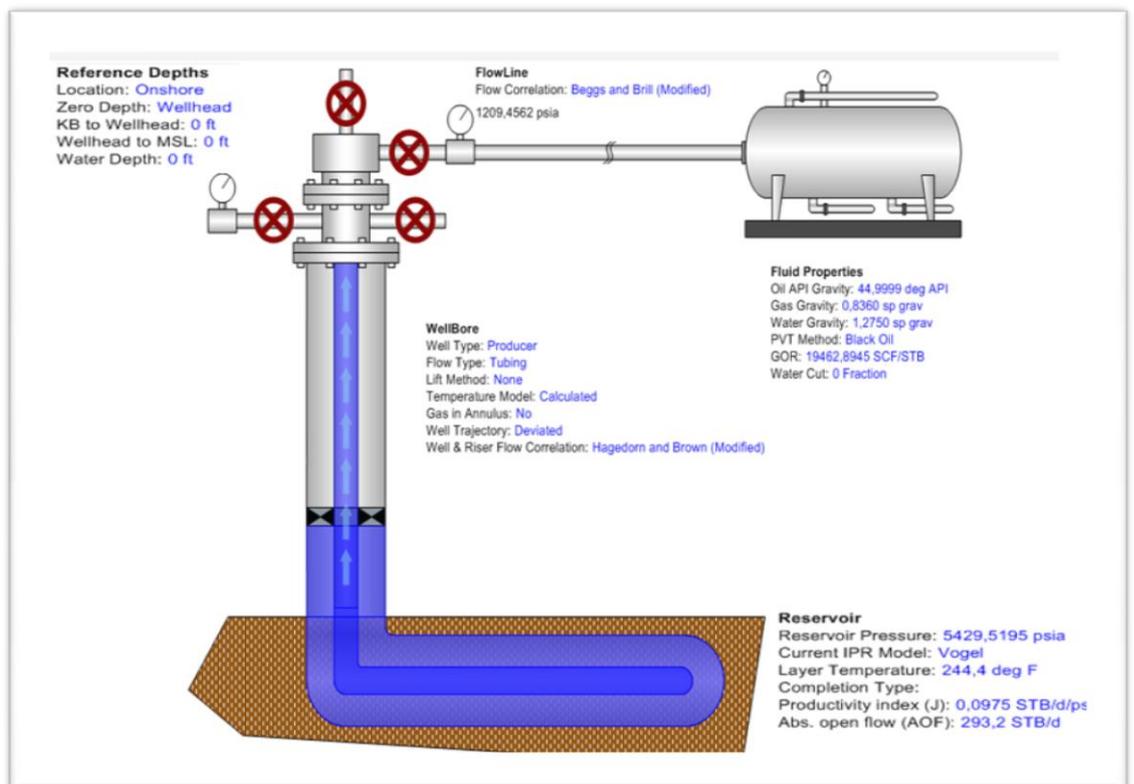


Fiche technique de puits MD146

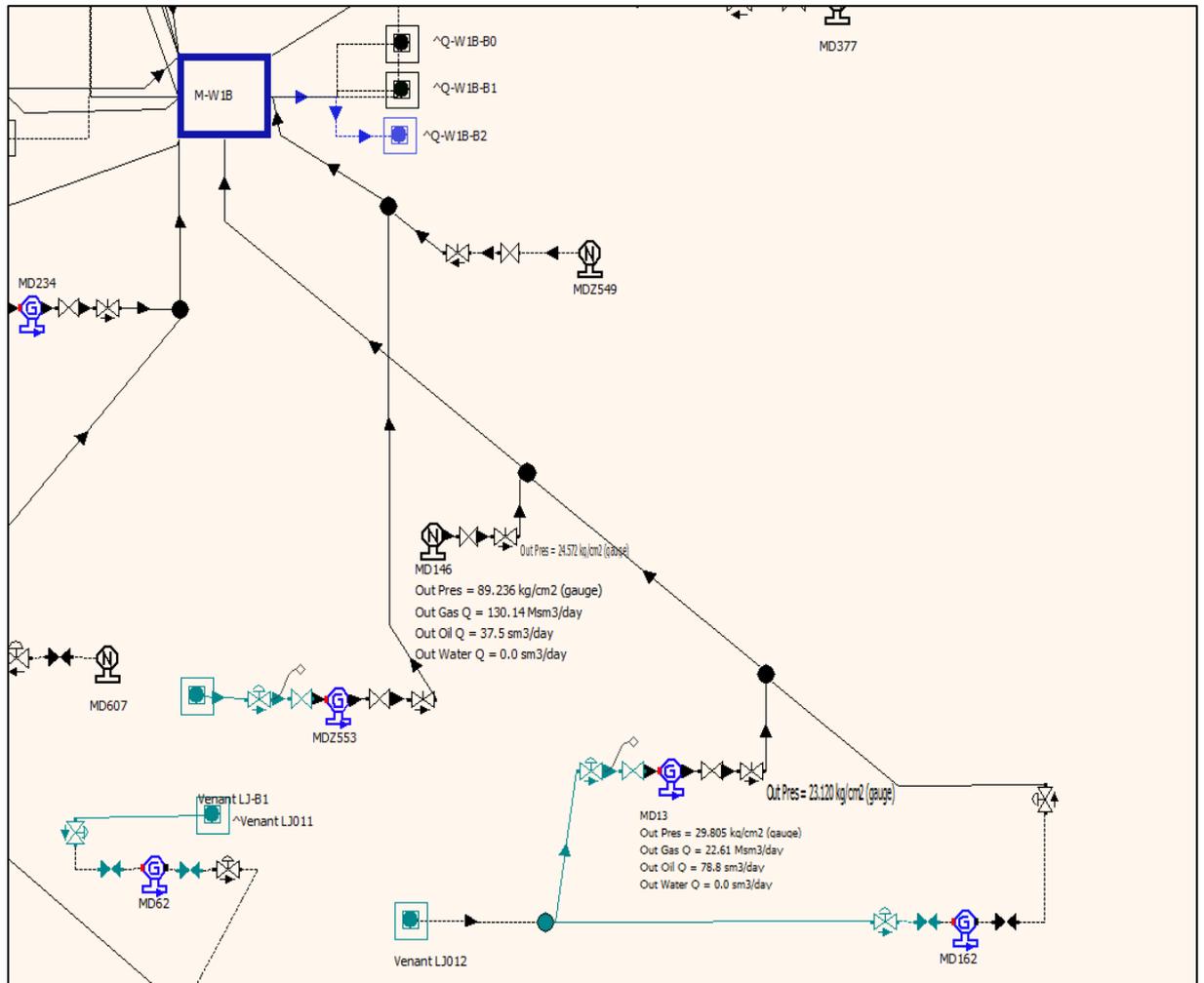
# Annexe



Fiche historique de puits MD146



Modèle Wellflo de puits MD146



Modèle ReO de puits MD13 et MD146

# Résumé

La modélisation intégrée (Puits-Réseau) consiste à collecter des données fournées par les différents structures a partir du réservoir jusqu'aux bacs de stockages. Puis la création d'un modèle de puits qui consiste à l'étude individuelle de performance de puits ; la modélisation de réseau englobe à collecter des donné nécessaire pour avoir une conception sur le réseau, puis, en intégrée ce modèle avec les modèles des puits pour obtenir un Scénario d'optimisation de production.

Les mots clé : modélisation, modèle, performance, intégrée, réseau, scénario, optimisation

## تحسين الإنتاج بالنمذجة المتكاملة بئر – شبكة

**ملخص :** النمذجة المتكاملة (بئر – شبكة) تعتمد علي تجميع المعطيات الصادرة عن مختلف التركيبات البترولية انطلاقا من المكمن وصولا إلي مكان التخزين. وبعد خلق نموذج البئر الذي يعتبر خطوة مهمة في تحسين أداء الإنتاج ; هذا الأخير يركز علي الدراسة المنفردة لكل بئر; النمذجة المتكاملة تركز كذلك علي جمع المعطيات اللازمة من اجل اخذ فكرة علي الشبكة ,وبعد ذلك ندمج نموذج البئر مع نموذج الشبكة من اجل معرفة سيناريوهات التحسين للإنتاج.

**الكلمات الدالة:** نمذجة ,أداء ,المتكاملة , شبكة, سيناريو, تحسين