

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique



Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie Industriel

Mémoire du projet de fin d'études d'ingénieur

Thème

Contribution à l'optimisation du réseau de surface du
gisement de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

Proposé par :

Mr. D BENCHERIF

présenté par :

Mr. CHEKOU Hakim

Mr. GHARBI Mustapha Amine

Dirigé par :

Mme. H BENCHERIF

Promotion : 2006

ملخص

شركة سوناطراك تعمل من أجل الاستغلال الأمثل للبتروول و الغاز الطبيعي. من أجل ذلك تناولنا موضوعا هاما تطرقنا فيه إلى كيفية رفع إنتاج البتروول عبر شبكة السطح لحقل حاسي الرمل. قمنا بتحليل عقدي بواسطة البرنامج "وال بارفورم" لتحديد قدرة كل بئر. بعد ذلك قمنا بتجربة عدة صور على الشبكة الموجودة حاليا بواسطة البرنامج "ريو" لتحديد طاقة إنتاجها القصوى.

الكلمات المفتاحية : هندسة المكامن، التحليل العقدي، قدرة الآبار، تجارب، تحديد الشبكة الأمثل.

Résumé

La Sonatrach oeuvre pour une meilleure exploitation d'huile et de gaz naturel. Dans cette perspective, nous avons étudié un thème important relatif à la manière d'augmenter la production de pétrole à travers le réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel. A cet effet, une analyse nodale a été réalisée à l'aide du logiciel WellPerform afin de déterminer le potentiel de chaque puits producteur. Par la suite, des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel ReO afin d'optimiser la capacité du réseau existant.

Les mots clefs : Réservoir- engineering ; Analyse nodale, Performance des puits, Simulation ; Optimisation du réseau.

Abstract

Sonatrach is looking for a better exploitation of oil and natural gas. In this perspective, we studied an important theme related to the increase of oil production through the surface network of Hassi R'mel oil rim. In this objective, a nodal analysis has been carried out with the software WellPerform to determine well potential. Afterwards, simulations have been run with ReO software in order to optimize the existing network.

Key words: Reservoir-engineering; nodal analysis, Performance of wells; Simulation; network optimization.

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Ma très chère mère et à mon père, puisse dieu me les garder.

Mes frères : Miloud qui a tout fait pour ma réussite,

Sa femme, et son fils Abdou ;

Hamid et Fathi.

Ma sœur.

Toute ma famille.

Tous mes amis, tout particulièrement Hamza, Bilel, et Foudil.

Et tous ceux qui me sont chers.

Hakim

Ce travail est dédié à :

Ma très chère mère

Mon cher père

Mon oncle Houili

Mon frère et mes sœurs

Toute ma famille

Tous mes amis, particulièrement à : Ahmed et Kamel.

Mustapha

Remerciements

Nos sincères remerciements à :

M. BENCHERIF, Chef de département pôle Hassi R'mel (division PED) pour nous avoir proposé ce sujet, son soutien et ses orientations nous ont beaucoup aidé tout au long de notre étude.

Mme. BENCHERIF, notre promotrice, pour toute l'aide qu'elle nous a apporté, ses conseils et ses corrections ont été décisifs pour notre travail.

M. BENKARRAD, de l'aide qu'il nous a apporté à la réalisation de ce projet, et pour toutes les fois où il a répondu patiemment à nos questions.

M. MEKSOU, pour nous avoir fourni des informations très utiles à notre travail.

Tous les membres du jury, pour avoir bien voulu évaluer notre travail.

Tous les professeurs du département de génie industriel de nous avoir formé, de nous avoir appris la rigueur et le goût du travail bien fait.

Tout le personnel de la division PED, qui nous a apporté, de près ou de loin, une aide précieuse lors de ce travail de fin d'études en particulier :

M. AZOUG, M. BACHAR, M. BOUSSA, M. MAHDI, M. MAMA, et M. RAHAL de EP direction régionale de Hassi R'mel.

Nous n'oublierons pas de remercier toutes les personnes sollicitées en divers lieux durant notre stage.

Table des matières

Introduction générale et position de problème

1. Introduction	1
2. Objectif du projet de fin d'études	2
3. Problématique	2
4. Présentation générale du mémoire	4

Chapitre I : Généralités sur l'anneau d'huile

I.1 Historique du champ	5
I.2 Historique et position de l'anneau d'huile	6
I.3 Cadre géologique	8
I.4 Etats des puits forés	10
I.5 Historique de production	10

Chapitre II : Notions pétrolières et techniques de production

II.1 Introduction	12
II.2 Le réservoir	12
II.2.1 Les caractérisations des roches réservoirs	13
II.2.2 Les caractéristiques des fluides de gisement	15
II.3 Le puits	19
II.3.1 Equipement des puits éruptifs	19
II.3.2 La liaison couche trou	21
II.3.3 Les essais de puits	22
II.4 Le réseau de collecte	23
II.4.1 Définitions	23
II.4.2 Particularités des lignes de collecte	23
II.4.3 Plans de collecte	23
II.4.3.1 Liaisons individuelles	23

II.4.3.2 Liaisons par collecteurs	24
II.5 Traitement normal de l'huile	25
II.5.1 Généralités	25
II.5.2 Les séparateurs	25
II.5.3 Parcs de stockage sur champs	26
II.6 Approche globale de la capacité de débit d'un puits	27
II.6.1 Équation de base	27
II.6.2 Analyse des différents termes et considérations qui en découlent	29
II.6.3 Comment augmenter le débit d'un puits d'huile	30
II.6.3.1 Diminuer la pression de fond.....	30
II.6.3.2 Limiter le déclin de la pression de réservoir	31
II.6.3.3 Augmenter l'indice de productivité	31
II.7 Conclusion	33

Chapitre III Etude de performance du système de production par l'analyse

Nodale

III.1 Introduction	34
III.2 Pertes de charge dans le système de production	35
III.3 Analyse nodale	37
III.3.1 Définition de l'analyse nodale	37
III.3.2 Interprétation	38
III.3.3 Procédure de l'analyse nodale.....	39
III.4 Application de l'analyse nodale	40
III.4.1 Nouveau puits	40
III.4.2 Puits existant	40
III.5 Ecoulement dans le réservoir	41
III.5.1 Ecoulement monophasique dans le réservoir	41
III.5.2 Ecoulement diphasique dans le réservoir	43
III.5.3 Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique	44
III.6 Ecoulement dans le tubing	46
III.7 Ecoulement à travers la duse	50

III.7.1 Régime critique	50
III.7.2 Régime transitoire	50
III.7.3 Régime non- Critique	51
III.8 Conclusion	52

Chapitre IV : Description du réseau de surface

IV.1 Introduction	53
IV.2 Les puits	53
IV.3 Les centres de traitement d'huile	54
IV.4 Bacs de stockage	55
IV.5 Réseau de collecte	55
IV.5.1 Réseau de collecte de CTH1	56
IV.5.2 Réseau de collecte de CTH4	57
IV.6 Contraintes liées au système de production	59
IV.6.1 Objectif	59
IV.6.2. Contraintes.....	59
IV.7 Conclusion	61

Chapitre V : Application de l'analyse nodale : Etude de performance du système réservoir- puits

V.1 Introduction	62
V.2 Méthodologie.....	62
V.3 Le logiciel Well Perform	64
V.4 Données utilisées	66
V.5 Choix des corrélations	69
V.5.1 Les propriétés des fluides	69
V.5.2 Le réservoir.....	70
V.5.3 Le tubing.....	70
V.6 Construction des courbes de performance.....	75
V.7 Détermination du débit en fonction de la pression de tête du puits	78

V.7 Conclusion	80
----------------------	----

Chapitre VI: Optimisation du réseau de surface

VI.1 Introduction	81
VI.2 Généralités sur le logiciel ReO	81
VI.2.1 Optimisation par la programmation linéaire séquentielle	82
VI.2.2 Principe de fonctionnement du logiciel ReO	83
VI.3 Méthodologie	85
VI.4 La modélisation	87
VI.4.1 Construction du réseau	87
VI.4.2 Modèle de fluide	89
VI.4.3 Données de tête de puits.....	90
VI.4.4 Données de la duse.....	92
VI.4.5 Données de la ligne de collecte.....	94
VI.4.6 Données de séparateur	95
VI.5 Le calage	96
VI.6 La simulation.....	99
VI.6 Réseau de CTH1	99
VI.6 Réseau de CTH4	108
VI.7 Interprétation des résultats	111
VI.8 Conclusion	116

<i>Conclusion générale</i>	117
---	-----

<i>Bibliographie</i>	120
-----------------------------------	-----

<i>Sitographie</i>	122
---------------------------------	-----

Annexes

Annexe A : Données de complétions et de perforations	123
--	-----

Annexe B : Données et résultats de Well Perform (réseau de CTH1)	127
Annexe C : Données et résultats de Well Perform (réseau de CTH4)	136
Annexe D : Tableaux de performance de tête de puits.....	140
Annexe E : Résultats du Calage (CTH1).....	145
Annexe F : Résultats du Calage (CTH4).....	152
Annexe G : Perte de charge et gradient de pression.....	157

Liste des figures

Chapitre I

Figure I.1 : Position du champ de Hassi R'mel	5
Figure I.2 : Position de l'anneau d'huile	7
Figure I.3 : Carte structurale de Hassi R'mel	8
Figure I.3 : La colonne stratigraphique synthétique de Hassi R'mel	9
Figure I.4 : Historique de production d'huile	11

Chapitre II

Figure II.1 : Gisement d'hydrocarbures	13
Figure II.2 : Puits éruptif	20
Figure II.3 : Complétion en trou ouvert	22
Figure II.4 : Complétion en trou cuvelé	22
Figure II.5 : Equipements du réseau de surface	26
Figure II.6 : Circuit du fluide depuis le gisement jusqu'au centre de traitement	29

Chapitre III

Figure III.1 : Système de production.....	34
Figure III.2 : Les différents nœuds de pression.....	35
Figure III.3 : Pertes de charge dans le système de production.....	36
Figure III.4 : Les courbes de performance	38
Figure III.5 : La courbe IPR pour un écoulement monophasique	42
Figure III.6 : La combinaison entre les courbes IPR pour les deux corrélations	46
Figure III.7 : Régimes d'écoulement à travers la duse.....	51

Chapitre IV

Figure IV.1 : Réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel	58
Figure IV.2 : Phénomène de coning	59

Chapitre V

Figure V.1 : Procédure de l'analyse nodale	63
Figure V.2 : Gradient de pression	71
Figure V.3 : Données de réservoir.....	75
Figure V.4 : Données de puits	75
Figure V.5 : Courbes de performance	76
Figure V.6 : Sensibilité sur la pression de tête	78
Figure V.7 : Résultat de la sensibilité des pressions de tête.....	79
Figure V.8 : Courbe de performance de tête de puits (well head performance)	80

Chapitre VI

Figure VI.1 : Réseau hiérarchique.....	83
Figure VI.2 : Réseau non-hiérarchique	83
Figure VI.3 : Organigramme de la programmation linéaire séquentielle.....	84
Figure VI.4 : La démarche générale de l'optimisation du réseau de surface	86
Figure VI.5 : Réseau de surface de CTH1.....	88
Figure VI.6 : Réseau de surface de CTH4.....	88
Figure VI.7 : Données des propriétés des fluides.....	89
Figure VI.8 : Données de tête de puits	90
Figure VI.9 : Courbe de performance de tête de puits	91
Figure VI.10 : Données de la duse	92
Figure VI.11 : Données de pipe	94
Figure VI.12 : Données de séparateur.....	95
Figure VI.13 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (réseau existant).....	100
Figure VI.14 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 1).....	101
Figure VI.15 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 2).....	103
Figure VI.16 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 3).....	104
Figure VI.17 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 4).....	106
Figure VI.18 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 5)	107
Figure VI.19 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (réseau existant)	109
Figure VI.20 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (scénario 1).....	110
Figure VI.21 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (scénario 2).....	111
Figure VI.22 : Régimes d'écoulement à travers la duse (cas du logiciel ReO)	112

Figure VI.23 : Régimes d'écoulement à travers la duse ($P_1/P_{wh}=0.4$)	113
Figure VI.24 : Régimes d'écoulement à travers la duse ($P_1/P_{wh}=0.3$)	114
Figure VI.25 : Régimes d'écoulement à travers la duse ($P_1/P_{wh}=0.25$)	115

Liste des tableaux

Chapitre I

Tableau I.1 : Les puits forés sur l'anneau d'huile	10
--	----

Chapitre IV

Tableau IV.1 : Puits reliés aux différents CTH	54
Tableau IV.3 : Capacité des CTH.....	55
Tableau IV.4 : Les caractéristiques des conduites utilisées.....	55

Chapitre V

Tableau V.1 : Données générales sur l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel.....	66
Tableau V.2 : Les données des tests de production (Puits de CTH1)	67
Tableau V.3 : Les données des tests de production (Puits de CTH4)	68
Tableau V.4 : Les principales corrélations pour les propriétés des fluides	69
Tableau V.5 : Résultat de l'analyse nodale (puits de CTH1)	72
Tableau V.6 : Résultat de l'analyse nodale (puits de CTH4)	73
Tableau V.7 : Potentiels des puits de CTH1	77
Tableau V.8 : Potentiels des puits de CTH4.....	77

Chapitre VI

Tableau VI.1 : Corrélations de perte de charge à travers la duse	93
Tableau VI.2 : Résultats de calage du réseau de CTH1	97
Tableau VI.3 : Résultats de calage du réseau de CTH4	98
Tableau VI.4 : Paramètres du réseau de CTH1 existant.....	100
Tableau VI.5 : Résultats de la simulation (scénario 1).....	101
Tableau VI.6 : Résultats de la simulation (scénario 2).....	102
Tableau VI.7 : Résultats de la simulation (scénario 3).....	104
Tableau VI.8 : Résultats de la simulation (scénario 4).....	105
Tableau VI.9 : Résultats de la simulation (scénario 5).....	107
Tableau VI.10 : Paramètres du réseau de CTH4 existant.....	108
Tableau VI.11 : Résultats de la simulation (scénario 1).....	109
Tableau VI.12 : Résultats de la simulation (scénario 2).....	110

Annexe A

Tableau A.1 : Données de complétions des puits producteurs de CTH1	123
Tableau A.2 : Données de complétions des puits producteurs de CTH4	124
Tableau A.3 : Epaisseur utile et perméabilité (Puits de CTH1)	125
Tableau A.4 : Epaisseur utile et perméabilité (Puits de CTH4)	125
Tableau A.5 : Perforations des puits de CTH1	126
Tableau A.6 : Perforations des puits de CTH4	126

Annexe D

Tableau D.1 : Tableau de performance de tête de puits (HR152)	140
Tableau D.2 : Tableau de performance de tête de puits (HR166)	140
Tableau D.3 : Tableau de performance de tête de puits (HR168)	140
Tableau D.4 : Tableau de performance de tête de puits (HR199)	140
Tableau D.5 : Tableau de performance de tête de puits (HR209)	141
Tableau D.6 : Tableau de performance de tête de puits (HRE103).....	141
Tableau D.7 : Tableau de performance de tête de puits (HRE104).....	141
Tableau D.8 : Tableau de performance de tête de puits (HRE106).....	141
Tableau D.9 : Tableau de performance de tête de puits (HRE107).....	142
Tableau D.10 : Tableau de performance de tête de puits (HRE108).....	142
Tableau D.11 : Tableau de performance de tête de puits (HRE109).....	142
Tableau D.12 : Tableau de performance de tête de puits (HRE111).....	142
Tableau D.13 : Tableau de performance de tête de puits (HR170)	143
Tableau D.14 : Tableau de performance de tête de puits (HR189)	143
Tableau D.15 : Tableau de performance de tête de puits (HRE403).....	143
Tableau D.16 : Tableau de performance de tête de puits (HRE406).....	143
Tableau D.17 : Tableau de performance de tête de puits (HRE407).....	144
Tableau D.18 : Tableau de performance de tête de puits (HRE408).....	144
Tableau D.19 : Tableau de performance de tête de puits (HRZ002).....	144

Annexe G

Tableau G.1 : Perte de charge et gradient de pression (modèle de base – CTH1)	157
Tableau G.2 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 1 – CTH1).....	157

Tableau G.3 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 2 – CTH1).....	158
Tableau G.4 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 3 – CTH1).....	158
Tableau G.5 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 4 – CTH1).....	159
Tableau G.6 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 5 – CTH1).....	159
Tableau G.7 : Perte de charge et gradient de pression (modèle de base – CTH4)	160
Tableau G.8 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 1 – CTH4).....	160
Tableau G.9 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 2 – CTH4).....	161

Liste des abréviations

A	:	Surface [m ²].
API	:	American Petroleum Institute.
B _o	:	Facteur volumétrique de l'huile [-].
B _g	:	Facteur volumétrique du gaz [-].
CTH	:	Centre de Traitement d'Huile
f	:	Facteur de frottement [-].
FE	:	Facteur d'efficacité d'écoulement [-].
g	:	Accélération [m/s ²].
GLR	:	Rapport gaz/liquide [m ³ /m ³].
GOR	:	Rapport gaz/huile [m ³ /m ³].
h	:	Hauteur de la zone productrice [m].
IP	:	Indice de Productivité d'un puits [(m ³ /j)/ (kg/cm ²)].
IPR	:	Inflow Performance Relationship.
K	:	Perméabilité [md].
P _b	:	Pression de bulle [kg/cm ²].
P _{Hrc}	:	Pression hydrostatique dans le réseau de collecte [kg/cm ²].
P _{Htbg}	:	Pression hydrostatique dans le tubing [kg/cm ²].
P _l	:	Pression de ligne [kg/cm ²].
P _r	:	Pression de gisement [kg/cm ²].
P _{sep}	:	Pression de séparation [kg/cm ²].
P.V.T	:	Pression Volume Température.
P _{wf}	:	Pression de fond de puits [kg/cm ²].
P _{wh}	:	Pression de tête de puits [kg/cm ²].
ΔP _{duse}	:	Pertes de charge dans le duse [kg/cm ²].
ΔP _{rc}	:	Pertes de charge dans le réseau de collecte [kg/cm ²].
ΔP _{tbg}	:	Pertes de charge dans le tubing [kg/cm ²].
q _g	:	Débit de gaz [m ³ /j].
q _o	:	Débit d'huile [m ³ /j].
q _w	:	Débit d'eau [m ³ /j].
R	:	GOR de production [m ³ /m ³].
r _e	:	Rayon du drainage d'un puits [m].

R_s	:	GOR de solution [m^3/m^3].
r_w	:	Rayon du puits [m].
S	:	Coefficient de l'effet de Skin [-].
S_c	:	Skin de colmatage [-].
S_d	:	Skin de la déviation [-].
S_e	:	Skin d'étranglement [-].
S_G	:	Saturation en gaz [%].
S_O	:	Saturation en huile [%].
S_p	:	Skin de perforations [-].
S_w	:	Saturation en eau [%].
V_p	:	Volume de pores [m^3].
V_s	:	Volume de solide [m^3].
W_{cut}	:	Le débit fractionnaire [%].
WOR	:	Le rapport eau/huile [m^3/m^3].
μ	:	Viscosité du fluide [cP].
ϕ	:	Porosité [%].
ρ	:	Masse volumique [g/l].
θ	:	Angle d'inclinaison [$^\circ$].
Φ_{duse}	:	Diamètre de la duse [1/64 pouce].

Introduction générale et position du problème

1. Introduction générale : [PRA.77], [SID.75]

La production des puits de pétrole, composée de mélange de pétrole, de gaz, d'eau, l'addition de sable et d'autres particules solides, doit être recueillie et préparée pour l'expédition ultérieure vers les raffineries par les oléo- et gazoducs.

Par système de collecte de la production des puits de pétrole on entend tout l'équipement et le système de conduites construites pour la collecte de la production des puits isolés avec la canalisation vers le poste centrale de traitement. Il n'existe pas de système universel.

Chaque champ présente ses particularités des conditions naturelles et climatiques, la distribution du faisceau de puits suivant le chantier, des modes et de volumes de la production du pétrole, du gaz, de l'eau, de leurs propriétés physiques.

La mise à disposition du pétrole nécessite la construction de réseaux de collectes permettant d'acheminer le pétrole depuis les puits producteurs jusqu'aux centres de traitement d'huile (CTH). Les distances qui doivent être parcourues atteignent parfois plusieurs kilomètres et les volumes que l'on transporte requièrent que les conduites aient des tailles de plus en plus importantes.

L'étude d'optimalité d'un réseau de surface comporte deux principales parties :

- La première consiste à optimiser la structure brute du réseau, à savoir le nombre de jonctions, manifolds, les distances entre elles et les diamètres des conduites.
- La deuxième a pour objectif d'optimiser l'exploitation du pétrole une fois le réseau installé.

La division **PED** (Petroleum Engineering and Développement), a pour mission la conception de projets d'exploitation et de développement des champs pétroliers pour optimiser la récupération des hydrocarbures.

Pour atteindre ces objectifs, le PED utilise des modèles de simulation, qui reproduisent l'architecture du réservoir et ses mécanismes de drainages ainsi que la productivité des puits.

Dans cette perspective, notre étude est portée sur l'optimisation du réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel.

2. Objectif du projet de fin d'études

Le but principal de ce travail de fin d'études est de déterminer les capacités optimales de production des puits de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel.

La première étape a consisté à effectuer une analyse nodale par le logiciel **WellPerform**, ce qui nous a permis de déterminer le potentiel de chaque puits producteurs reliés à deux centres de traitement d'huile (CTH1 et CTH4).

Dans la seconde étape, une étude d'optimisation a été réalisée à l'aide du logiciel **ReO** permettant ainsi de déterminer les capacités maximales du réseau existant tout en tenant compte des contraintes de celui-ci à savoir les pressions d'entrée de séparateur, et les pressions de service des conduites.

3. Problématique

Le champ pétrolier de Hassi R'mel connaît un développement important de l'anneau d'huile. Ce développement a une grande influence sur l'exploitation du champ. Plusieurs puits producteurs d'huile possèdent un grand potentiel de production et peuvent produire plus, mais ne sont pas exploités avec leur régime optimum à cause de plusieurs problèmes.

Parmi ces problèmes, on peut citer ceux qui ont une relation avec le réseau de collecte :

- Insuffisance de la capacité de transport de la production par le réseau de collecte actuel. Ce dernier ne répond pas au potentiel réel du champ à cause de l'augmentation du volume de gaz produit.

- Augmentation du taux de production du gaz et de l'eau. La présence de ces fluides à l'intérieur des pipes peut causer plusieurs problèmes, à savoir : le phénomène de corrosion et l'augmentation des pertes de charges.
- Freinage de la production à cause des goulots d'étranglement.

Le problème peut être formulé de la manière suivante :

Déterminer les paramètres essentiels qui permettent d'optimiser le potentiel des puits et ainsi d'augmenter la production d'huile.

Ces paramètres sont dictés par :

- la pression de tête ;
- la pression de ligne ;
- la pression du séparateur ;
- le volume de gaz associé à l'huile.

Plus précisément déterminer :

Les conditions optimales de fonctionnement du réseau de surface (pression, débit) qui permettent d'augmenter la capacité de production d'huile.

Par ailleurs, ce domaine sur la production des hydrocarbures, nouveau pour nous, nous a conduit à prendre connaissance des bases théoriques du réservoir engineering qui ont été nécessaires pour effectuer les différentes simulations d'écoulements des fluides à travers le tubing (par le logiciel WellPerform) et du réseau de surface (par le logiciel ReO) et nous permettre ainsi l'obtention des conditions optimales du réseau.

En outre, un investissement conséquent en temps a été consenti pour la collecte des données des deux centres de traitements d'huile CTH1 et CTH4 du champ de Hassi R'mel.

4. Présentation générale du mémoire

Dans le but de faciliter au lecteur la compréhension de notre étude, nous avons structuré notre projet de fin d'études comme suit :

Le chapitre I donne une présentation du champ de Hassi R'mel suivie d'une description géographique de l'anneau d'huile.

Le chapitre II présente les termes techniques concernant la production, les notions pétrolières et le réservoir engineering, ceci afin de définir les différents paramètres qui seront utilisés dans le cadre de ce mémoire.

Le chapitre III traite les études de performance du système de production par l'analyse nodale dont la procédure sera présentée de manière détaillée.

Le chapitre IV décrit le réseau de surface à optimiser ainsi que les contraintes qui lui sont liées.

Le chapitre V verra l'application de l'analyse nodale présentée au chapitre III par le logiciel Well Perform. A ce niveau, la pression du fond pour chaque puits du réseau sera déterminée afin de calculer le potentiel de ces puits.

Le chapitre VI portera sur l'étude de l'optimisation du réseau de surface à l'aide du logiciel ReO après la modélisation et le calage du réseau de collecte.

Nous terminerons notre mémoire par une conclusion qui résumera les différentes étapes de notre travail et des recommandations seront fournies afin d'exploiter de manière optimale l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel.

Chapitre I

Généralités sur l'anneau d'huile

I.2 Historique et position de l'anneau d'huile

La découverte en 1979 de l'anneau d'huile, a été effectuée par le forage du puits HR38 prévu à l'origine à gaz. Ce puits a mis en évidence une colonne d'huile d'une épaisseur de dix mètres dans le niveau **A** du Trias gréseux. D'autres puits HR154, HR164 implantés sur la même structure vont confirmer l'existence d'un anneau d'huile d'orientation Nord Nord-Est et Sud Sud-Ouest commercialement exploitable.

Le premier puits horizontal HRZ01, réalisé en Algérie a été foré dans l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel en 1991.

L'anneau d'huile s'étend sur 240 Km², (une distance d'environ 65 Km pour une largeur moyenne de 4 Km).

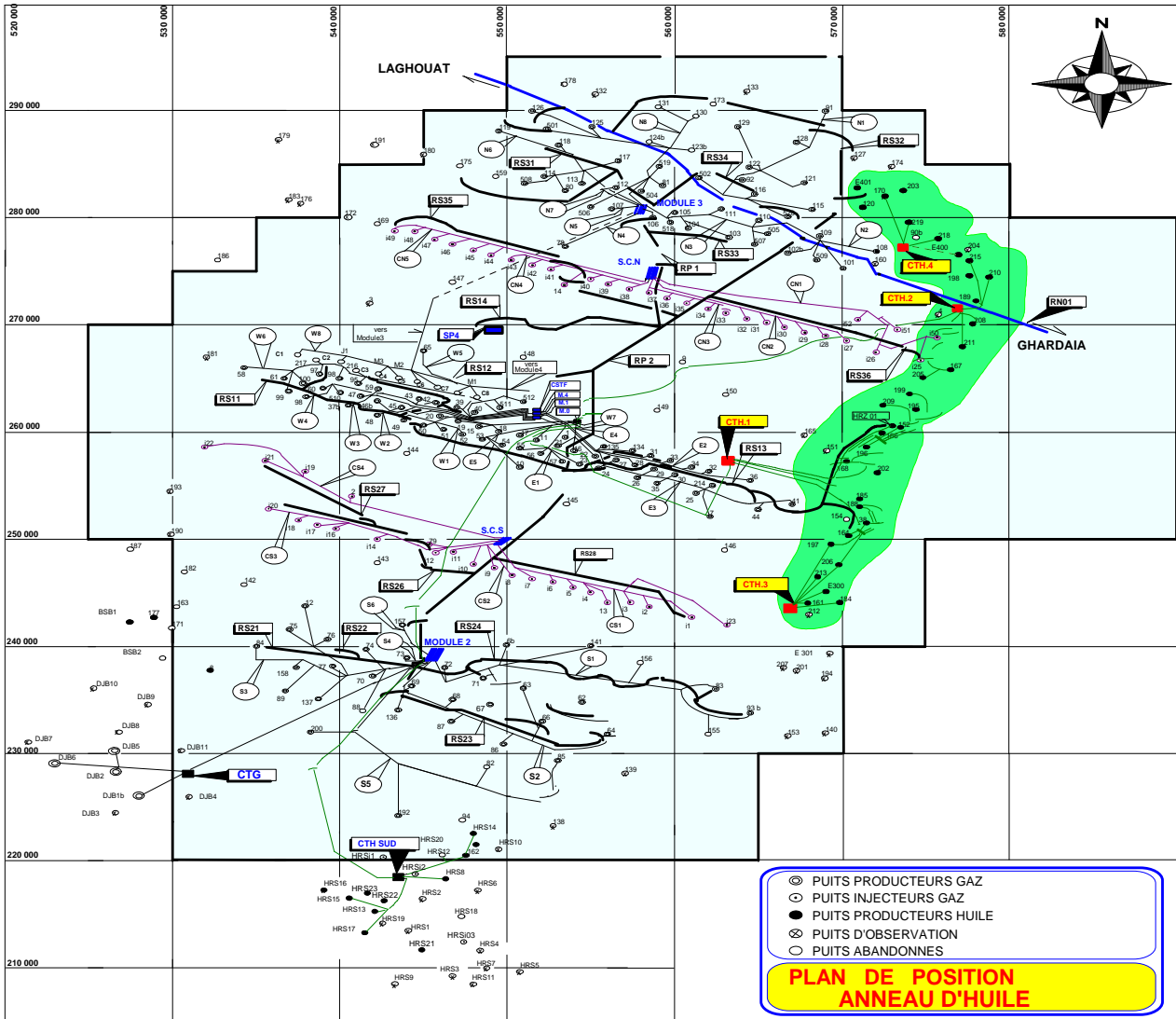


Figure I.2 : Position de l'anneau d'huile

I.3. Cadre géologique

▪ Aspect structural du gisement

La structure de Hassi-R'mel est un anticlinorium de forme elliptique dont l'axe principal est orienté NE-SW (figure I.3). Le pendage structural est relativement faible, de l'ordre de 10m/km.

Les failles majeures sont normales de direction Est-Ouest et Nord-Nord-Ouest à Est. Le rejet est faible de l'ordre de 10 m.

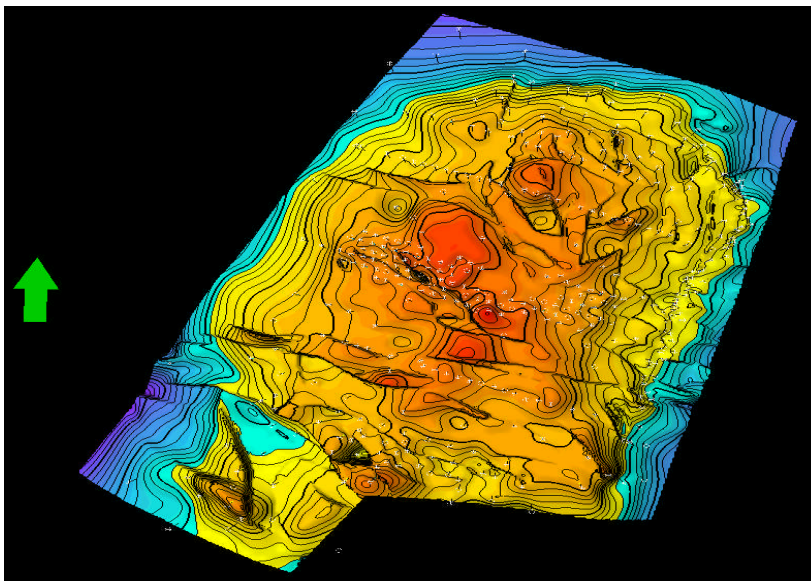


Figure I.3 : Carte structurale de Hassi R'mel

▪ Aspect stratigraphique

Le niveau Trias est caractérisé par des grès quartzitiques à ciment argilo-anydritique et argilo-carbonaté d'âge triasique (TAG), il se repose sur des couches d'argile et d'andésite de la série inférieure qui se biseautent à l'extrême limite EST pour mettre en contact direct le TAG avec le combro-ordovicien.

La profondeur moyenne au toit de l'horizon 'A' est de 2213m. L'épaisseur totale varie de 15.4m (HR203) à 37.2m (HR161) pour une moyenne de 23.6m (la colonne stratigraphique du champ de Hassi R'mel est donnée en figure I.4).

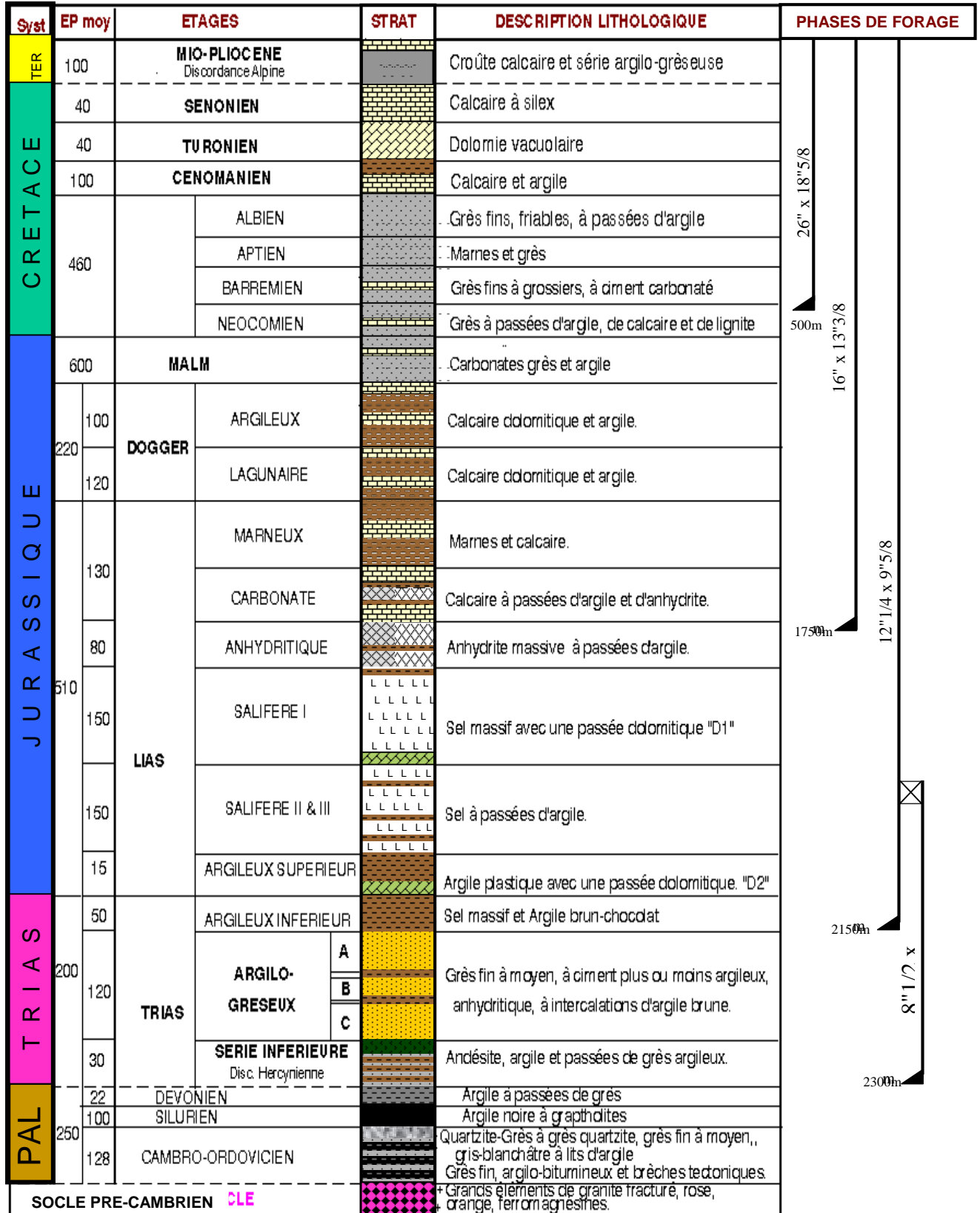


Figure I.4 : La colonne stratigraphique synthétique du champ de Hassi R'mel

I.4 Etat des puits forés

L'anneau d'huile du gisement de Hassi R'mel compte en février 2006, la situation des puits consignée dans le tableau suivant :

Puits producteurs d'huile	Puits verticaux	Puits verticaux fermés	Puits horizontaux	Puits horizontaux fermés	Puits assistés par les méthodes d'activation	Total
38	58	26	12	6	5	70

Tableau I.1 : Les puits forés sur l'anneau d'huile

I.5 Historique de production

L'historique de production de l'anneau d'huile est résumé comme suit :

- **Phase 1: Période de 1981 à 1996**

L'anneau d'huile est exploité par une trentaine de puits verticaux et le premier puits horizontal HRZ1 traversant le réservoir A, produisant une moyenne de 1250 m³/j.

- **Phase 2 : Période de 1996 à 2004**

Le nouveau plan de développement, établi durant cette période, consiste à la réalisation de nouveaux puits verticaux et horizontaux afin de réduire les problèmes de coning d'eau et de gaz et d'augmenter ainsi la production d'huile. La production cumulée en huile pour cette période a été de 5 millions de m³. L'historique de la production d'huile de 1981 à 2004 est donné ci-dessous (figure I.5).

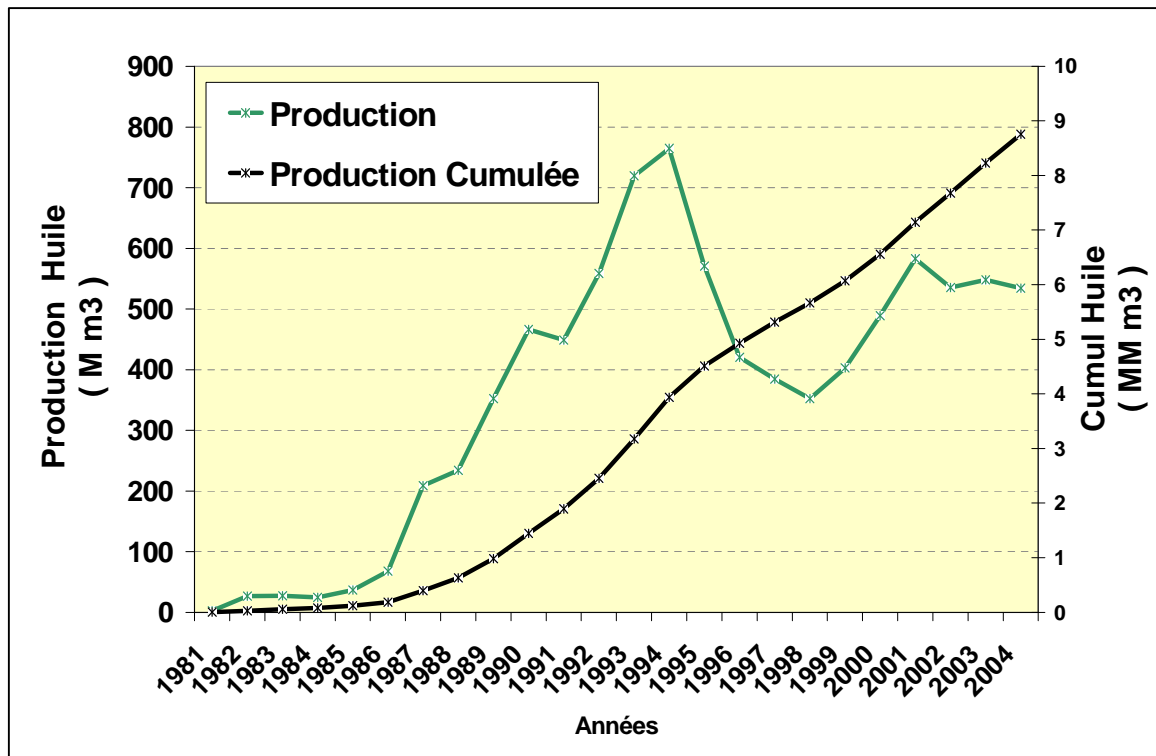


Figure I.5 : Historique de production d'huile

Chapitre II

Notions pétrolières et techniques de production

II.1 Introduction

L'exploitation des gisements implique une interdépendance poussée des techniques de gisements, de celles qui concernent le forage et l'équipement des puits, ainsi que des techniques de surface nécessaires à la collecte et au traitement des hydrocarbures avant leur transport.

Le gisement : [COS 88]

Un gisement est formé d'un (ou plusieurs) réservoir(s) rocheux souterrain(s) contenant des hydrocarbures liquides et/ou gazeux, et d'origine sédimentaire à de très rares exceptions près. La roche réservoir est poreuse et perméable, et la structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures. (voir figure I.1).

II.2. Le réservoir : [COS 88]

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique.

Un réservoir peut contenir soit de l'huile, soit du gaz, ou encore les deux fluides superposés.

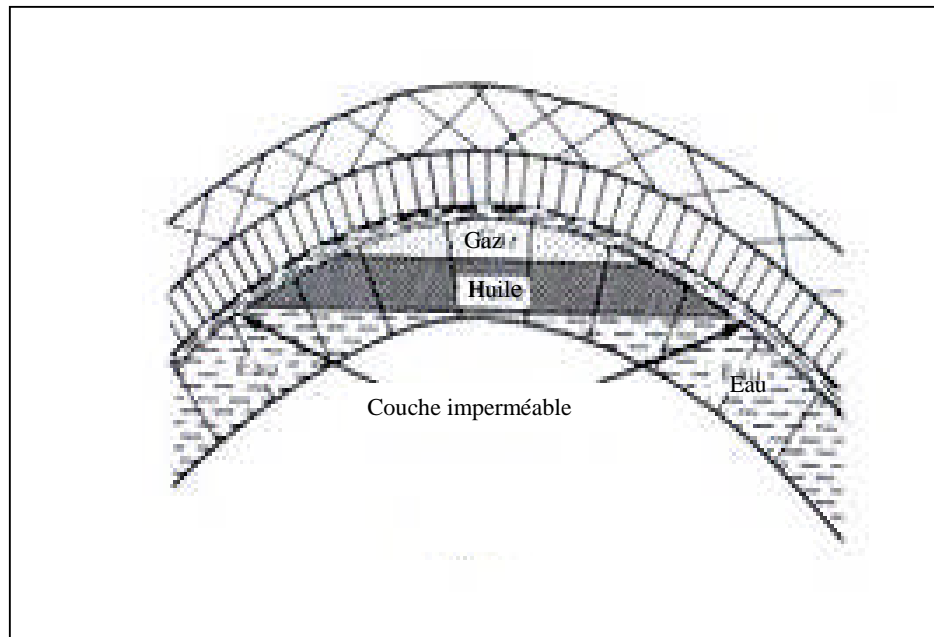


Figure II.1 : Gisement d'hydrocarbures

II.2.1 Caractérisations des roches réservoirs : [MON 75], [COS 88]

Nous allons donner brièvement les caractérisations des roches réservoirs.

Pour qu'une roche puisse constituer un réservoir, il faut :

- Qu'elle ait une certaine capacité de stockage. Cette propriété est caractérisée par la **porosité**.
- Que les fluides puissent y circuler. Cette propriété est caractérisée par la **perméabilité**.
- Qu'elle contienne une quantité suffisante d'hydrocarbures, avec une concentration suffisante. Cette propriété est caractérisée par la **saturation**.

▪ Porosité

Considérons un échantillon de roche. Son volume apparent, ou volume total V_T , est constitué d'un volume solide V_S et d'un volume de pores V_P . On appelle porosité ϕ :

$$\phi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{Total}}} \quad \text{exprimée en \% .}$$

La porosité traduit la circulation des fluides se trouvant dans les pores : plus la porosité est grande, et plus le fluide s'écoule facilement. Pour donner un ordre de grandeur, on parlera de porosité faible si $\phi < 5\%$ et excellente si $\phi > 30\%$.

▪ Perméabilité

La perméabilité intrinsèque ou absolue d'une roche est l'aptitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide dont elle est saturée.

Considérons un échantillon de longueur dx et de section A , saturé d'un fluide de viscosité dynamique μ , traversé horizontalement par un débit q (mesuré dans les conditions de la tranche dx) ; en régime permanent, la pression amont est P , la pression aval est $P-dP$.

$$q = A \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dP}{dx} \quad \text{loi de Darcy.}$$

K coefficient de perméabilité. La perméabilité a la dimension d'une surface, et elle s'exprime usuellement en millidarcy (mD) : $1\text{mD} = 10^{-15} \text{m}^2$.

- Dans le système international S.I :

$$q_{(\text{m}^3/\text{s})} = k_{(\text{m}^2)} \cdot \frac{A_{(\text{m}^2)}}{\mu_{(\text{pascals} \cdot \text{s})}} \cdot \frac{dP_{(\text{pascals})}}{dx_{(\text{m})}}$$

- Système pratique :

$$q_{(\text{cm}^3/\text{s})} = k_{(\text{darcys})} \cdot \frac{A_{(\text{cm}^2)}}{\mu_{(\text{cP})}} \cdot \frac{dP_{(\text{atmosphères})}}{dx_{(\text{cm})}}$$

La perméabilité est bonne si $200 < k < 500 \text{ mD}$.

▪ Saturations

Dans le volume de pores V_P se trouvent un volume V_W d'eau, un volume V_O d'huile et un volume V_G de gaz ($V_W + V_O + V_G = V_P$).

Les saturations en huile, eau et gaz sont :

$$S_W = \frac{V_W}{V_P}, S_O = \frac{V_O}{V_P}, S_G = \frac{V_G}{V_P} \quad \text{exprimées en pourcents avec } S_W + S_O + S_G = 100 \%$$

II.2.2 Caractéristiques des fluides de gisement : [CHO 2000], [GRA 86]

L'évaluation des quantités, la définition du mode d'exploitation et des conditions de traitement en surface nécessitent la connaissance de certaines propriétés du fluide du réservoir. Ces propriétés, qui varient avec la pression et la température (propriétés appelées communément « P.V.T ») peuvent être définies soit par application de lois empiriques soit au moyen de mesures de laboratoire.

a) Propriétés des huiles

▪ La densité. Gravité A.P.I.

La densité de l'huile de gisement est exprimée par le rapport de sa masse volumique à celle de l'eau dans les conditions de stockage de température (15°C) et de pression (1atm).

La gravité A.P.I. est définie par la relation :

$$\text{Gravité, en degré A.P.I.} = \frac{141.5}{\text{densité}} - 131.5.$$

▪ La viscosité

La viscosité est une caractéristique intrinsèque d'un liquide qui nous donne une mesure qualitative de l'aptitude d'un fluide à pouvoir se déplacer dans un milieu (poreux, oléoducs...). L'unité de viscosité est le Pascal seconde (Pa .s) ou le poise (Po) :

$$1\text{Pa.s} = 10 \text{ Po} = 10^3 \text{ cPo}.$$

Ordre de grandeur : depuis 0.2 cP (huile très légère) jusqu'à 100 cP.

- **Facteur volumétrique de formation**

Le facteur volumétrique de formation d'une huile B_o est le volume de phase liquide gisement qui a donné un volume unité d'huile en conditions standards.

Ce facteur est utilisé pour convertir le volume d'huile dans le réservoir en volume d'huile dans le bac de stockage.

$$B_o = \frac{V_o(P, T)}{V_{oStd} (P \text{ atm}, 15^\circ\text{C})}$$

Le facteur de volume est sans unité, sa valeur est entre 1 et 2.

- **Pression de bulle**

Pression à laquelle la première bulle de gaz est libérée d'une huile saturée de gaz dissous dans les conditions du gisement, (la pression de bulle du gisement de Hassi R'mel égale à 311.11 Kg/cm²).

b) Propriétés des gaz

- **Facteur de volume**

Les quantités de gaz en place, réserves, débits et productions cumulées sont exprimés en volumes standards, correspondant à des conditions de pression et de température déterminées.

$$P_{Std} = 76 \text{ cm Hg}, T_{Std} = 15^\circ\text{C}.$$

Pour passer du volume à P et T au volume standard, on utilise le facteur de volume B_g :

$$B_g = \frac{V_g(P, T)}{V_g(P_{Std}, T_{Std})}$$

B_g est sans unité.

- **Viscosité des gaz**

La viscosité des gaz intervient dans les calculs de leur écoulement dans la roche réservoir et dans les lignes de production et de transport.

En général, la viscosité des gaz n'est pas mesurée mais elle est déterminée au moyen de lois empiriques.

Ordre de grandeur : de 0.01 à 0.04 cP.

- **Rapport gaz / huile GOR de dissolution R_S :**

Le volume de gaz standard récupéré avec un volume unité d'huile de stockage.

$$R_S = \frac{V_g(\text{diss})}{V_o(\text{Cond.Stock})}$$

R_S s'exprime en pieds cubes/baril ou en mètres cubes/mètre cube.

- **Rapport gaz / huile GOR de production R :**

Le rapport, à un instant donné, du débit total de gaz standard produit au débit d'huile de stockage.

$$R = \frac{V_g(\text{total})}{V_o(\text{Cond.Stock})}$$

R s'exprime en pieds cubes/baril ou en mètres cubes/mètre cube.

c) Propriétés des eaux de gisement

- **La viscosité**

Elle est déterminée au laboratoire. Sa valeur est de l'ordre de : $\mu_w = 0.3$ à 0.7 cP.

- **Le rapport eau/huile WOR**

Le rapport du débit d'eau produit au débit d'huile de stockage.

$$\text{WOR} = \frac{q_w}{q_o}$$

Le WOR est exprimé en pieds cubes/baril ou en mètres cubes/mètre cube.

- **Le débit fractionnaire (Water cut)**

Le rapport du débit d'eau produit au débit du liquide (eau, huile) en conditions de stockage.

$$\text{Wcut} = \frac{q_w}{q_w + q_o}$$

Le water cut est exprimé en pourcentage.

II.3 Le puits : [PER 95]

Il existe deux catégories de puits : les puits de reconnaissance et les puits de développement. Un puits de reconnaissance ou puits d'exploration est foré dans un champ qui n'a jamais été exploré auparavant. Un puits de développement est foré dans un gisement de pétrole existant pour extraire davantage de pétrole.

Les deux types de puits peuvent être forés de différentes manières. Ils peuvent être verticaux, horizontaux ou multilatéraux. Les puits verticaux représentent la forme traditionnelle de forage des puits de pétrole.

La construction d'un puits se fait en plusieurs étapes. Dans un premier temps, on effectue le forage et la diaggraphie du puits. Puis on procède au cuvelage et à la cimentation. Chaque étape de forage, cuvelage et cimentation s'effectue graduellement, en plusieurs fois. Puis, on met en place le tubage et les packers de production. Enfin, on procède aux perforations dans le cuvelage pour permettre la circulation du pétrole dans le tubage.

II.3.1 Equipement des puits éruptifs

Les puits éruptifs (voir figure II.2 ci-dessous) comportent en général les équipements de production suivants :

- **Une tête de production** comprenant l'arbre de Noël et la tête de colonne de production.
L'arbre de Noël est un ensemble de vannes, duse, raccords qui permet le contrôle de l'effluent et la mise en sécurité de l'installation.
La tête de colonne de production reçoit le dispositif de suspension de la ou des colonnes de production (tubing).
- **La colonne de production (tubing)**, conduite d'acheminement des effluents du puits jusqu'en surface.
- **Une étanchéité d'annulaire**, ou **packer de production**, dont le rôle est avant tout d'isoler le cuvelage (casing) de la pression dans le puits.
- **Les accessoires de fond**, tels que vanne à chemise coulissante, sièges. Ces éléments, incorporés, autorisent une circulation tubing-annulaire, servent lors de la mise en place de l'équipement, facilitent l'utilisation d'outils de mesure et d'entretien.
- **Une vanne de sécurité supplémentaire**, dite de subsurface pour les puits à risque.

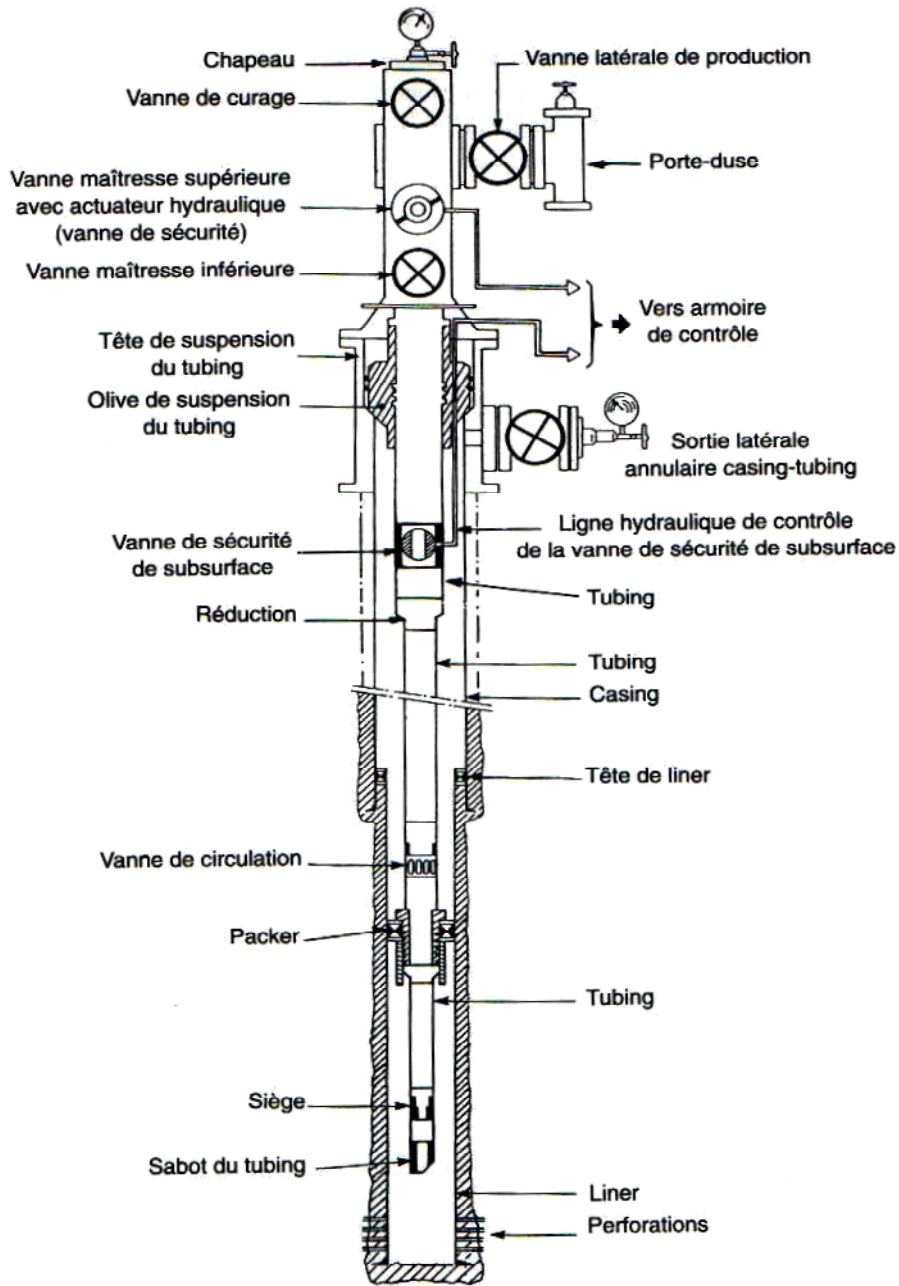


Figure II.2 : Puits éruptif

II.3.2 La liaison couche-trou : [DOM 2001]

Elle consiste à concevoir le mode de complétion pour produire/injecter le réservoir dans les meilleures conditions, essentiellement de fond. D'une manière générale cette partie se rapporte à ce qui touche au réservoir proprement dit et aux effluents qui y sont contenus.

Il existe deux types principaux de liaison couche-trou:

- Les complétions en trou ouvert (open hole)
- Les complétions en trou cuvelé (cased hole)

▪ Complétions en trou ouvert

Le réservoir est foré après pose et cimentation d'un cuvelage au toit de la couche. Il est laissé ainsi et produit directement en trou ouvert.

Un liner (colonne perdue) préperforé (placé au droit de la couche) permet d'assurer la tenue générale des parois du trou (figure II.3).

▪ Complétions en trou cuvelé

Après le forage de la couche, un cuvelage (ou un liner dans certains cas) est mis en place et cimenté au droit de la couche; puis des perforations sont réalisées au droit de la zone que l'on souhaite produire pour rétablir la communication entre le réservoir et le puits. Ces perforations devront traverser le cuvelage et la gaine de ciment avant de pénétrer dans la formation (ce type de liaison est le type utilisé pour les puits de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel) (figure II.4).

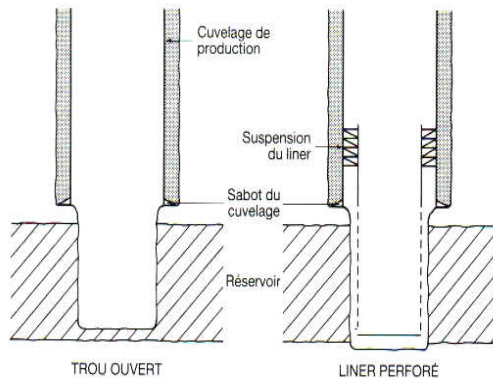


Figure II.3 : Complétion en trou ouvert

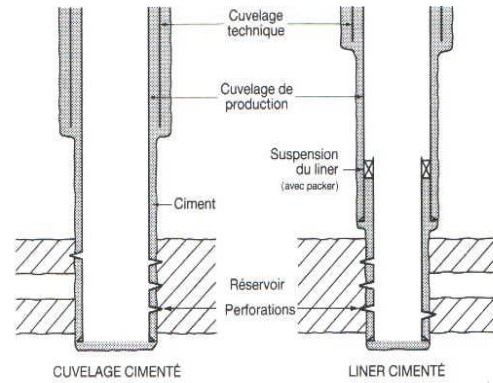


Figure II.4 : Complétion en trou cuvelé

II.3.3 Les essais de puits : [BOU 96]

Les essais de puits consistent essentiellement en des mesures de pression dans le puits, au niveau du réservoir, au début et pendant la production.

▪ Essais initiaux

Ils ont pour but la connaissance :

- de la capacité de production du puits,
- de la pression statique du gisement,
- du produit « hk » (hauteur qui produit, multipliée par la perméabilité de la couche au-delà de la zone proche du trou),
- du degré de modification des caractéristiques de cette zone proche du puits (effet de skin),
- du rayon de drainage du puits,
- de la nature et de l'évolution des fluides produits.

▪ Essais périodiques

Leur périodicité peut être de 3, 6 ou 12 mois par exemple, suivant la rapidité de l'évolution des paramètres du puits.

Ils ont pour but la détermination :

- de la pression statique de réservoir,
- du potentiel du puits,
- du colmatage et le contrôle des effluents.

II.4 Réseaux de collecte : [MAI 74]

II.4.1 Définitions

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et de leurs accessoires affectées au transport des effluents bruts entre les puits producteurs et un centre de traitement.

Le terme ligne de collecte s'applique à l'une de ces conduites prise individuellement.

II.4.2 Particularités des lignes de collecte

Elles transportent presque toujours un effluent polyphasique et sont soumises de ce fait à des lois d'écoulements complexes. Ces phénomènes s'accompagnent toujours de pertes de charge importantes.

Les pressions de travail des collectes peuvent être très élevées. C'est le cas des gisements de gaz ou des gisements d'huile à fort GOR. La sécurité impose alors la mise en place de vannes automatiques, capables de fermer au niveau des têtes de puits, quand apparaissent des conditions anormales.

II.4.3 Plans de collecte

II.4.3.1 Liaisons individuelles

Chaque puits est relié individuellement aux vannes d'entrée du centre de traitement.

Cette formule offre d'importants avantages techniques :

- identification immédiate sur le centre même des puits en service et à l'arrêt,

- vérification du fonctionnement effectif des puits en service par simple examen des pressions et températures d'arrivée,
- commodité d'isolement d'une production polluante sur une unité de traitement séparée,
- possibilité de réaliser et de compléter progressivement le réseau de collecte en fonction du développement du champ et des résultats obtenus.

En revanche, cette disposition devient vite très onéreuse si la superficie du champ est grande ou si le nombre des puits est élevé, car elle exige d'importantes longueurs de conduite.

II.4.3.2 Liaisons par collecteurs

Pour réaliser ce type de réseau, on choisit sur le terrain un ou plusieurs points de groupement où aboutissent les lignes individuelles des puits. Ces points sont pris tels que les lignes individuelles soient les plus courtes possibles. Les effluents sont acheminés, mélangés, par un collecteur unique de capacité convenable vers le centre de traitement.

Au point de groupement, appelé **manifold**, on installe un ensemble de vannes qui permet d'isoler la production de chaque puits et de la diriger vers un séparateur d'essai où s'effectuent les contrôles périodiques indispensables.

La formule du collecteur comporte un certain nombre d'inconvénients tant financiers que techniques :

- Inconvénient financier :

Le réseau à peu près complet doit être achevé avant le début de l'exploitation, ainsi l'investissement total est engagé avant que le champ n'ait rien produit.

- Inconvénients techniques :

- la capacité des conduites doit être calculée sur des données prévisionnelles d'où risque d'erreurs d'estimation
- la production entière peut être polluée par celle d'un seul puits émettant de l'eau.

II.5 Traitement normal de l'huile

II.5.1 Généralités

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produits conformes à des normes définies.

Le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquides ou gazeux et d'eau. A l'origine, ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi que des conditions de pression et de température existantes dans la formation.

L'exploitation détruit cet équilibre. Par le jeu des pertes de charge dans la roche magasin, dans le trou de sonde et dans les conduites de collecte, l'effluent subit des décompressions successives jusqu'à son entrée dans le centre de traitement. Ces décompressions s'accompagnent aussi de baisses de température.

En conséquence, des gaz sortent de la solution d'où se libèrent de l'huile, des hydrocarbures et de l'eau qui se condensent.

Le centre de traitement reçoit en définitif des bouchons alternés de gaz humide, d'eau libre et d'huile encore chargée de gaz dissous.

II.5.2 Les séparateurs

Les séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement dont ils constituent les éléments essentiels. Ils reçoivent directement du manifold d'entrée la production amenée par les collectes.

Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent.

A la faveur de cette tranquillisation les fluides déjà partiellement séparés en amont se tirent par différence de densité. Les liquides s'accumulent dans le bas de la capacité où ils sont soutirés, le gaz plus léger s'échappe par le haut. De plus, comme la pression dans l'enceinte est constante, un nouvel équilibre diphasique s'établit et du gaz libre se dégage du liquide.

II.5.3 Parcs de stockage sur champs

Sur un centre de traitement, où la séparation est réalisée par étages, le bac de stockage est considéré comme le dernier étage de la chaîne, fonctionnant à pression atmosphérique (ou pression très voisine).

Une capacité de stockage suffisante permet de rendre indépendants l'un de l'autre le régime de production d'un champ et le régime d'exploitation d'un pipeline d'évacuation.

Les équipements du réseau de surface sont représentés dans la figure II.5.

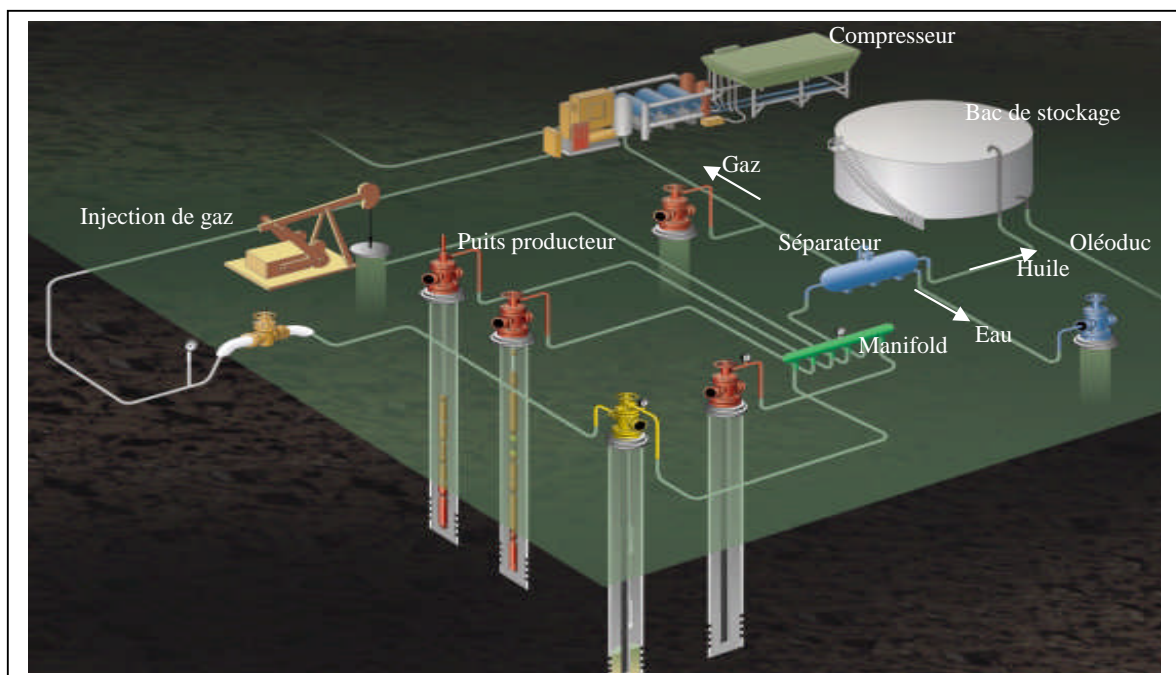


Figure II.5 : Equipements du réseau de surface

II.6 Approche globale de la capacité de débit d'un puits [PER 95]

La capacité de débit d'un puits est un paramètre crucial par ses implications économiques.

Il est donc important de chercher à l'évaluer. Toutefois, il ne faut pas oublier que c'est un paramètre évolutif dans le temps et qu'il a malheureusement tendance à décroître.

II.6.1 Équation de base

Le débit d'un puit est fonction :

- de la différence entre la pression disponible, c'est-à-dire la pression de gisement (P_r), et la contre-pression exercée en fond de puits (P_{wf}) ;
- de paramètres prenant en compte la nature du réservoir et des fluides en place.

Dans le cas d'un fluide, et à condition que l'écoulement puisse être considéré de type permanent et radial circulaire et que la vitesse du fluide ne soit pas trop grande aux abords du puits, l'équation de débit se réduit à :

$$q = IP \cdot (P_r - P_{wf})$$

où l'indice de productivité (IP) est fonction principalement de la viscosité du fluide, de la perméabilité propre de la formation et des perturbations aux abords du puits, enfin de la hauteur du réservoir.

L'indice de productivité théorique est de la forme :

$$IP_{th} = \frac{2\pi hk}{B\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$$

Avec :

B : facteur volumétrique de formation (sans unité) ;

h : hauteur du réservoir (m) ;

k : perméabilité du réservoir (μm^2) ;

μ : viscosité du fluide contenu dans le réservoir (Pa.s) ;

r_e : rayon du drainage de puits (m) ;

r_w : rayon du puits foré (m).

En ce qui concerne le puits réel, l'ensemble des perturbations aux abords du puits est regroupé sous la forme du terme « S » (skin factor) de la manière suivante :

$$IP = \frac{2\pi hk}{B\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

On définit aussi le rendement d'écoulement (Re) comme étant le rapport entre le débit réel obtenu et le débit théorique que donnerait le puits « idéal » dans les mêmes conditions de pression de fond :

$$Re = \frac{q}{q_{th}} = \frac{IP}{IP_{th}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Le skin, souvent considéré comme l'effet du colmatage aux abords des puits, résulte en fait de plusieurs facteurs :

S_c : dû au colmatage proprement dit de la formation ;

S_p : dû aux perforations elles-mêmes ;

S_t : dû à l'effet de turbulence dans les perforations ou aux abords immédiats du puits, contrairement aux autres termes qui sont indépendants du débit, S_t varie avec le débit ;

S_e : dû à l'effet d'étranglement lorsque la couche n'est pas perforée sur toute sa hauteur ;

S_d : dû à l'effet de la déviation, généralement négligeable.

II.6.2 Analyse des différents termes et considérations qui en découlent

Pour qu'il y ait production, il faut que la pression de fond soit inférieure à la pression de gisement. Or la pression de fond n'est que la contre-pression résultant de l'ensemble du circuit en aval, (voir la figure II.6).

La pression de fond, en remontant de l'aval vers l'amont, est donc la somme des termes suivants :

P_{sep} : pression nécessaire à l'entrée du centre de traitement en surface ;

ΔP_{rc} : pertes de charge dans le réseau de collecte ;

P_{Hrc} : variation de pression hydrostatique entre le centre de traitement et la tête de puits ;

ΔP_{duse} : pertes de charge à la duse en tête de puits (duse qui permet de régler le débit du puits) ;

ΔP_{tbg} : pertes de charge dans le tubing entre le fond du puits et la surface ;

P_{Htbg} : variation de pression hydrostatique entre la tête de puits et le fond du puits.

Tant que l'on duse (choke) le puits en tête, cela veut dire que le puits a une capacité de débit supérieure à ce qui nous est nécessaire ou autorisé à ce moment là (pour des questions réglementaires, de gisement tel le coning, d'exploitation surface,...). Le problème n'est pas un problème de manque d'éruptivité mais un problème de réglementation, de liaison couche-trou, de capacité de traitement ou d'expédition en surface,...

Considérant par contre le cas où le débit du puits reste inférieur à ce que l'on souhaiterait même une fois le dusage en tête de puits supprimé.

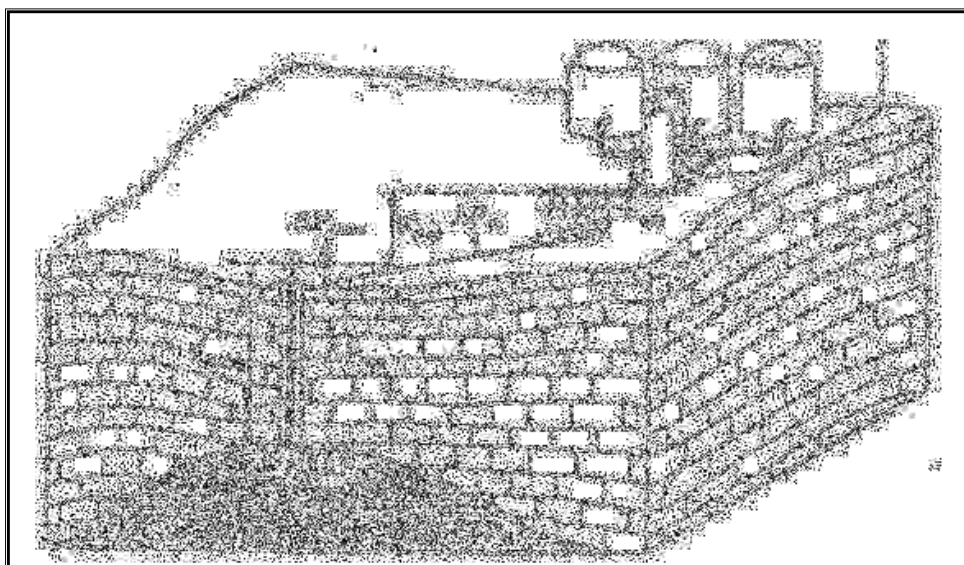


Figure II.6 : Circuit du fluide depuis le gisement jusqu'au centre de traitement

II.6.3 Comment augmenter le débit du puits d'huile

Chercher à augmenter le débit du puits revient alors à chercher à :

- diminuer la contre-pression P_{wf}
- augmenter P_r ou plus couramment limiter le déclin de la pression de gisement, déclin dû au volume déjà produit ;
- augmenter l'indice de productivité IP.

II.6.3.1 Diminuer la pression de fond

Nous allons voir dans quelle mesure il est possible de minimiser les différents termes, autre que ΔP_{duse} intervenant dans P_{wf} .

- P_{sep} : La pression de la séparation influe tout d'abord sur la qualité de la séparation gravitaire. Elle influe aussi sur le rendement thermodynamique de la séparation, c'est-à-dire la quantité de liquide récupérée dans le bac de stockage, le reste étant perdu sous forme de gaz. Il peut être intéressant de choisir une pression de traitement inférieure à la pression optimale. Certes le rendement thermodynamique s'en trouve légèrement diminué, par contre l'augmentation de débit à la sortie du puits qui en résulte (en particulier si l'IP est bon), fait généralement bien plus que compenser cela.
- ΔP_{rc} : En général les installations sont conçues dès le départ pour minimiser ce terme là.
- P_{Hrc} : Sauf cas particulier, le réseau de collecte est plus ou moins horizontal donc ce terme, fixé par la topologie des lieux, est naturellement très faible.
- ΔP_{tbg} : Pour les débits faibles et moyens (inférieurs à quelques centaines de mètres cubes par jour) les programmes classiques de forage et cuvelage permettent généralement de disposer de place pour le tubing afin de limiter ce terme à un niveau relativement faible.
- P_{Htbg} : C'est le terme qui contribue le plus à la pression de fond. Il est fondamental en ce qui concerne la nécessité ou non de recourir à un moyen d'activation.

Pour que le puits soit naturellement éruptif, il faut que cette pression hydrostatique soit inférieure à la pression de gisement, sinon un procédé d'activation sera nécessaire.

Même si cette pression hydrostatique est inférieure à la pression de gisement, elle peut être encore trop importante pour que le puits débite de lui-même au débit souhaité. En effet d'une part la pression de fond englobe d'autres termes (en particulier P_{sep} , ΔP_{rc} et ΔP_{tbg}) et d'autre part la différence nécessaire entre P_r et P_{wf} est fixée par ce débit souhaité. Si c'est le cas, il faut là encore mettre en œuvre un procédé d'activation, car le procédé d'activation permet d'augmenter le débit.

La pression hydrostatique P_{Htbg} est fonction bien sûr de la profondeur du puits, mais aussi de la masse volumique moyenne de l'effluent produit. En fonction de ce qui se passe dans le gisement (baisse de la pression de gisement favorisant le dégazage de l'huile, évolution des interfaces, ...), elle évolue dans le temps avec le pourcentage de gaz libre ou d'eau associé à l'huile.

II.6.3.2 Limiter le déclin de la pression de réservoir

La pression de gisement a tendance à baisser au fur et à mesure que la quantité d'huile (ou de gaz) produite augmente, et cela plus ou moins rapidement selon les mécanismes naturels en place (présence ou non d'un gas cap, d'un aquifère actif,...).

Des puits d'injection d'eau (ou de gaz) permettent de compenser en partie (ou en totalité) le volume produit et donc de maintenir ainsi en partie (ou en totalité) la pression de gisement.

II.6.3.3 Augmenter l'indice de productivité

Une autre manière d'augmenter le débit d'un puits consiste, pour une même différence de pression ($P_r - P_{wf}$) sur la couche, à essayer d'augmenter l'indice de productivité.

Cet indice de productivité peut être insuffisant soit parce qu'il est naturellement mauvais, soit parce qu'il a été endommagé lors du forage de la couche ou lors de la complétion du puits.

Les méthodes à mettre en œuvre sont donc :

- des méthodes de prévention lors du forage de la couche et lors de la complétion pour éviter ou limiter l'endommagement ;
- des méthodes de décolmatage des perforations ou parfois une simple reperforation ;

- des méthodes dites de stimulation qui ont pour but de soit de décolmater les abords du trou (quand ceux-ci sont endommagés), soit de créer un drain dans le gisement (quand la perméabilité propre de réservoir est faible ou très faible) ; ce sont en particulier les méthodes d'acidification et de fracturation.
- Des méthodes particulières (injection de CO₂) cherchent à diminuer la viscosité des fluides en place.

II.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons donné un aperçu général sur le domaine des hydrocarbures. Nous avons fait un rappel sur les notions élémentaires nécessaires à la compréhension de trois parties du système de production :

- le réservoir engineering, dans lequel nous avons présenté les caractéristiques des roches productrices et les propriétés des fluides de gisement ;
- les équipements de puits et la liaison couche trou ;
- le réseau de collecte et le traitement de pétrole.

Enfin nous avons présenté des méthodes pour l'augmentation du potentiel des puits producteurs d'huile, soit au niveau du réservoir en intervenant sur les paramètres de la couche productrice et les caractéristiques des fluides qu'elle contient, soit par la minimisation des pertes de charge dans la colonne de production (tubing) et dans le réseau de collecte.

Chapitre III

Etude de performance du système de production par l'analyse nodale

III.1 Introduction : [IHS 2002]

L'objectif fondamental de la technique d'analyse du système est de maximiser la productivité des puits, elle consiste à analyser et optimiser la production du système complet. Cette analyse peut mener à augmenter la rentabilité des investissements dans l'huile et le gaz en améliorant le design de la complétion et en augmentant la productivité des puits.

L'analyse du système est essentiellement un simulateur de système de production des puits.

Le système de production est illustré dans la figure III.1.

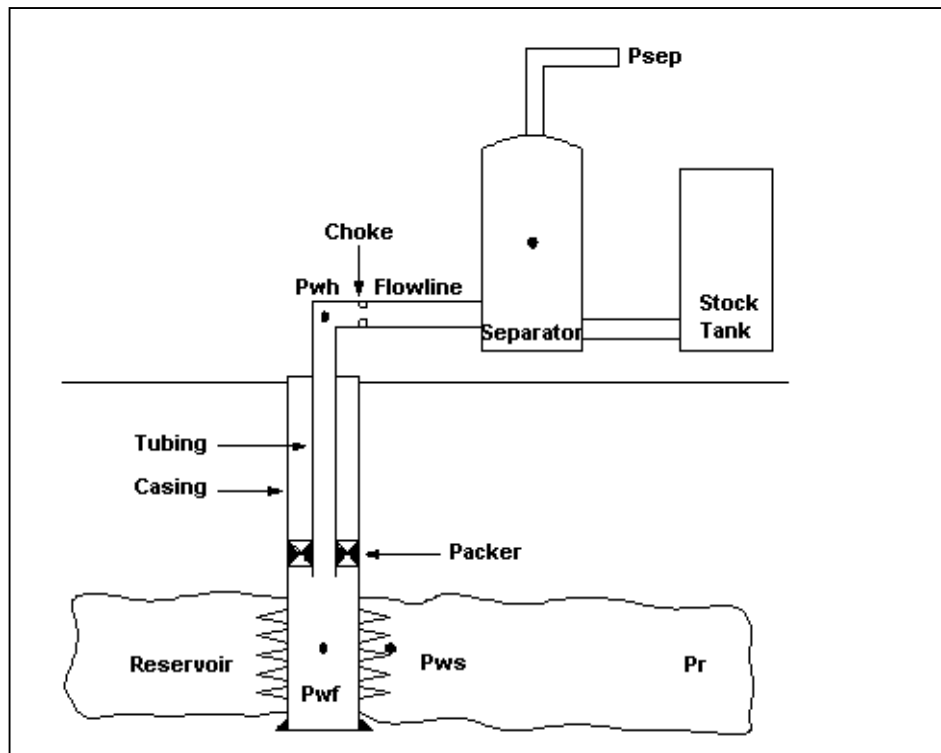


Figure III.1 : Système de production

Ce système inclut l'écoulement entre le réservoir et la tête de puits (le séparateur si la ligne de collecte est incluse), il contient les composants suivants :

- Ecoulement dans le réservoir ;
- Ecoulement dans le tubing ;
- Ecoulement dans les restrictions de la ligne de collecte ;
- Ecoulement dans la ligne de collecte jusqu'au séparateur.

III.2 Les pertes de charge dans le système de production : [BEG 85]

Comme l'analyse de système de production simule le système entier, elle modèle chaque composant dans le système en utilisant des équations ou des corrélations pour déterminer la perte de charge dans ce composant en fonction du débit.

La perte de charge totale dans le système pour un débit donné est la somme des pertes de charge dans tous les composants.

La perte de charge totale est la différence entre la pression moyenne de gisement (\bar{P}_r) et la pression en tête de puits (P_{wh}) ou la pression de séparateur (P_{sep}).

L'analyse nodale repose sur les différents points ou nœuds de pression, la figure III.2 illustre les différents nœuds de pression et la relation entre eux.

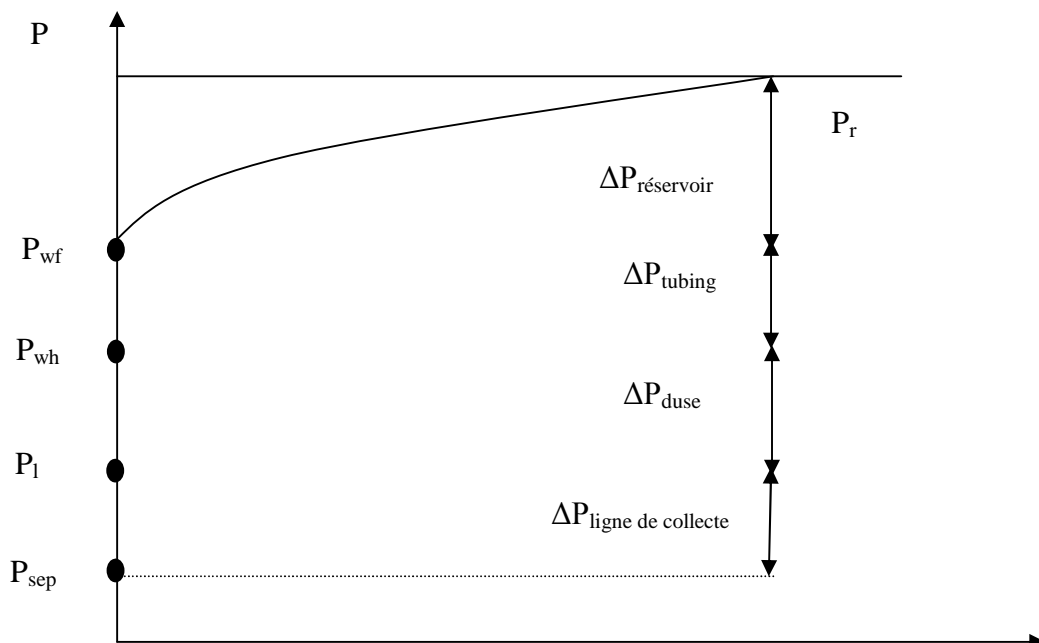


Figure III.2 Les différents nœuds de pression

Les pertes de charges dans le système de production sont illustrées dans la figure III.3.

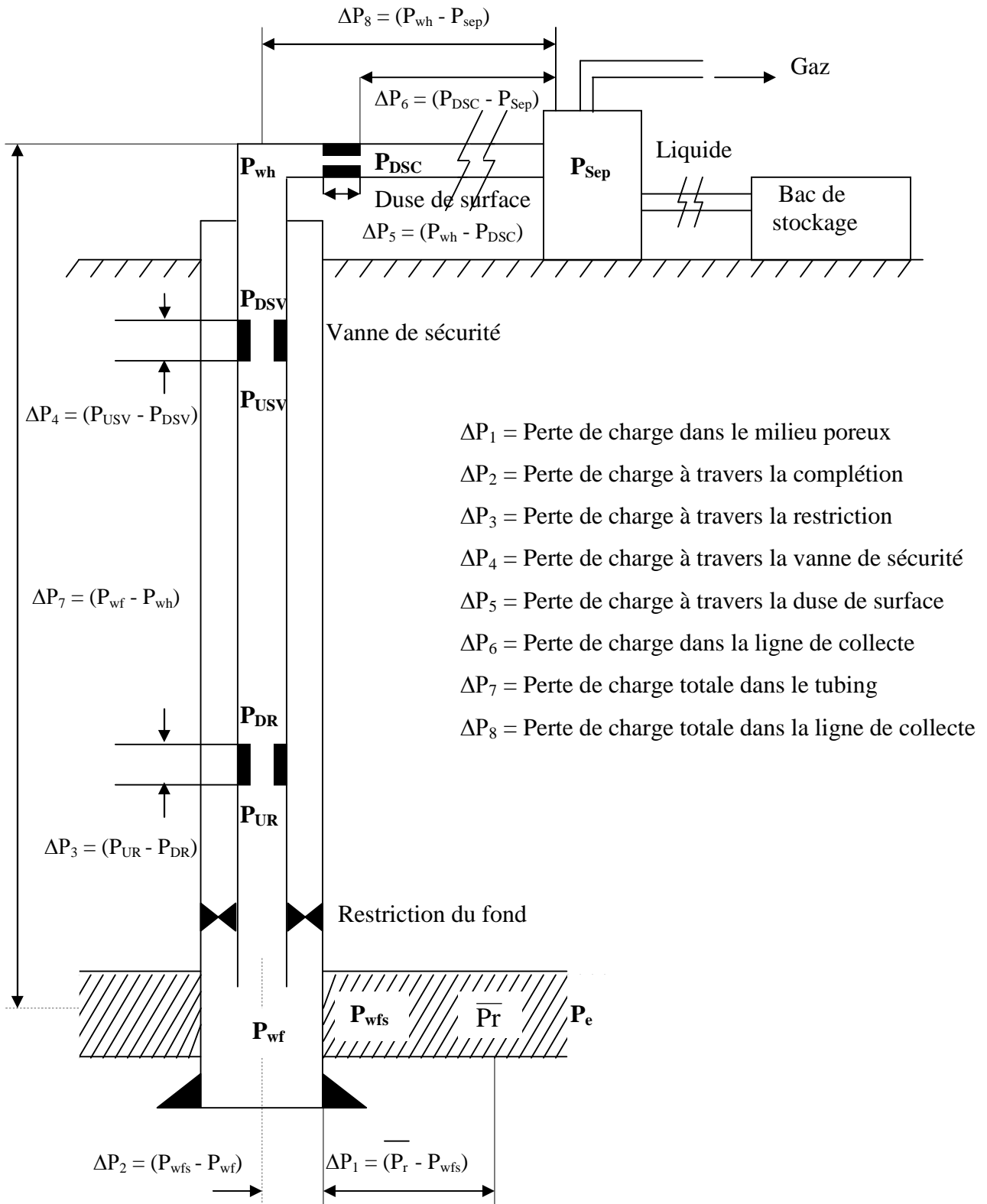


Figure III.3 : Pertes de charge dans le système de production

III.3 Analyse nodale: [BEG 85], [ENI 2000], [IHS 2002]

III.3.1 Définition de l'analyse nodale

L'analyse du système de production consiste à étudier le système entier en focalisant sur un point dans les séries de composants. Ce point est généralement connu sous le nom d'un noeud, d'où le terme : analyse nodale.

Le système de production est divisé en deux segments au noeud. En amont, ou inflow, le segment contient tous les composants entre le noeud et la limite du réservoir. En aval, ou outflow, le segment contient les composants entre le noeud et le séparateur.

Après avoir localiser le noeud dans le système, il faut s'assurer que les deux conditions suivantes soient satisfaites :

- Une seule pression existe à un nœud ($P_{\text{inflow}} = P_{\text{outflow}}$)
- A un nœud, le débit entrant égal au débit sortant ($q_{\text{inflow}} = q_{\text{outflow}}$)

A un temps donné de la vie du puits, il y a toujours deux pressions qui restent fixes et elles ne sont pas en fonction du débit, l'une de ces pressions est la pression moyenne de gisement (\overline{P}_r), l'autre est la pression de sortie (généralement la pression de séparateur P_{Sep}), mais si le puits est réglé par la duse, la pression de tête (P_{wh}) sera fixée.

Une fois le nœud est sélectionné, on peut calculer la pression du nœud dans les deux directions, en commençant par les pressions fixes :

➤ Inflow au nœud :

$$\overline{P}_r - \Delta P \text{ (les composants en amont)} = P_{\text{noeud}}$$

➤ Outflow du nœud :

$$P_{\text{sep}} + \Delta P \text{ (les composants en aval)} = P_{\text{noeud}}$$

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P_{wf} (fond du puits), ce qui nous permet de subdiviser le système en :

- système de réservoir ;
- système d'équipements du puits (tubing, ligne de collecte).

Equation de l'inflow :

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf}$$

Equation de l'Outflow :

$$P_{sep} + \Delta P_{pipe} + \Delta P_{tubing} = P_{wf}$$

Pour chaque composant, la perte de charge ΔP varie avec le débit, par conséquent la variation de la pression en fonction du débit produira deux courbes, le point d'intersection permet de satisfaire les deux conditions définies préalablement (voir figure III.4).

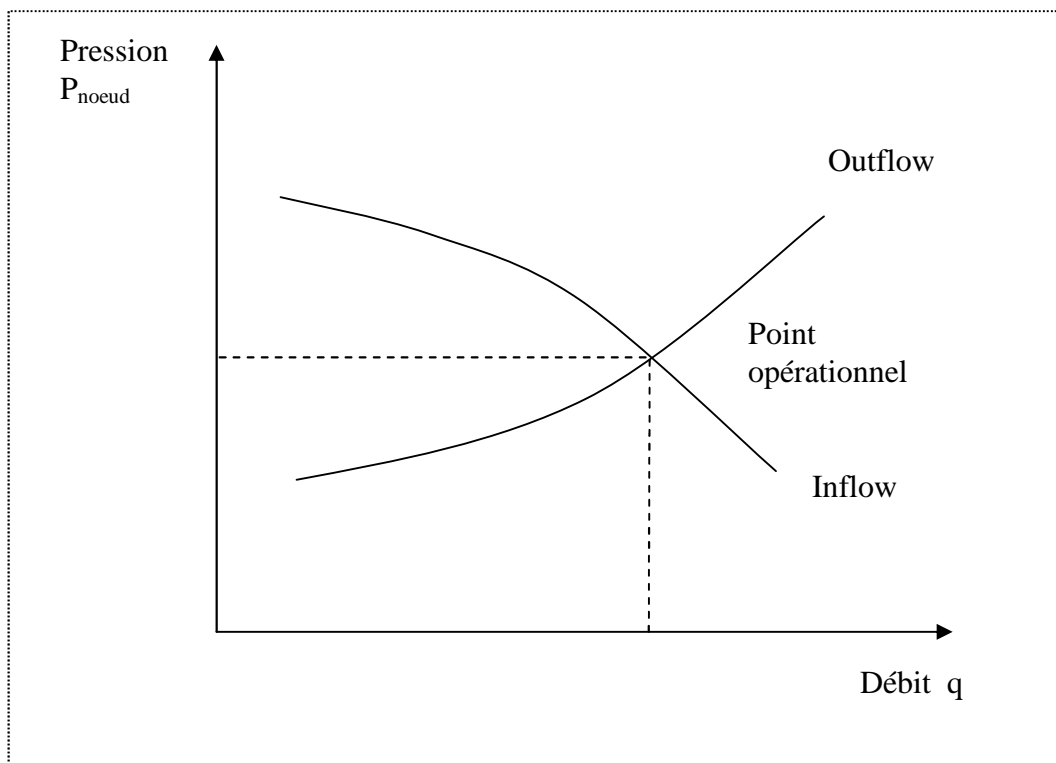


Figure III.4 : Les courbes de performance

III.3.2 Interprétation

L'effet d'un changement dans un des composants peut être analysé en ré-calculant la pression du noeud en fonction du débit qui utilise les nouvelles caractéristiques du composant changé.

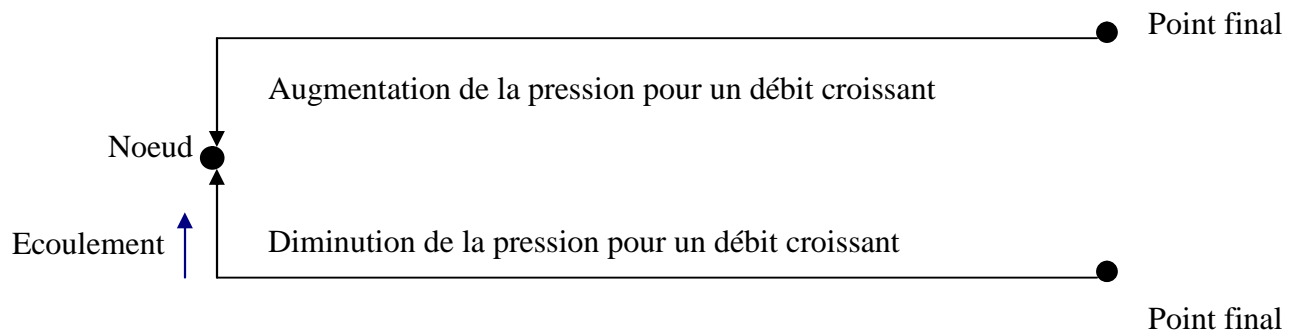
Si un changement est fait pour un composant en amont, la courbe de l'outflow restera inchangée.

Si le changement est rendu dans un composant en aval, la courbe de l'inflow restera la même.

Cependant, si l'une de ces courbes est changée, le point d'intersection sera changé, c'est-à-dire on obtient une nouvelle capacité de débit et une nouvelle pression du noeud. Les courbes changeront également si une des pressions fixées est changée, ce qui peut se passer avec l'accumulation de la production qui induit une diminution de la pression du gisement d'où la diminution de \bar{P}_r .

III.3.3 Procédure de l'analyse nodale

- Déterminer les points finaux et leurs valeurs de pression
- Choisir le noeud
- Pour une valeur du débit donnée, ajouter les pertes de charge (ou les gains) pour tous les segments du système, de chacun des points finaux au noeud



- Répéter la dernière étape, pour un débit croissant, pour créer les courbes de performance, jusqu'à l'intersection des deux courbes.
- Le point d'intersection est le point opérationnel du système.

III.4. Applications de l'analyse nodale : [BEG 85].

L'analyse nodale est une approche systémique qui permet d'optimiser la capacité de production du puits. Elle permet aussi d'augmenter le rendement d'un puits soit nouveau ou existant.

III.4.1 Nouveau puits

On peut choisir la meilleure combinaison entre les variables suivantes :

- densité de tir de perforation
- dimension de tubing
- dimension de la conduite de collecte
- dimension de la duse
- pression de séparateur.

III.4.2 Puits existant

Il s'agit d'analyser les puits existants pour déterminer leurs performances. Cette analyse aide à la localisation des restrictions possibles dans le réservoir, les perforations ou le système de piping. On peut prévoir le déclin de la capacité de production avec le temps et étudier différents plans pour ralentir ce déclin. Utilisant l'analyse nodale, on peut prévoir :

- l'effet de la stimulation
- l'effet de l'installation d'une ascension artificielle ou compression
- l'effet des altérations dans le système de piping.

III.5 Ecoulement dans le réservoir : [BEG 85], [MAH 2004], [THO 99]

La construction de la courbe IPR (Inflow Performance Relationship) d'un puits à huile ou gaz est très importante dans la production. L'IPR peut être définie comme étant la capacité d'un puits d'évacuer ou acheminer un fluide du réservoir jusqu'à la surface.

III.5.1 Ecoulement monophasique dans le réservoir :

On dit qu'un écoulement est monophasique, lorsque la pression de fond (P_{wf}) est supérieure à la pression de bulle P_b ($P_{wf} > P_b$).

Dans ce cas la loi de Darcy, pour un écoulement radial circulaire, s'écrit :

$$q_o = \frac{2 \times \pi \times h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S} \times \frac{k_o}{\mu_o \times B_o} \int_{P_{wf}}^{P_r} (P) dP$$

q_o : Débit d'huile dans les conditions standards en (m^3 /jour) ;

k : Perméabilité absolue du réservoir en (md) ;

h : Epaisseur du réservoir en (m) ;

r_e : Rayon de drainage en (m) ;

r_w : Rayon de puits en (m) ;

P_r : Pression du gisement en (bar) ;

P_{wf} : Pression de fond en (bar) ;

μ_o : Viscosité d'huile en (cP) ;

B_o : Facteur volumétrique de l'huile ;

S : Skin.

On a :

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} (P) dP = \frac{k_o}{\mu_o \times B_o} (P_r - P_{wf}) ;$$

L'équation de Darcy devient :

$$q_o = \frac{2 \times \pi \times h \times k_o}{\mu_o \times B_o \times \left(\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - 0,75 + S\right)} (P_r - P_{wf}) ;$$

et $q_o = IP (P_r - P_{wf}) ;$

où
$$IP = \frac{2 \times \pi \times h \times k_o}{\mu_o \times B_o \times \left(\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right)}$$
.

$q_o(\text{max})$ correspond à $P_{wf} = 0$ d'où $q_o(\text{max}) = \frac{2 \times \pi \times h \times k_o}{\mu_o \times B_o \times \left(\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right)} P_r$.

La courbe IPR pour un écoulement monophasique est donnée ci-dessous (figure III.5).

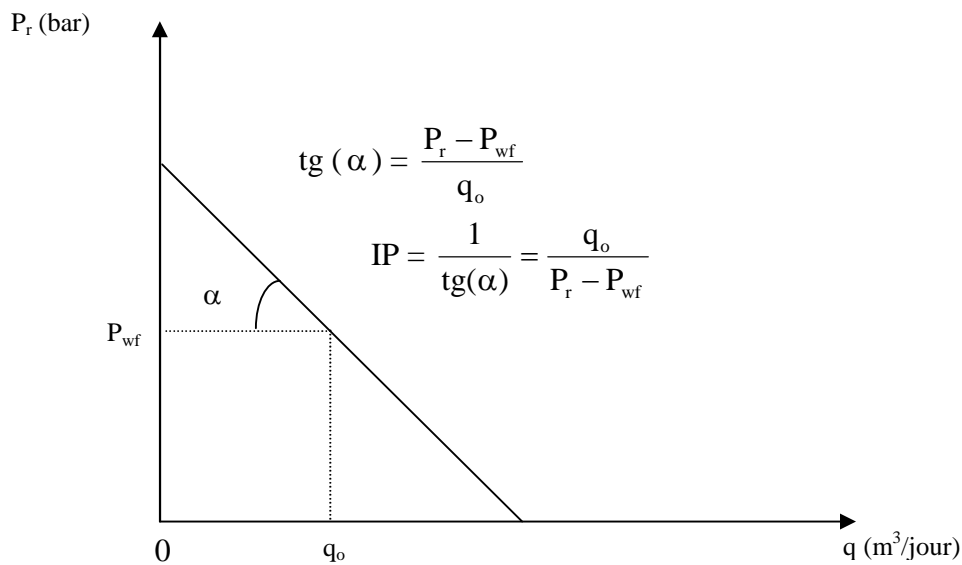


Figure III.5 : La courbe IPR pour un écoulement monophasique

III.5.2 Ecoulement diphasique dans le réservoir (équation de Vogel)

La courbe (IPR) pour un écoulement diphasique (liquide et gaz), est représentée par l'équation de Vogel pour un gisement d'huile à gaz dissous, dont laquelle $P_r < P_b$.

Vogel a obtenu une courbe ayant la forme d'une fonction quadratique :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

Le débit maximum est déterminé à partir des données de test, c'est-à-dire pour un débit de test et une pression de test, on détermine le débit maximum d'un puits.

Standing a introduit l'effet de skin S dans l'équation de Vogel, afin d'avoir une équation représentative du puits. Il a défini un facteur d'efficacité d'écoulement comme suit :

$$FE = \frac{P_r - P'_{wf}}{P_r - P_{wf}}$$

Avec : $P'_{wf} = P_{wf} + \Delta P_s$

Où ΔP_s : Chute de pression due au skin ;

P'_{wf} : Pression de fond réelle ;

P_{wf} : Pression de fond idéale.

L'équation de Vogel devient :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = \left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P'_{wf}}{P_r} \right)^2 \right].$$

III.5.3 Combinaison de l'écoulement monophasique et diphasique :

L'utilisation de la formule de Vogel donne de bons résultats dans le cas où la pression de gisement (P_r) est inférieure à la pression de bulle (diphasique), et l'utilisation de la formule de Darcy donne de bons résultats dans le cas où la pression de fond est supérieure à la pression de bulle. Dans le cas où la pression de gisement est supérieure à la pression de bulle mais la pression de fond est inférieure à la pression de bulle, deux types d'écoulements auront lieu :

- écoulement monophasique dans la zone où $P_r > P_b$,
- écoulement diphasique dans la zone où $P_{wf} < P_b$.

Dans ce cas on fait combiner les deux courbes (IPR) pour avoir des résultats précis :

- Darcy pour le premier type d'écoulement (monophasique),
- Vogel pour le deuxième type d'écoulement (diphasique).

Le débit maximum q_b dans l'intervalle (P_b, P_r) est obtenu pour $P_{wf} = P_b$

Soit : $q_b = IP \times (P_r - P_b)$

Pour $P_{wf} < P_b$ l'équation de Vogel s'écrit:

$$\frac{q_o - q_b}{q_{o(max)} - q_b} = \left[1 - 0,2 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \times \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right]$$

L'inverse de la pente représente la variation du débit en fonction de la pression de fond :

$$-\frac{dq_o}{dP} = (q_{o(max)} - q_b) \left[\frac{0,2}{P_b} + 1,6 \times \frac{P_{wf}}{P_b^2} \right]$$

Pour $P_{wf} = P_b$ (l'indice de productivité est défini comme l'inverse de la pente)

$$\Rightarrow IP = 1,8 \times \frac{(q_{o(max)} - q_b)}{P_b}$$

$$\Rightarrow q_{o(max)} = IP \times \frac{P_b}{1,8} + q_b$$

Le débit maximum d'un puits est :

$$q_{o(max)} = q_b + \left(\frac{IP \times P_b}{1,8} \right) = q_b + q_{o(max)}(\text{Vogel}) .$$

Pour déterminer le débit à une pression ($P_{wf} < P_b$) on a :

$$q_o = q_b + (q_{o(max)} - q_b) \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]$$

Ce qui donne q_o en fonction de IP:

$$q_o = IP \times (P_r - P_b) + \frac{IP \times P_b}{1,8} \times \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \dots\dots\dots (1)$$

Si les essais du puits sont prises lorsque $P_{wf} \geq p_b$ alors on peut calculer IP et q_b directement par les formules suivantes :

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}} ;$$

et $q_b = IP \times (P_r - P_b) \dots\dots\dots (2)$

Et si les essais sont prises lorsque $p_{wf} < p_b$, dans ce cas le calcul de IP devient plus complexe et le débit correspondant au pression de bulle n'est pas connu (q_b).

La combinaison entre l'équation (1) et l'équation (2) donne la formule de IP :

$$IP = \frac{q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]}$$

La combinaison entre les deux courbes IPR pour les deux types d'écoulement est donnée par la figure III.6.

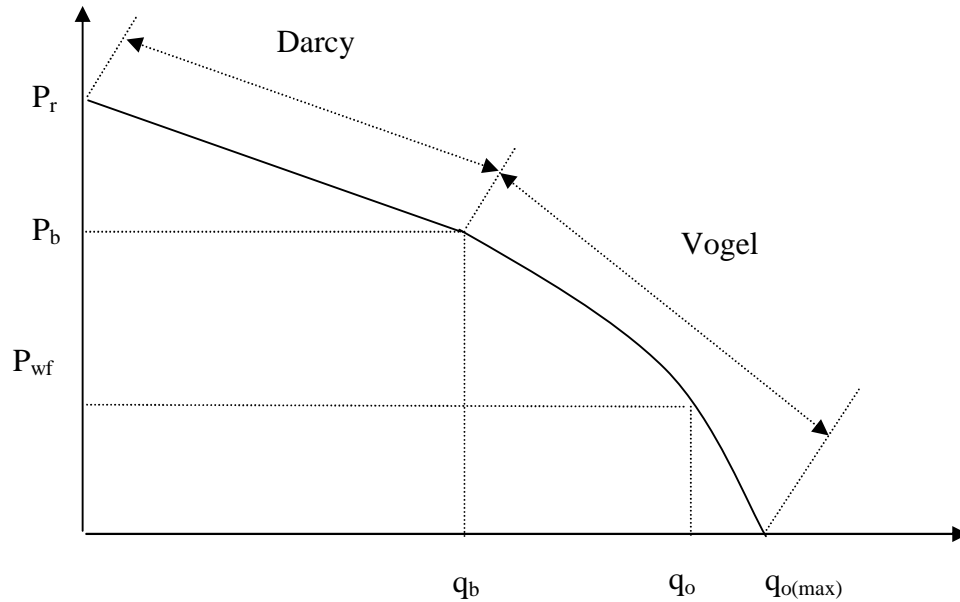


Figure III.6 : La combinaison entre les courbes IPR pour les deux corrélations

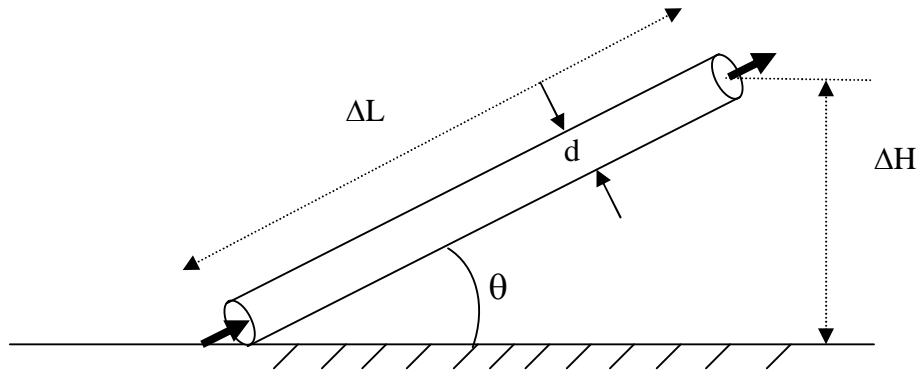
III.6 Ecoulement dans le tubing : [BIT 95], [IHS 2002], [THO 99]

Le segment de l'outflow contient les composants entre le noeud et la tête de puits (ou séparateur) : valves de sécurité, tubing, duses et ligne de collecte. Dans la plupart des cas, les pertes de charge dans le tubing représentent la majorité des pertes de charge dans le système entier. Pour cette raison nous considérons l'effet de la composante de l'écoulement vertical (tubing) du segment de l'outflow.

L'équation générale d'un écoulement vertical d'un fluide diphasique ou même triphasique en appliquant la loi de conservation d'énergie où cette équation exprime la perte de charge totale en fonction des pertes de charges due à l'élévation, la friction et l'accélération, s'exprime comme suite :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{total}} = \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{élévation}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{friction}} + \left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{accélération}}$$

Cette équation est valable pour n'importe quelle inclinaison du pipe.



Sachant que :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{élévation}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta ;$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{friction}} = \frac{f \rho v^2}{2g_c d} ;$$

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{accélération}} = \frac{\rho v dv}{g_c dL} .$$

Avec :

ρ : La masse volumique en (Kg/m^3) ;

v : la vitesse exprimée en (m/s) ;

g : accélération (m/s^2) ;

g_c : accélération de référence ($9,81\text{m/s}^2$) ;

f : facteur de frottement ;

θ : angle d'inclinaison par rapport a l'horizontal.

L'équation devient de la forme suivante :

$$\left(\frac{dp}{dL}\right)_{\text{total}} = \frac{g}{g_c} \rho \sin \theta + \frac{f \rho v^2}{2g_c d} + \frac{\rho v dv}{g_c dL}$$

Le terme d'élévation dans l'écoulement vertical ou incliné représente 70% à 80% des pertes de charges.

Le calcul des pertes de charge dans le tubing (et la ligne de collecte) est compliqué car plus d'une phase de fluide existent, ce qui rend difficile la détermination des caractéristiques de ces fluides.

A cause de cette complexité, des corrélations sont utilisées pour calculer les pertes de charge dans le tubing.

Les principales corrélations sont :

- **Poettmann et Carpenter**

Développée à partir des essais du puits, l'écoulement d'huile, de gaz et d'eau est considéré monophasique et homogène. Cette corrélation donne des bons résultats dans les conditions suivantes :

- diamètre de tubing, 2, 2.5 et 3 inches
- viscosité inférieure à 5 cp
- GLR inférieur à 1500 scf/bbl ($267 \text{ m}^3/\text{m}^3$)
- débit supérieur à 400 bpd ($63 \text{ m}^3/\text{j}$).

- **Fancher et Brown**

Cette corrélation est un ajustement de la corrélation de Poettmann et Carpenter pour un faible débit et un GLR élevé. Elle est utilisée pour :

- GLR inférieur à 5000 scf/bbl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$)
- débit inférieur à 400 bpd ($63 \text{ m}^3/\text{j}$)
- diamètre de tubing de 2"7/8 in.

- **Hagedorn et Brown**

Elle est développée expérimentalement à partir des essais de puits vertical à 1500 ft des diamètres de tubing 1, 1.25 et 1.5 in. Cette corrélation est plus performante dans les conditions suivantes :

- diamètre de tubing entre 1 et 1.5 in
- GLR supérieur à 5000 scf/bbl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$)
- l'exactitude des résultats est généralement bonne pour un grand intervalle de water-cut.

- **Orkiszewski**

Cette corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. Elle donne des bons résultats dans les conditions suivantes :

- diamètre de tubing entre 1 et 2 in.
- GLR inférieur à 5000 scf/bbl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$)
- L'exactitude des résultats est bonne pour un grand intervalle de water-cut.

- **Duns et Ros**

La corrélation de Duns et Ros est le résultat d'une vaste étude en laboratoire, utilisée pour les puits verticaux. Elle donne de bons résultats dans les conditions suivantes :

- Diamètre de tubing entre 1 et 3 in
- GLR supérieur à 5000 scf/bbl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

Cette corrélation n'est pas applicable pour les puits avec water-cut.

- **Beggs et Brill**

Développée expérimentalement à différents angles d'inclinaison. Cette corrélation est recommandée pour l'écoulement horizontal et incliné. Elle n'est pas convenable pour l'écoulement monophasique. Elle donne des bons résultats dans les conditions suivantes :

- diamètre de tubing entre 1 et 1.5in
- GLR inférieur à 5000 scf/bbl ($890 \text{ m}^3/\text{m}^3$)
water cut inférieur à 10 %.

Plusieurs corrélations ont été développées, mais il n'y a pas une corrélation qui est meilleure par rapport aux autres pour toutes les conditions. Des données des essais des puits peuvent être utilisées pour déterminer la meilleure corrélation qui s'adapte avec les caractéristiques de chaque puits.

III.7 Ecoulement à travers la duse

La duse permet de contrôler le débit de production en ajustant la pression de tête voulue, tout en considérant les contraintes réservoir - puits- réseau. Parmi ces contraintes, on cite :

- Problème de conning
- Installations de surface disponibles pour prendre en charge la production du puits.

Pour calculer le débit de production on utilise des formules d'écoulement multiphasique à travers la duse.

Ces équations utilisent des coefficients qui se diffèrent d'un champ à un autre. Selon le rapport de la pression ligne sur la pression tête, trois régimes d'écoulements multiphasiques sont distingués.

III.7.1 Régime critique

Ce régime est obtenu lorsque le rapport de la pression en amont (P_1) de la duse sur la pression en aval (P_{wh}) est inférieur au point critique. Quoique dans la littérature on prend une valeur de 0,5, la valeur de ce point dépend de plusieurs paramètres (GOR, Φ_{duse} , WOR, ρ_g , ρ_o , $\rho_w...$).

Dans ce cas, le débit est fonction de la pression de tête seulement : $q = A \cdot P_{wh}$

III.7.2 Régime transitoire

C'est la zone où le point critique n'est pas bien déterminé. Il apparaît dans l'intervalle

$$0,5 < \frac{P_1}{P_{wh}} < 0,75$$

III.7.3 Régime non critique

Lorsque l'écoulement à travers la duse est non critique, la pression de tête augmente et le débit de production diminue avec l'augmentation de la pression de ligne. Et inversement, la pression de tête diminue et le débit de production augmente quand la pression de ligne diminue. Donc toute variation de la pression avale (P_1), fait varier la pression amont (P_{wh}) ce qui nous donne un écoulement non stable, d'où une perturbation sur le réseau qui influe sur le débit d'écoulement.

En général, le régime d'écoulement est non critique lorsque le rapport (P_1/P_{wh}) est supérieur ou égal à 0,75.

On peut schématiser les trois régimes d'écoulement à travers la duse par la figure III.9.

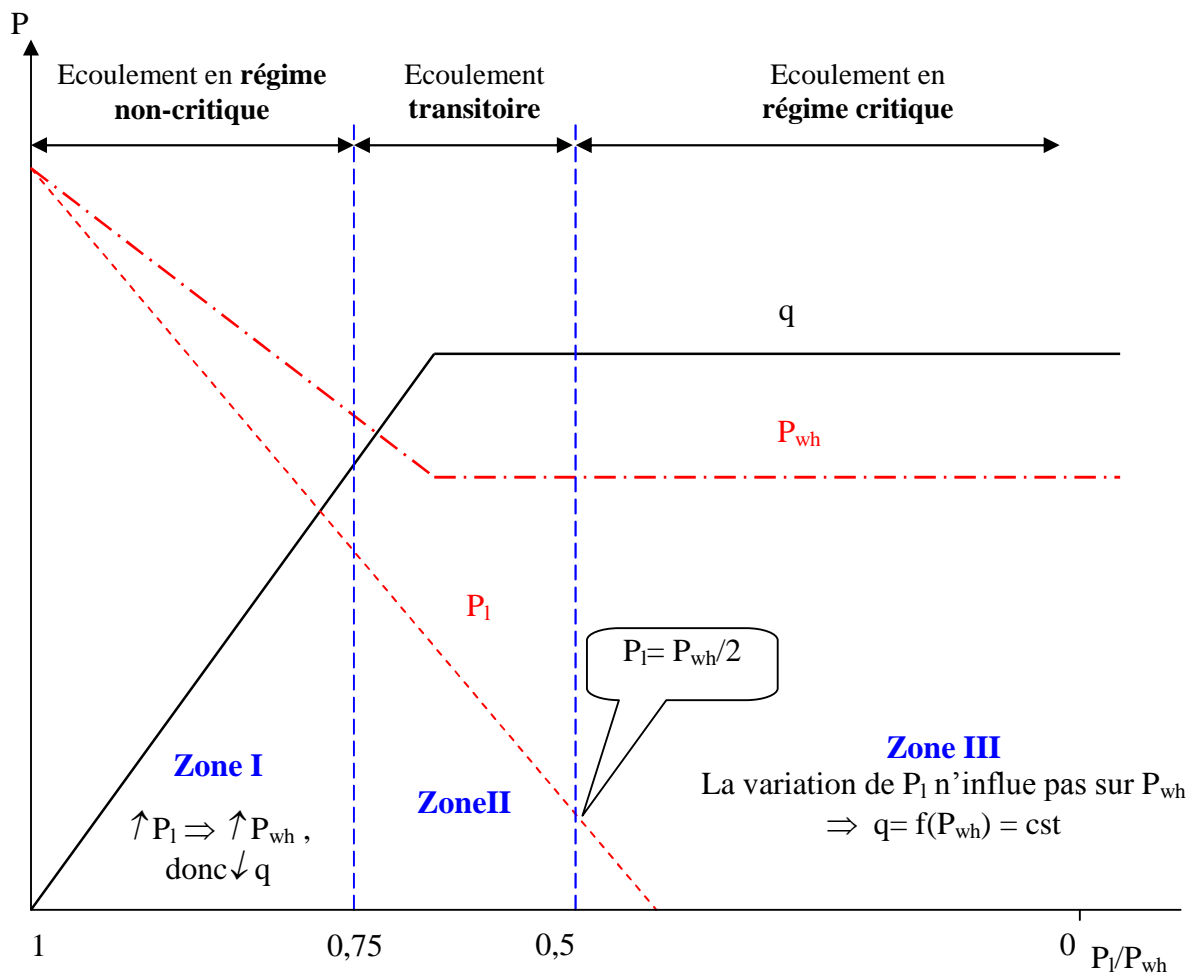


Figure III.7 Régimes d'écoulement à travers la duse

III.8 Conclusion

Nous avons présenté dans ce chapitre l'étude de performance du système de production, (du réservoir jusqu'au séparateur) par l'analyse nodale. Les courbes de performance permettent de déterminer à quelle pression de ligne, pression de tête et pression de fond, le débit est optimal. Nous avons indiqué la démonstration et la démarche à suivre pour le calcul des pertes de charges dans le système de production ainsi que les différentes corrélations et leurs conditions d'application. Ces formules et corrélations de base seront utilisées dans les prochains chapitres.

Chapitre IV

Description du réseau de surface

IV.1.Introduction

La production des puits de l'anneau d'huile de Hassi R'mel est acheminée vers quatre centres de traitement d'huile par des réseaux de collecte.

Notre étude sera portée sur les deux réseaux de surface CTH1 et CTH4.

Nous allons décrire le système de production ainsi que les contraintes liées à ce dernier.

IV.2. Les puits

En général, les puits sont tubés en 9''5/8 et 7'' (diamètre extérieur de casing), et les colonnes de production utilisées sont en 2''7/8 (diamètre extérieur de tubing) sur une profondeur moyenne de 2200m.

Plusieurs opérations comme l'opération de nettoyage, de stimulation ou du work-over, spécifique au domaine des hydrocarbures, peuvent avoir lieu sur un certain nombre de puits, d'où leur fermeture momentanée.

Deux autres raisons ont pour effet de mettre le puits hors d'usage :

- le pourcentage d'eau (water cut) élevé
- le rapport gaz/huile (GOR) élevé.

Ceci nous permet de dire que les puits sont de quatre catégories :

- puits en production,
- puits en développement (nouvellement forés),
- puits fermés momentanément,
- puits abandonnés.

Le réseau actuel est composé de 38 puits producteurs (en février 2006) reliés aux quatre centres de traitement (voir tableau IV.1).

C	HR38 (F)	HR167	HR154 (F)	HR170
	HR152	HR205	HR161 (F)	HR189
	HR164 (F)	HR208	HR184 (F)	HR218 (F)
	HR166	HR210 (F)	HR185	HR219(F)
	HR168	HR211	HR188 (F)	HRE400 (F)
	HR196 (F)	HR215 (F)	HR197	HRE403
	HR199	HRE200	HR206 (F)	HRE404 (F)
	HR202 (F)	HRE201 (F)	HR213 (F)	HRE405 (F)
	HR209	HRE202 GL	HRE300 (F)	HRE406
	HRE100 (F)	HRE204	HRE302 (F)	HRE407
	HRE103	HRE205	HRE303 (F)	HRE408
	HRE104	HRE207	HRE304 (F)	HRZ002
	HRE106	HRE208 (F)	HRE305	
	HRE107	HRE402 GL	HRE306	
	HRE108	HRZ003	HRZ010 (F)	
	HRE109	HRZ004 GL	HRZ011 (F)	
	HRE111	HRZ007 GL	HRZ013 (F)	
	HRE112 (F)	HRZ008		
	HRE307 (F)	HRZ009 GL		
	HRZ001 (F)			
	HRZ005 (F)			
	HRZ012 (F)			
Puits producteurs: 38		Puits fermés: 32		Total: 70

Tableau IV.1 : Puits reliés aux différents CTH

IV.3. Les centres de traitement d'huile

La capacité des séparateurs existants sur les centres de traitement est une valeur constante, elle est supérieure à la production totale des puits, le tableau IV.2 englobe la capacité de chaque CTH.

(F) : puits fermé

GL : puits en gaz lift

Centre de traitement	Mise en service	La capacité en (m ³ /j)
CTH1	Octobre 1981	2700
CTH2	Novembre 1989	2500
CTH3	Décembre 1992	1200
CTH4	Juillet 1993	1200

Tableau IV.2 : Capacité des CTH

Sur chaque centre de traitement, sont implantés un certain nombre de séparateurs qui sont différents en types et en capacités.

Ces séparateurs sont placés en tête de la chaîne de traitement, et reçoivent directement la production du manifold :

- un séparateur de production haute pression H.P ;
- un séparateur de production moyenne pression M.P ;
- un séparateur de test haute pression ;
- un séparateur de test moyenne pression.

IV.4. Bacs de stockage : L'huile qui est traitée et séparée des impuretés et de l'eau est stockée dans des bacs de 1000 m³. pour une décantation pour faciliter son dégazage.

L'huile traitée est expédiée vers le module0.

IV.5. Réseau de collecte :

Les diamètres des lignes de collecte sont en 4'', 6'' et de 8'', ces tubes sont en acier, la pression de service est fixée à 207 bars, le tableau IV.3 résume les principales caractéristiques des conduites :

Diamètre de conduite (pouce)	Poids (Kg/m)	Epaisseur (mm)
8	42,65	8,2
6	28,22	7,1
4	13,48	5,7

Tableau IV.3 : Caractéristiques des conduites utilisées

IV.5.1 Réseau de collecte de CTH 1

Le réseau actuel est composé de 12 puits producteurs reliés à deux manifolds ManHR166 et ManHRE102 qui sont reliés au CTH1.

Les tableaux suivants résument les données concernant les longueurs et les diamètres des lignes de collecte.

- **Puits – ManHRE102**

Puits	HR152-JZ5	JZ5-ManHRE102	HR209	HRE111
Diamètre (pouce)	4	6	4	4
Longueur (m)	1800	3400	7000	2130

- **Puits – ManHR166**

Puits	HR166	HR199	HRE103	HRE104
Diamètre (pouce)	4	4	6	6
Longueur (m)	30	9800	4900	650

Puits	HRE106	HRE107	HRE108	HRE109
Diamètre (pouce)	4	6	4	4
Longueur (m)	3376	3652	4450	1330

Puits	HR168 – JLigne1	JLigne1 – CTH1
Diamètre (pouce)	4	8
Longueur (m)	200	9287

- **Manifold – CTH1**

Manifold	ManHR166 (Ligne1)	ManHR166 (Ligne2)	ManHRE102
Diamètre (pouce)	8	8	8
Longueur (m)	13352	13352	8450

IV.5.2 Réseau de collecte de CTH4

Le réseau existant est composé de 7 puits producteurs, 4 puits reliés au manifold ManHRE400 et 3 puits reliés au CTH4 par des lignes individuelles.

Les tableaux suivants résument les données concernant les longueurs et les diamètres des lignes de collecte.

- **Puits – ManHRE400**

Puits	HR189	HRE406	HRE407	HRZ002
Diamètre (pouce)	6	4	4	6
Longueur (m)	5650	1580	1800	5880

- **Puits – CTH4**

Puits	HR170	HRE403	HRE408 – JHRE404	JHRE404 – CTH4
Diamètre (pouce)	6	4	4	6
Longueur (m)	4670	2200	1146	3620

- **Manifold – CTH4**

Manifold	ManHRE400 (Ligne1)	ManHRE400 (Ligne2)
Diamètre (pouce)	6	8
Longueur (m)	3400	3337

Le réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel est donné dans la figure IV.1.

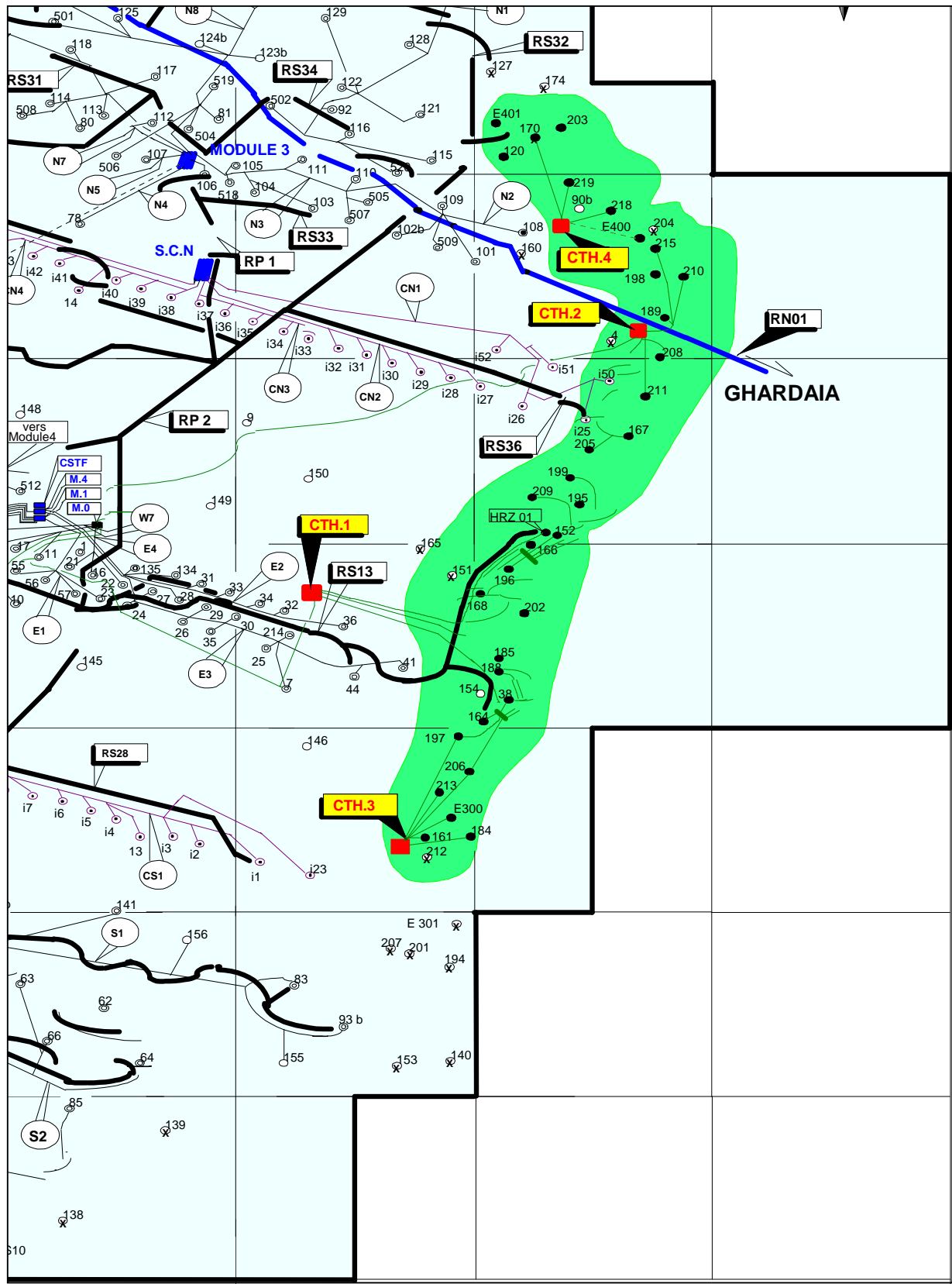


Figure IV.1 : Réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

IV.6. Contraintes liées au système de production

L'objectif de cette étude est de maximiser la récupération d'huile dans les réseaux de surface de CTH1 et CTH4. Pour atteindre cet objectif, il faut tenir compte de certaines contraintes qui sont principalement liées au réservoir, au réseau de collecte et au centre de traitement.

IV.6.1. Objectif

Notre objectif est de maximiser le débit d'huile qui est défini en fonction de la pression de tête. Il augmente avec la diminution de la pression de tête et diminue avec son augmentation, donc il faut diminuer la pression de ligne pour baisser la pression de tête et par conséquent augmenter le débit à condition que l'écoulement dans la ligne de collecte soit en régime non critique.

Si le régime d'écoulement est critique, la pression de ligne n'a aucune influence sur la pression de tête (si on diminue la pression de ligne la pression de tête ne va pas changer).

IV.6.2. Contraintes

- **Contrainte de la duse**

Le diamètre de la duse est une valeur constante, il est déterminé pour ne pas avoir un phénomène de coning (la déformation locale de l'interface gaz/huile ou huile/eau proche d'un puits en production) (voir figure IV.2). Il dépend aussi de la capacité des installations de surface pour prendre en charge la production de puits.

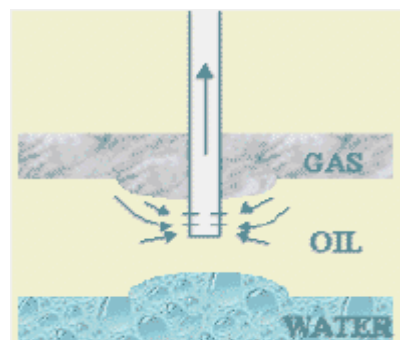


Figure IV.2 : Phénomène de coning

▪ Vitesse d'érosion

La vitesse d'écoulement dans les lignes de collecte doit être inférieure à la vitesse d'érosion. La vitesse d'érosion est donnée par la relation :

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_f}}$$

C : constante (m/s (kg/m³)^{0.5}).

ρ_f : densité de fluide (kg/m³).

▪ Contrainte de conservation de débit au niveau des jonctions et des manifolds

Au niveau de chaque jonction et manifold le débit qui entre est égale au débit qui sort, ceci traduit la notion de conservation de la masse.

$$\sum_{i=1}^P Q_i(\text{entrant}) = \sum_{i=1}^P Q_i(\text{sortant})$$

P : nombre de puits.

▪ Pression de séparation

La quantité et les caractéristiques de l'huile recueillie au bac de stockage varient selon les conditions de séparation (nombre d'étages de séparation, pression et température de chacun d'eux). La séparation dans le CTH1 se fait en trois étages (séparation à haute pression, séparation à moyenne pression et séparation à basse pression).

Les pressions de séparations sont :

- 9.5 bars pour la haute pression
- 3.5 bars pour la moyenne pression
- La pression atmosphérique pour la basse pression.

Pour le CTH4, la séparation se fait en deux étages (séparation à moyenne pression et séparation à basse pression).

Les pressions de séparations sont :

- 4.5 bars pour la moyenne pression
- La pression atmosphérique pour basse pression.

Ces conditions conduisent à la production finale maximale de l'huile.

▪ Capacité du centre de traitement

Le centre ne peut recevoir à une période donnée qu'une quantité déterminée d'huile, la capacité des séparateurs existants sur les centres de traitement est une valeur constante. Le débit entrant au séparateur doit être inférieur à sa capacité.

Les capacités de CTH1 et CTH4 sont :

Centre de traitement	La capacité en (m ³ /j)
CTH1	2700
CTH4	1200

IV.7. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les réseaux du champ de Hassi R'mel CTH1 et CTH4 et les caractéristiques de leurs composantes, ces réseaux feront l'objet de notre étude.

Nous avons choisi ces deux réseaux car les réseaux de CTH2 et CTH3 n'ont pas un problème au niveau des lignes de collecte ;

- les liaisons dans le réseau de CTH2 sont des liaisons individuelles ou jonctions de deux lignes.
- dans le réseau de CTH3, il n'y a que quatre puits producteurs.

Dans le chapitre suivant les potentiels des puits producteurs des deux réseaux seront déterminés.

Chapitre V

Application de l'analyse nodale : Etude de performance du système réservoir- puit

V.1 Introduction

L'exploitation continue du gisement de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel engendre une baisse progressive de la pression de gisement au cours du temps. Cela se traduit par une diminution des potentiels des puits.

Pour déterminer le potentiel de chaque puits producteurs afin d'optimiser la récupération des liquides, il faut évaluer les conditions d'exploitation de ces derniers.

Le calcul du potentiel (ou délivrance) ne peut pas être fait directement, donc il faut utiliser une technique d'analyse nodale pour déterminer le point opérationnel, par lequel les pressions au nœud (fond du puits) sont calculées, pour une gamme de débit, en amont à partir de la pression de réservoir et en aval à partir de la pression de tête. Aussi il est à souligner que seulement un débit fournira la même pression calculée dans les deux directions, cela est obtenu par l'intersection des deux courbes (courbes de performance).

V.2 Méthodologie

Pour construire les courbes de performance afin de trouver le point opérationnel qui nous donne le potentiel de puits, nous avons choisi le fond du puits comme nœud ce qui nous permet de diviser le système de production en deux segments (le réservoir et le tubing).

On peut écrire les équations suivantes :

$$\text{Equation de l'inflow} \quad P_r - \Delta P_r = P_{wf}$$

$$\text{Equation de l'outflow} \quad P_{wh} + \Delta P_{tubing} = P_{wf}$$

Pour étudier le comportement du puits, nous avons suivi les étapes suivantes :

1. Les données utilisées
2. Choix des corrélations
 - pour Les propriétés des fluides
 - dans le réservoir
 - dans le tubing
3. Construction des courbes de performance
4. Etude de sensibilité sur la pression de tête.

Nous donnons la procédure de l'analyse nodale en figure V.1.

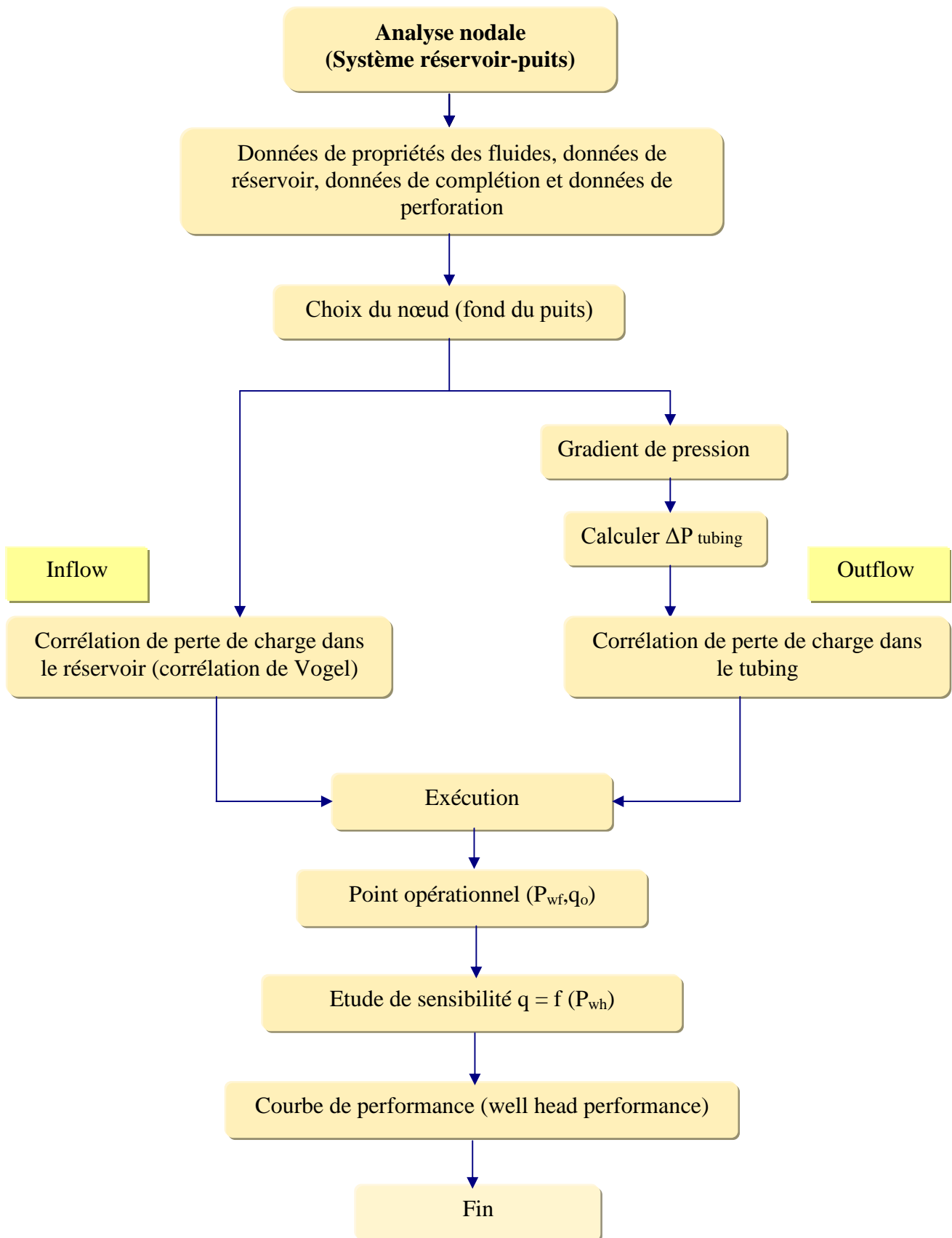


Figure V.1 : Procédure de l'analyse nodale

V.3 Le logiciel Well Perform

▪ Généralités sur le logiciel Well Perform

Le logiciel Well Perform est un outil graphique qui permet d'analyser la performance d'un puits de pétrole (huile et gaz), il peut être utilisé pour prédire l'évolution de la production durant la vie du puits.

Well Perform est un programme de l'analyse nodale. Il est conçu pour analyser le comportement des fluides dans les puits. Ce comportement est modélisé en terme de pression et de température, comme une fonction de débit et des propriétés des fluides.

Les inputs utilisés par Well Perform sont : la description du réservoir, la complétion (le matériel du puits), les équipements de surface (duse, canalisation et séparateur) et les données des propriétés des fluides. Le programme détermine la pression et la température des fluides.

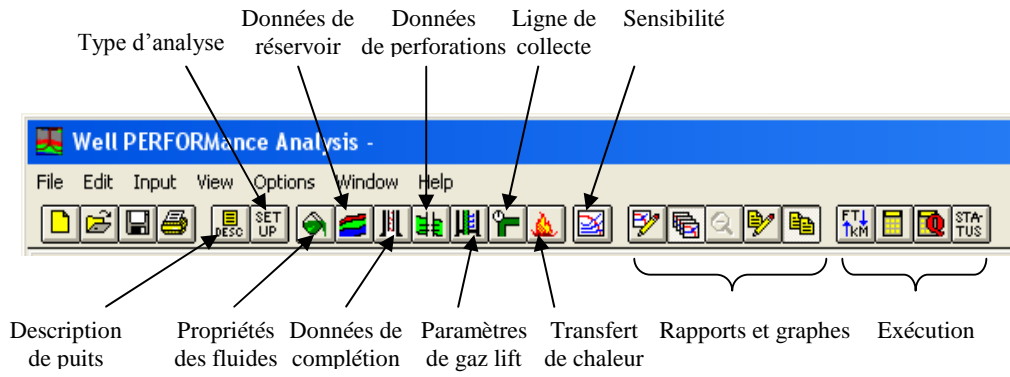
L'utilisation de Well Perform permet à la fois :

- l'amélioration du design de la complétion ;
- l'augmentation de la performance de puits ;
- l'optimisation de la production.

Well Perform analyse les réservoirs multicouches et multilatéraux, et également les différents types d'analyses tel que :

- l'analyse du système ;
- l'analyse du gradient ;
- l'optimisation de gaz lift.

▪ Barre d'outils de Well Perform



V.4 Données utilisées

- **données générales** : Le tableau V.1 regroupe des données générales qui sont utilisées dans les calculs.

Densité de l'huile (g/cm³)	0.8	Pression de bulle (kg/cm²)	311.11
Densité du gaz (g/cm³)	0.67	Température de réservoir (°C)	90
Salinité de l'eau (g/l)	310	Température de surface (°C)	35
CO₂	0.1012	Type de liaison couche-trou	Trou ouvert
H₂S (%)	0.0400		
N₂	2.3040		

Tableau V.1 : Données générales sur l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

- **données de compléments et perforations** : voir l'annexe A.
- **données de test de production** : nous avons utilisé les données du dernier test de production de chaque puits (voir tableau V.2 et tableau V.3).

Puits	Date de test	P_{wh} (Kg/cm²)	P_r (Kg/cm²)	q_o (m³/j)	q_g (m³/j)	q_w (m³/j)	GOR (m³/m³)	Wcut (%)
HR152	26/12/2005	35,65	183	58,46	20 443	133,28	350	70
HR166	25/02/2006	105,78	173,5	93,44	151 684	21,07	1624	18
HR168	01/01/2006	90,55	164	38,52	62 051	0,00	1611	0
HR199	23/02/2006	120,90	184	19,38	128 274	4,16	6619	18
HR209	25/12/2005	39,55	184	12,87	71 053	8,53	5521	40
HRE103	14/02/2006	108,60	183	24,11	193 766	2,16	8037	8
HRE104	11/02/2006	102,60	171	40,70	100 042	51,84	2457	56
HRE106	15/02/2006	126,52	177	24,75	919 727	3,14	3714	11
HRE107	16/02/2006	116,36	183	16,89	129 475	17,28	7666	51
HRE108	21/02/2006	124,41	184	27,76	38 630	12,99	1392	32
HRE109	20/02/2006	121,25	173,5	25,90	104 633	37,12	4040	59
HRE111	27/12/2005	26,90	168	21,70	17 176	2,74	791	11

Tableau V.2 : Les données des tests de production (puits de CTH1)

Puits	Date de test	P_{wh} (Kg/cm²)	P_r (Kg/cm²)	q_o (m³/j)	q_g (m³/j)	q_w (m³/j)	GOR (m³/m³)	Wcut (%)
HR170	08/12/2005	102,97	173	34,3	154 550	0	4515	0
HR189	05/02/2006	79,77	193	108,82	291 879	9,30	2682	8
HRE403	06/02/2006	59,17	174	61	2 668	0	44	0
HRE406	04/02/2006	99,95	173	15,8	65 243	0	4991	0
HRE407	09/02/2006	36,53	180	24,8	3 659	0	147	0
HRE408	08/02/2006	35,05	184	40	82 067	0	2054	0
HRZ002	01/02/2006	139,46	194	55,68	361 180	0	6487	0

Tableau V.3 : Les données des tests de production (puits de CTH4)

V.5 Choix des corrélations

Le calcul des pertes de charge dans le système de production est très compliqué, donc on utilise des corrélations qui calculent les pertes de charge dans le réservoir et dans le tubing.

La première étape est de choisir les corrélations qui répondent au type d'écoulement et aux caractéristiques du fluide dans le puits.

V.5.1 Les propriétés des fluides [SHL 2006]

Les propriétés des fluides peuvent être définies soit au moyen de mesures de laboratoire, soit par application des lois empiriques.

Pour déterminer ces propriétés, nous avons utilisé les lois empiriques, ces corrélations expérimentales sont fonction de la température, de la pression, du type de fluide (gaz, huile ou eau) et de la densité des différentes phases. Les corrélations que nous utilisons pour déterminer les propriétés des fluides sont celles qui répondent à leurs conditions d'application.

Les corrélations utilisées et leurs conditions d'application sont portées dans le tableau V.4.

Propriétés des fluides	Corrélation	Conditions d'utilisation
Viscosité d'huile sous saturée	Vasquez et Beggs	Pression de bulle entre 3 et 369 kg/cm ² Température de réservoir entre 21 et 146°C Gravité A.P.I. entre 16 et 58 °A.P.I
Viscosité de gaz	Lee et al	Pression entre 7 et 562 kg/cm ² Température entre 38 et 170 °C
GOR de dissolution R _S	Lasater	Température de réservoir entre 28 et 133°C Gravité A.P.I. entre 17.9 et 51.1 °A.P.I.
Facteur volumétrique de formation d'huile	Vasquez et Beggs	Pression de bulle entre 3 et 369 kg/cm ² Température de réservoir entre 21 et 146°C Gravité A.P.I. entre 16 et 58 °A.P.I

Tableau V.4 : Les principales corrélations pour les propriétés des fluides

V.5.2 Le réservoir

Dans le réservoir, nous avons utilisé la corrélation de Vogel car nous avons une pression de réservoir (ordre de 180 kg/cm²) qui est toujours inférieure à la pression de bulle (311.11 kg/cm²).

V.5.3 Le tubing

Dans le tubing, le choix de la corrélation se fait à partir des données du test de puits, on compare la perte de charge mesurée ($P_{wh} - P_{wf} \text{ (mesurée)}$) avec la perte de charge calculée ($P_{wh} - P_{wf} \text{ (calculée)}$) par chaque corrélation, on utilise la corrélation qui donne la valeur la plus proche de la valeur mesurée.

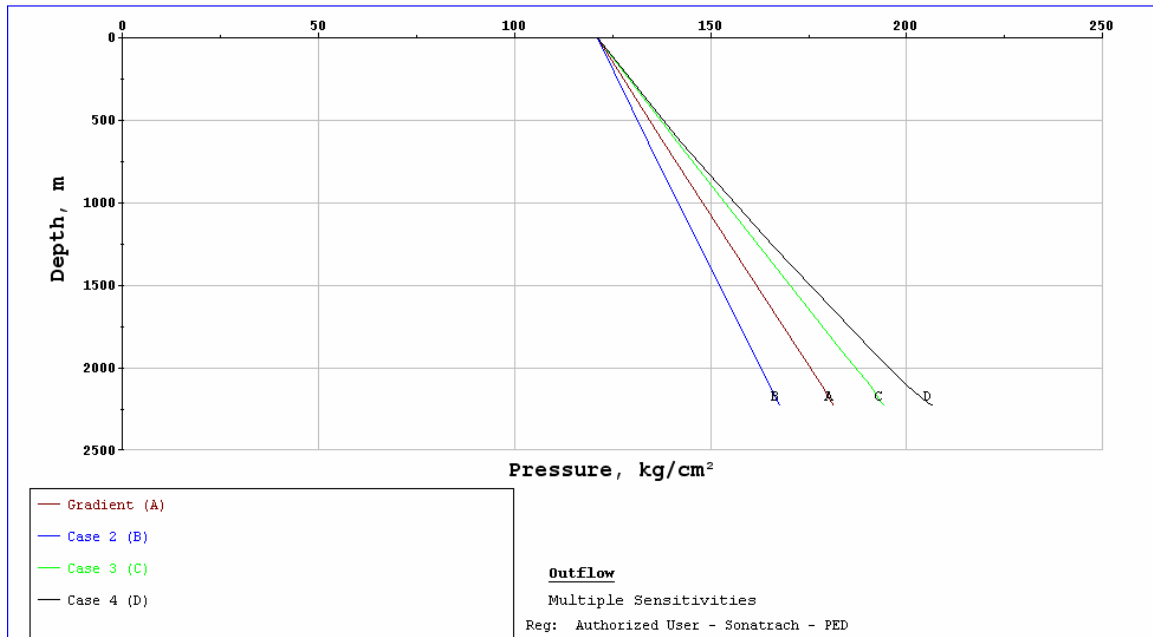
Dans notre cas la pression de fond n'est pas mesurée, donc nous allons nous baser sur la méthode de calcul de gradient de la pression, on calcul la pression de fond à partir de la pression de tête par chaque corrélation. On élimine les corrélations qui donnent des résultats inacceptables c'est à dire une pression de fond supérieure à la pression de réservoir.

Cette approche ne permet toujours pas de déterminer la corrélation recherchée vu le manque de donnée de pression de fond.

Quatre corrélations ont été retenues et qui sont :

- Poettman et Carpenter (Poett Carp)
- Fancher et Brown (Fanch Brn)
- Hagedorn et Brown (Hadgn Brn)
- Orkiszewski (Orkis).

La figureV.2 représente le gradient de pression pour les différentes corrélations de perte de charge dans le tubing.



FigureV.2 : Gradient de pression

Les pressions de fond et les pertes de charges calculées par les différentes corrélations pour chaque puits sont portées dans le tableau V.5 et le tableau V.6 ci-dessous.

Puits	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_r (Kg/cm ²)	P_{wf} (Kg/cm ²) calculée				ΔP (Kg/cm ²) calculée			
			Poett Carp	Fanch Brn	Hadgn Brn	Orkis	Poett Carp	Fanch Brn	Hadgn Brn	Orkis
HR152	35,65	183	168,55	170,88	169,09	161,4	132,9	135,23	133,44	125,75
HR166	105,78	173,5	166,69	149,33	174,23	181,05	60,91	43,53	68,45	75,27
HR168	90,55	164	141,1	123,41	135,96	153,34	50,43	32,74	45,29	62,67
HR199	120,90	184	172,19	154,41	171,57	186,02	51,29	33,51	50,67	65,12
HR209	39,55	184	97,52	60,84	74,4	99,09	57,97	21,29	34,85	59,54
HRE103	108,60	183	164,51	140,76	157,09	178,3	55,91	32,16	48,49	69,7
HRE104	102,60	171	164,99	150,63	180,42	191,13	62,39	48,03	77,82	88,53
HRE106	126,52	177	178,79	163,31	178	187,31	52,27	36,79	51,48	60,79
HRE107	116,36	183	177,15	154,27	179,65	194,79	60,79	37,91	63,29	78,43
HRE108	124,41	184	189,81	179,91	194,49	197,22	65,76	55,86	70,44	73,17
HRE109	121,25	173,5	181,4	167,69	194,11	208,88	60,15	46,44	72,86	87,63
HRE111	26,90	168	78,66	45,17	67,66	52,26	51,83	18,34	40,83	25,43

Tableau V.5 : Résultats de l'analyse nodale (puits de CTH1)

Puits	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_r (Kg/cm ²)	P_{wf} (Kg/cm ²) calculée				ΔP (Kg/cm ²) calculée			
			Poett Carp	Fanch Brn	Hadgn Brn	Orkis	Poett Carp	Fanch Brn	Hadgn Brn	Orkis
HR170	102,97	173	158,23	135,21	151,51	165,4	55,26	32,24	48,54	62,43
HR189	79,77	193	147,15	115,47	148,09	182,28	67,38	35,7	68,32	102,51
HRE403	59,17	174	141,49	136,61	133,13	148,42	82,32	77,44	73,96	89,25
HRE406	99,95	173	148,57	127,17	136,65	150,4	48,62	27,22	36,7	36,7
HRE407	36,53	180	108,49	90,38	89,95	139,92	71,96	53,85	53,42	103,39
HRE408	53,05	184	104,57	76,63	91,98	99,58	51,52	23,58	38,93	46,53
HRZ002	139,46	194	202,85	180,6	207,5	218,15	63,39	41,14	68,04	78,69

TableauV.6 : Résultats de l'analyse nodale (puits de CTH4)

Nous avons éliminé les corrélations qui donnent des pressions de fond supérieures aux pressions de réservoir.

La seule corrélation qui peut être utilisée pour les puits HRE106, HRE108, HRE109 et HRZ002 est la corrélation de Fancher et Brown.

En se basant sur les conditions d'application des corrélations de perte de charge dans le tubing décrites dans le chapitre III, nous pouvons déterminer la meilleure corrélation pour certains puits :

Puits	OD (in)	Débit (m ³ /j)	GLR (m ³ /m ³)	Corrélation
HR152	2"7/8	58,5	105	Poettman et Carpenter <ul style="list-style-type: none"> ▪ GLR < 267 (m³/m³) ▪ Débit > 63 (m³/j) ▪ Diamètre = 2"7/8
HRE104	2"7/8	40,70	1080	Fancher et Brown <ul style="list-style-type: none"> ▪ GLR < 890 (m³/m³) ▪ Débit < 63 (m³/j) ▪ Diamètre = 2"7/8
HRE111	2"7/8	21,70	703	
HRE403	2"7/8	61	229	
HRE407	2"7/8	24,8	229	

Aussi, nous avons utilisé la corrélation d'Orkiszewski pour les puits HR209 et HRE103, la corrélation Fancher et Brown pour le puits HR168 et le puits HRE107 et la corrélation de Poettman et Carpenter pour les puits restants.

V.6 Construction des courbes de performance

Après la détermination des corrélations de perte de charge que nous utilisons pour chaque puits, nous étudions le système réservoir-puits. Le fond du puits est choisi comme nœud, nous construisons les courbes de performance suivantes:

- La courbe de l'IPR (Inflow Performance Relationship) qui donne l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir (voir figure V.3)
- La courbe de l'outflow qui donne l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le tubing (voir figure V.4)

Le point d'intersection des deux courbes donne le point de fonctionnement du puits (point opérationnel) (voir figure V.5).

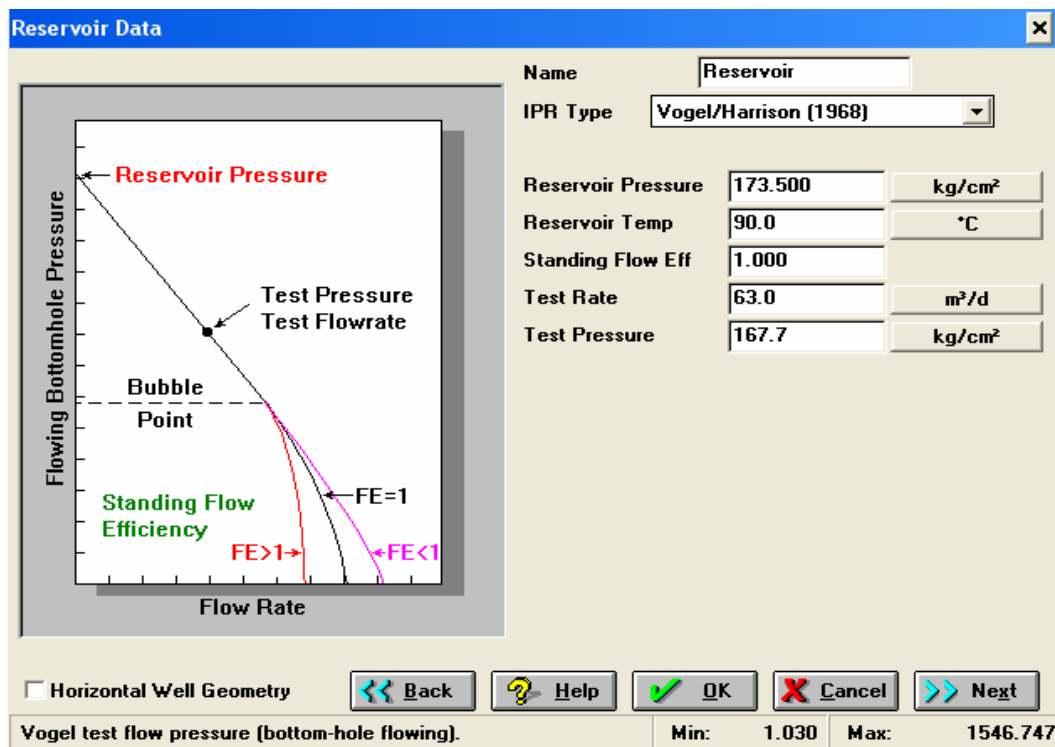
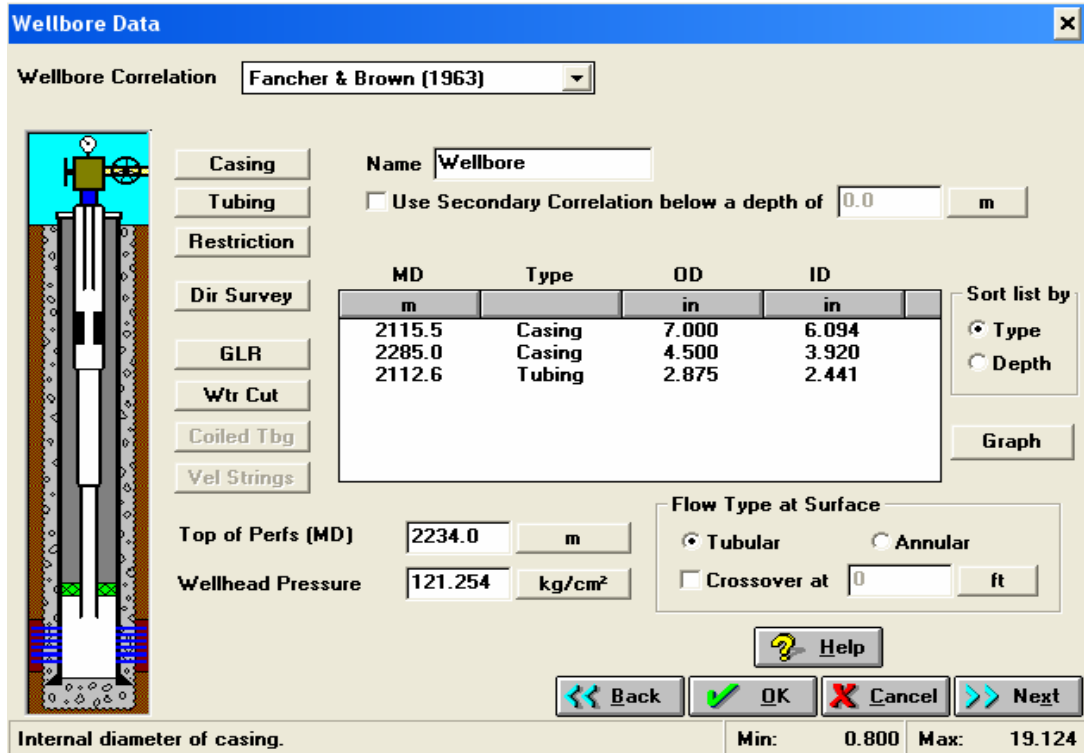
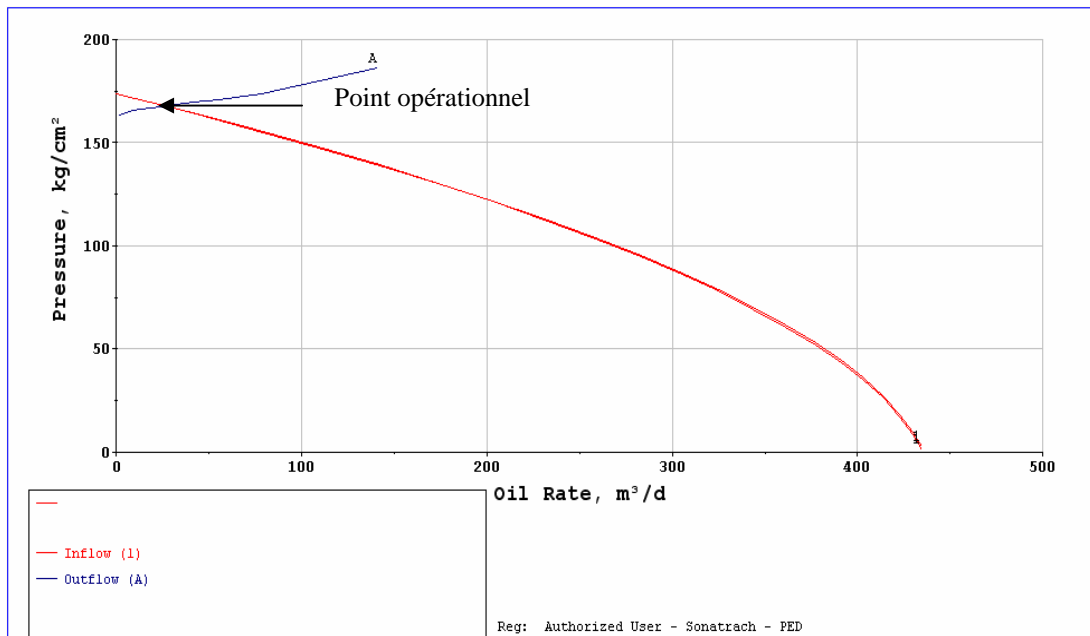


Figure V.3: Données de réservoir



FigureV.4: Données de puits



FigureV.5 : Courbes de performance

Les potentiels des puits et les corrélations utilisées sont portés dans les tableaux V.7 et V.8

Puits	P_{wh} (Kg/cm²)	P_{wf} (Kg/cm²)	P_r (Kg/cm²)	q_o (m³/j)	IP (m³/j)/Kg/cm²	Corrélation
HR152	35,65	168,55	183	58,46	4,04	Poettman et Carpenter
HR166	105,78	166,69	173,5	93,44	13,72	Poettman et Carpenter
HR168	90,55	123,41	164	38,52	0,95	Fancher et Brown
HR199	120,90	172,19	184	19,38	1,64	Poettman et Carpenter
HR209	39,55	99,09	184	12,87	0,15	Orkiszewski
HRE103	108,60	178,3	183	24,11	5,13	Orkiszewski
HRE104	102,60	150,63	171	40,70	2,00	Fancher et Brown
HRE106	126,52	163,31	177	24,75	1,81	Fancher et Brown
HRE107	116,36	154,27	183	16,89	0,59	Fancher et Brown
HRE108	124,41	179,91	184	27,76	6,79	Fancher et Brown
HRE109	121,25	167,69	173,5	25,90	4,46	Fancher et Brown
HRE111	26,90	45,17	168	21,70	0,17	Fancher et Brown

TableauV.7 : Potentiels des puits de CTH1

Puits	P_{wh} (Kg/cm²)	P_{wf} (Kg/cm²)	P_r (Kg/cm²)	q_o (m³/j)	IP (m³/j)/Kg/cm²	Corrélation
HR170	102,97	158,23	173	34,3	2,32	Poettman et Carpenter
HR189	79,77	147,15	193	108,8 2	2,37	Poettman et Carpenter
HRE403	59,17	136,61	174	61	1,63	Fancher et Brown
HRE406	99,95	148,57	173	15,8	0,65	Poettman et Carpenter
HRE407	36,53	90,38	180	24,8	0,28	Fancher et Brown
HRE408	35,05	104,57	184	40	0,50	Poettman et Carpenter
HRZ002	139,46	180,60	194	55,68	4,16	Fancher et Brown

TableauV.8 : Potentiels des puits de CTH4

V.6 Détermination du débit en fonction de la pression de tête du puits

Dans cette étape on fait une étude de sensibilité afin de trouver le débit en fonction de la pression de tête pour chaque puits, on donne plusieurs valeurs de cette dernière et on détermine le débit qui correspond à ce paramètre.

Le débit en fonction de la pression de tête est de la forme

$$q = f(P_{wh}) = a P_{wh}^2 + b P_{wh} + c$$

Pour différents paliers de la pression de tête, nous déterminons le débit d'huile correspondant, ces points permettent de construire la courbe de performance (well head performance) de chaque puits (voir figure V.6).

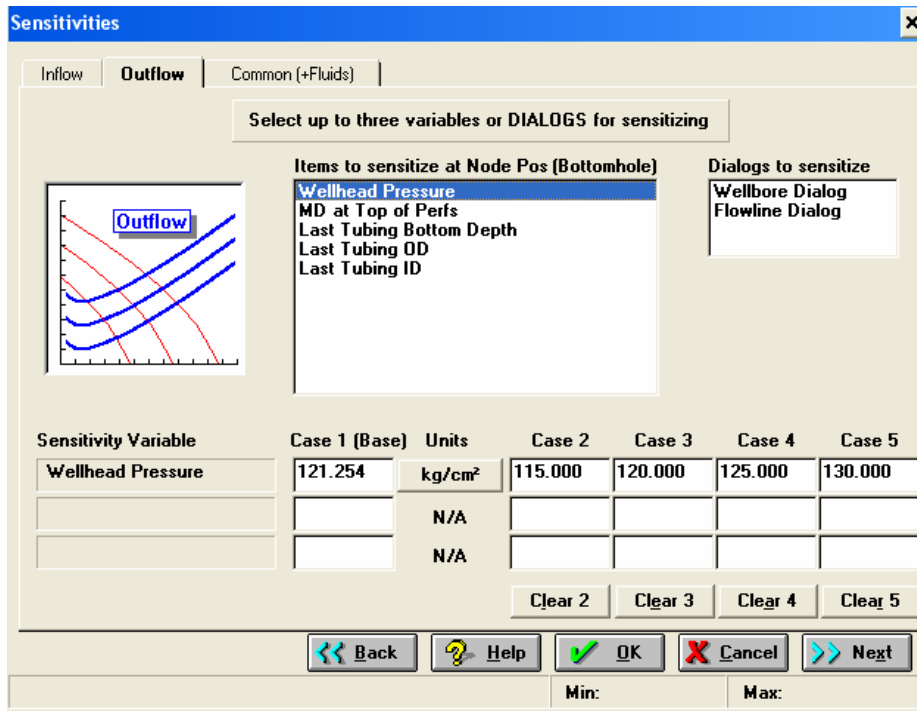
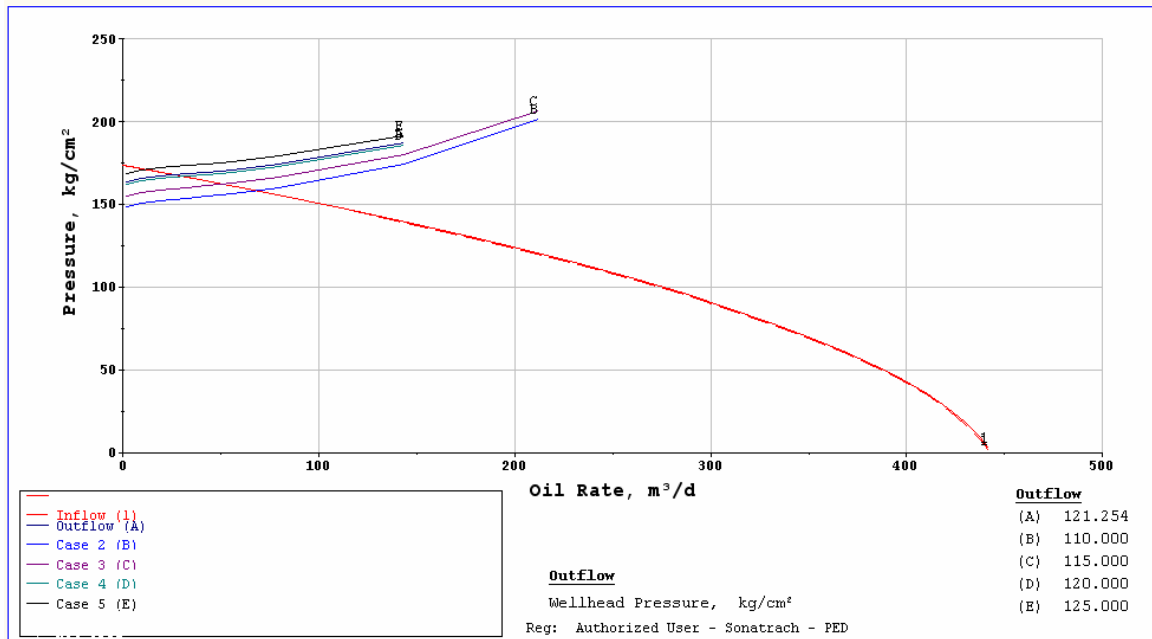


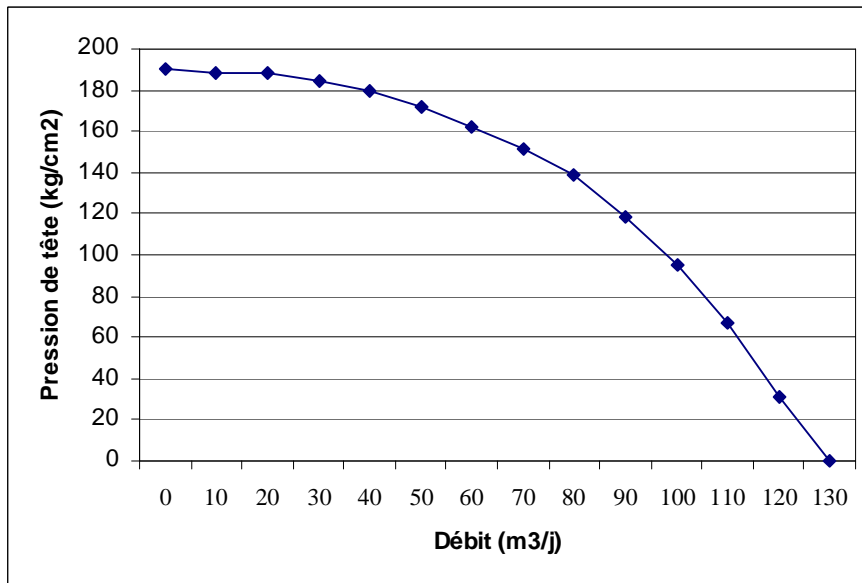
Figure V.6: Sensibilité sur la pression de tête

Le changement de la pression de tête entraîne un changement de la pression de fond, ce qui engendre la modification de la courbe de l'outflow. Pour chacune des valeurs de la pression de tête on obtient une nouvelle capacité de débit. Le débit augmente avec la diminution de la pression de tête et diminue avec son augmentation.



FigureV.7 : Résultat de la sensibilité des pressions de tête

L'objectif de l'étude de sensibilité est de déterminer le débit pour une pression de tête donnée, ce qui nous permet de construire la courbe de performance de tête de puits (voir figure V.8).



FigureV.8 : Courbe de performance de tête de puits (well head performance)

V.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons déterminé le potentiel de chaque puits de réseau CTH1 et CTH4 après avoir calculé la pression de fond par la méthode de gradient de pression et validé la corrélation adéquate pour le calcul des pertes de charge dans la colonne de production. Par la suite nous avons construit les courbes de performance afin d'obtenir le point opérationnel.

Enfin, nous avons construit la courbe de performance de tête de puits qui permet de déterminer le débit pour une valeur de pression de tête donnée, cette courbe sera utilisée pour le calcul de débit en surface.

Chapitre VI

Optimisation du réseau de surface

VI.1 Introduction

Durant la vie du champ, les installations de surface ont besoin d'être conçues, maintenues et changées pour faire face à l'évolution des caractéristiques de l'effluent des puits notamment le GOR et le Wcut.

Dans le cas de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel, le réseau de collecte a besoin d'être redimensionné pour l'exploiter d'une manière optimale.

VI.2 Généralités sur le logiciel ReO [EPS 2003]

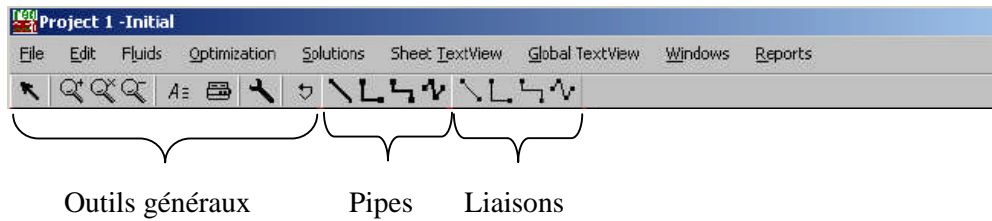
ReO (Ressource Optimizer) est un logiciel de simulation et d'optimisation de réseau de surface, capable de modéliser le processus de production du réservoir jusqu'au centre de traitement. Il peut être utilisé pendant toutes les phases de vie du champ :

Planification → Développement → Opérations

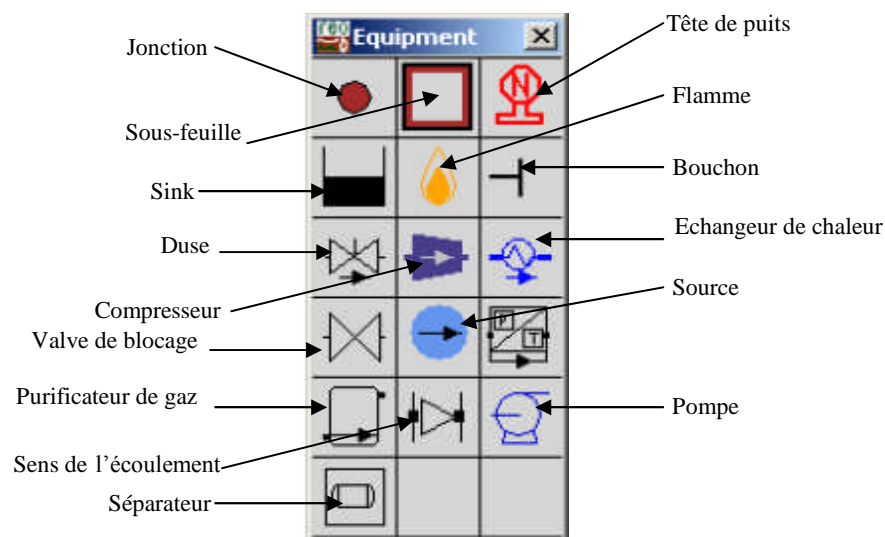
ReO peut être utilisé pour :

- l'optimisation de la capacité de traitement
- l'optimisation du système de production
- l'optimisation de gaz lift
- la détermination de l'effet de design d'une ascension artificielle.

- **Barre d'outils statique**



- **Barre d'outils d'équipements**



VI.2.1 Optimisation par la programmation linéaire séquentielle

L'optimisation du réseau de surface a été basée précédemment sur la technique de l'analyse nodale, où le débit, la pression et la température à un point spécifique dans le réseau sont calculés à partir d'un autre point où ces paramètres (q , P , T), sont connus.

L'analyse nodale a permis de déterminer le potentiel de chaque puits. La somme de ces potentiels tenant compte des contraintes de réservoir (GOR, W_{cut}) est l'optimum recherché.

Cette approche est faussée quand le réseau est non-hiérarchique (par exemple en splits et en boucles) et les calculs ont besoin d'être exécutés plusieurs fois pour arriver à une solution pour le réseau. En effet le réseau engendre une contrainte supplémentaire, pour la production de ces puits.

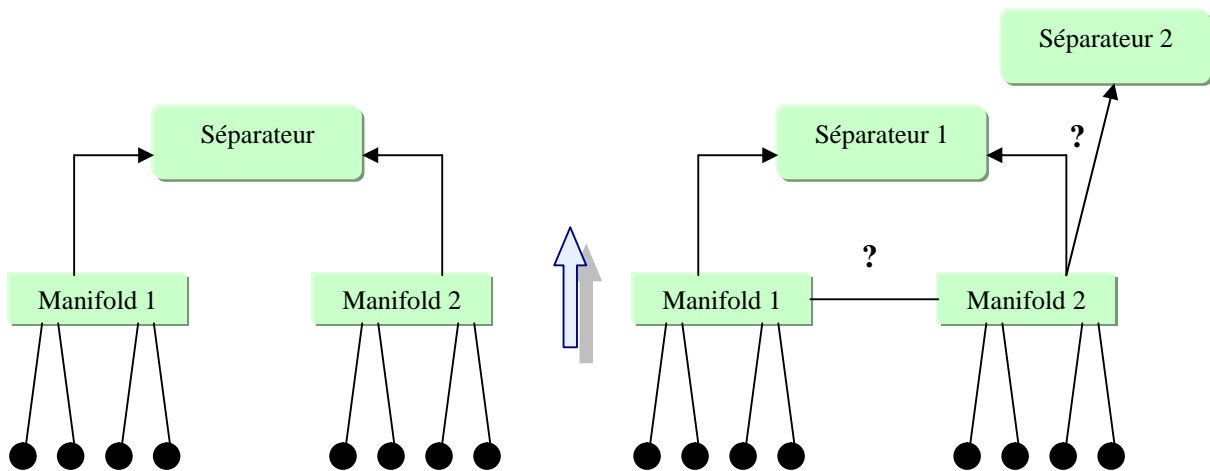


Figure VI.1 : Réseau hiérarchique

Figure VI.2 : Réseau non-hiérarchique

Aussi, contrairement à l'approche de l'analyse nodale qui résout des parties de réseau individuellement (voir figure VI.1), ReO utilise la programmation linéaire séquentielle dans leur processus d'optimisation et résout toutes les parties de réseau simultanément ce qui veut dire que ReO résout des larges réseaux non-hiérarchiques et complexes (voir figure VI.2).

VI.2.2 Principe de fonctionnement du logiciel ReO

ReO optimise le réseau par l'application de la programmation linéaire séquentielle :

- 1- Les modèles non linéaires qui décrivent le système de production de l'huile ou du gaz sont linéarisés autour d'une valeur initiale
- 2- Les équations linéarisées sont optimisées par l'utilisation de simplex (méthode de programmation linéaire). On détermine un intervalle de confiance pour limiter la région dans laquelle le modèle linéarisé représente une approximation acceptable pour le modèle complet.
- 3- Le modèle complet est évalué au nouvel optimum et comparé avec le modèle linéarisé.
- 4- Le processus est répété jusqu'à ce que la différence entre le modèle non linéaire et le modèle linéarisé soit inférieure à la valeur de tolérance.

Nous donnons l'organigramme de la programmation linéaire séquentielle en figure VI.3.

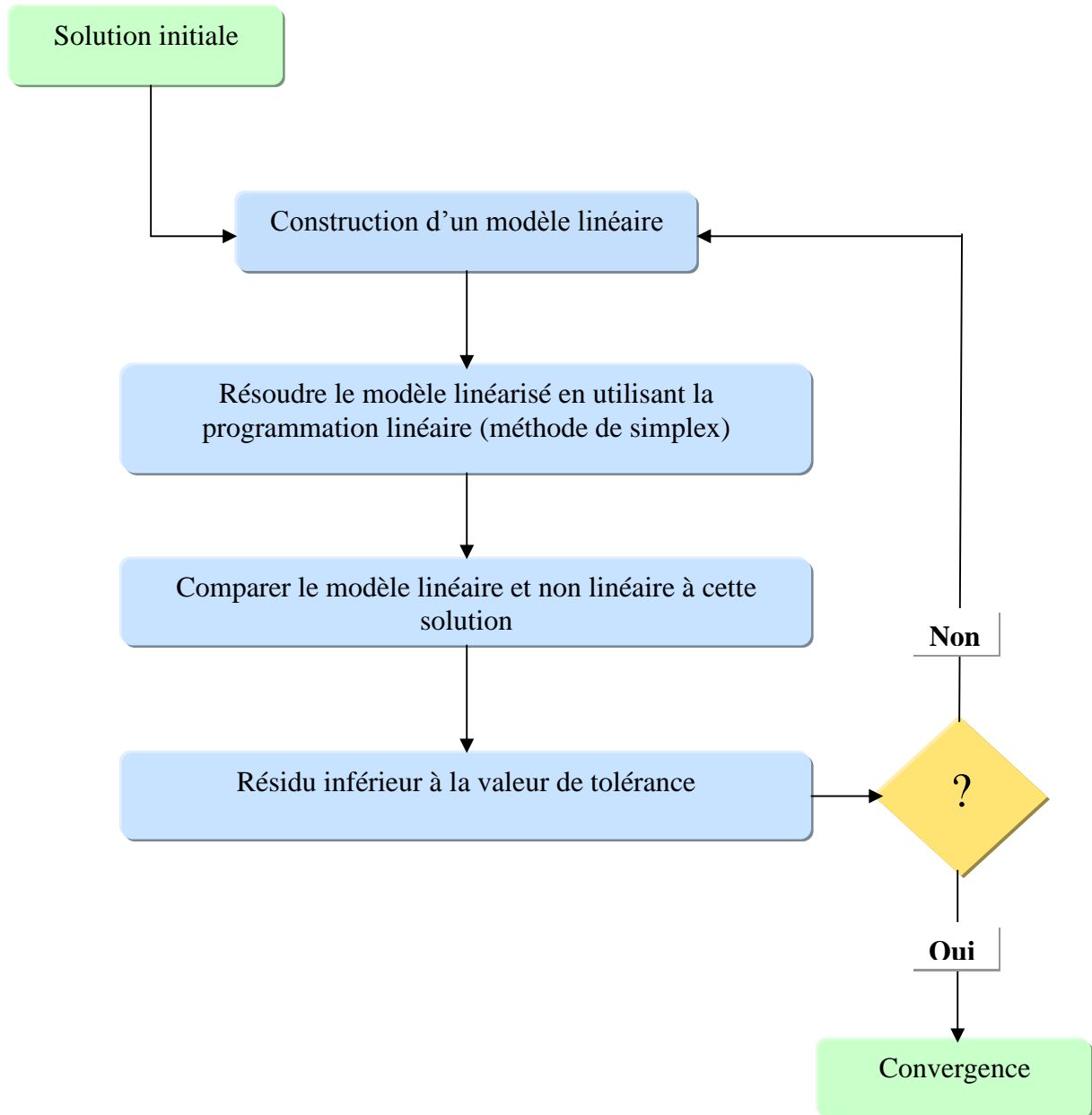


Figure VI.3 : Organigramme de la programmation linéaire séquentielle

VI.3 Méthodologie

Un modèle du système (réservoir-puits) pour chaque puits producteur est élaboré au niveau du chapitre précédent. L'objectif de ce modèle est de trouver la relation entre le débit et la pression de tête qui est représentée par la courbe de performance de tête de puits (well head performance). Cette courbe est utilisée pour calculer le débit dans le réseau de surface à partir de la pression de tête car la tête de puits est le point commun entre le système (réservoir-puits) et le réseau de surface.

Dans le but de construire un modèle de tout le système de production, il nous reste à modéliser le réseau de surface pour avoir un modèle représentatif de l'état actuel du réseau existant, ce qui nous permet de faire des scénarios par le logiciel ReO sur le dimensionnement du réseau de collecte afin de maximiser la récupération d'huile en tenant compte des contraintes de celui-ci.

Pour obtenir un modèle du réseau de surface, on cale les valeurs de débit et des pressions (pression de tête, pression de ligne) calculées par le logiciel sur les valeurs mesurées. Le calage consiste à trouver les valeurs de débit et des pressions calculées les plus proches de celles mesurées.

Après la construction du modèle de système de production, nous déterminons les goulots d'étranglement sur le réseau qui sont caractérisées par une pression élevée au niveau de manifold et une grande perte de charge dans les lignes de collecte.

Afin de résoudre ce problème, nous réalisons plusieurs scénarios à l'aide du logiciel ReO pour redimensionner le réseau de collecte et par conséquent maximiser la production d'huile.

Nous allons maintenant détailler les différentes étapes de la démarche générale pour l'optimisation du réseau de surface, c'est-à-dire la modélisation, le calage et la simulation (voir figure VI.4).

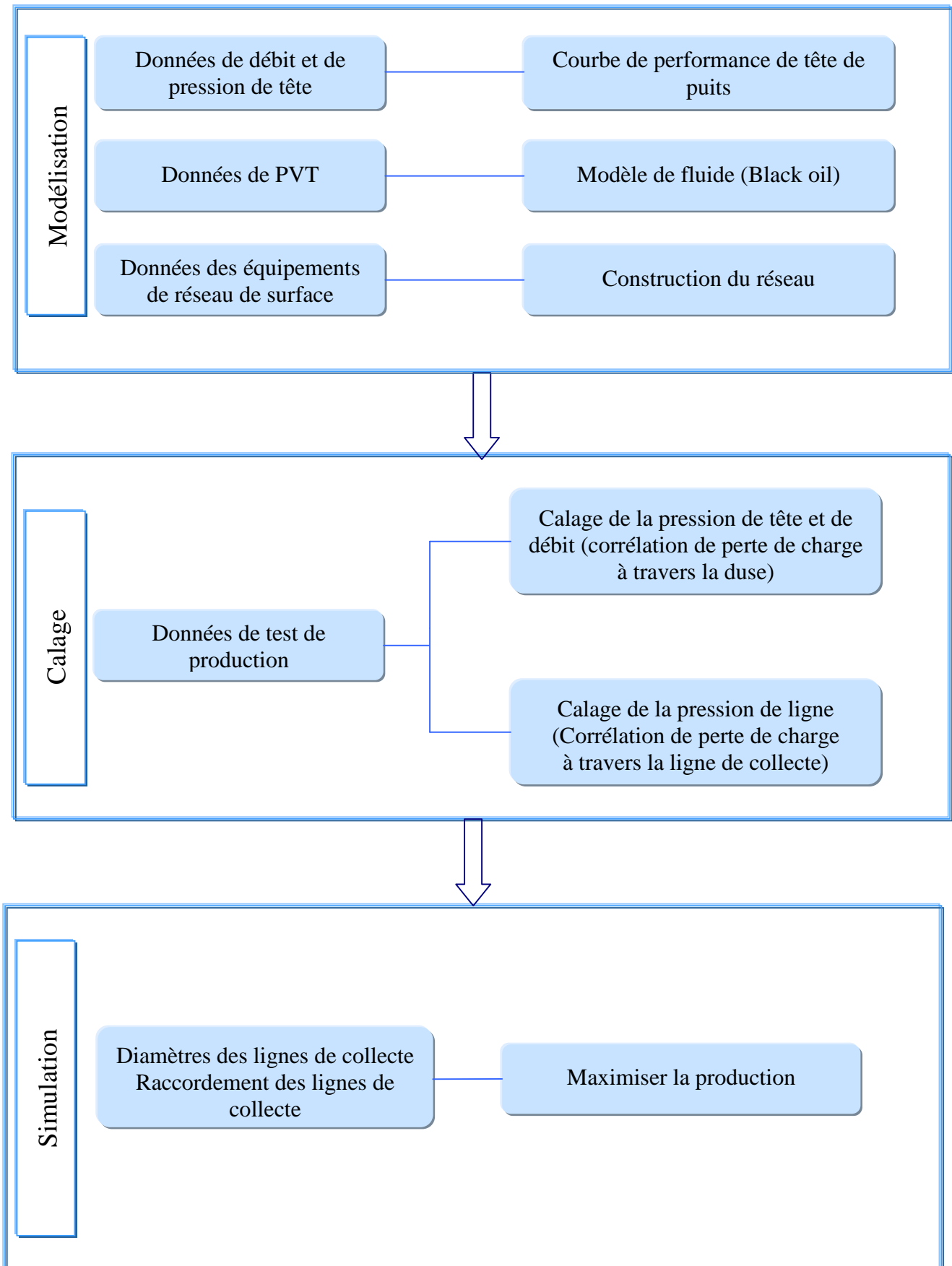


Figure VI.4 : La démarche générale de l'optimisation du réseau de surface

VI.4 La modélisation

Nous allons illustrer la démarche suivie pour construire le modèle du réseau de surface par le logiciel ReO.

VI.4.1 Construction du réseau

Le réseau de surface actuel de CTH1 est composé de 12 puits producteurs reliés à deux manifolds, ManHR166 et ManHRE102. Le manifold ManHR166 est relié au séparateur de haute pression par deux lignes de collecte, le manifold ManHRE102 est relié par une seule ligne au séparateur de moyenne pression (figure VI.5).

Le réseau de surface de CTH4 est composé de 7 puits producteurs dont 3 puits sont reliés au séparateur de moyenne pression par des lignes individuelles, les autres puits sont reliés au manifold ManHRE400 qui est relié au même séparateur par deux lignes de collecte (figure VI.6).

Les équipements utilisés pour construire les deux réseaux sont :

- Tête de puits
- Valve de blocage
- Duse
- Ligne de collecte
- Jonction
- Séparateur
- Sink.

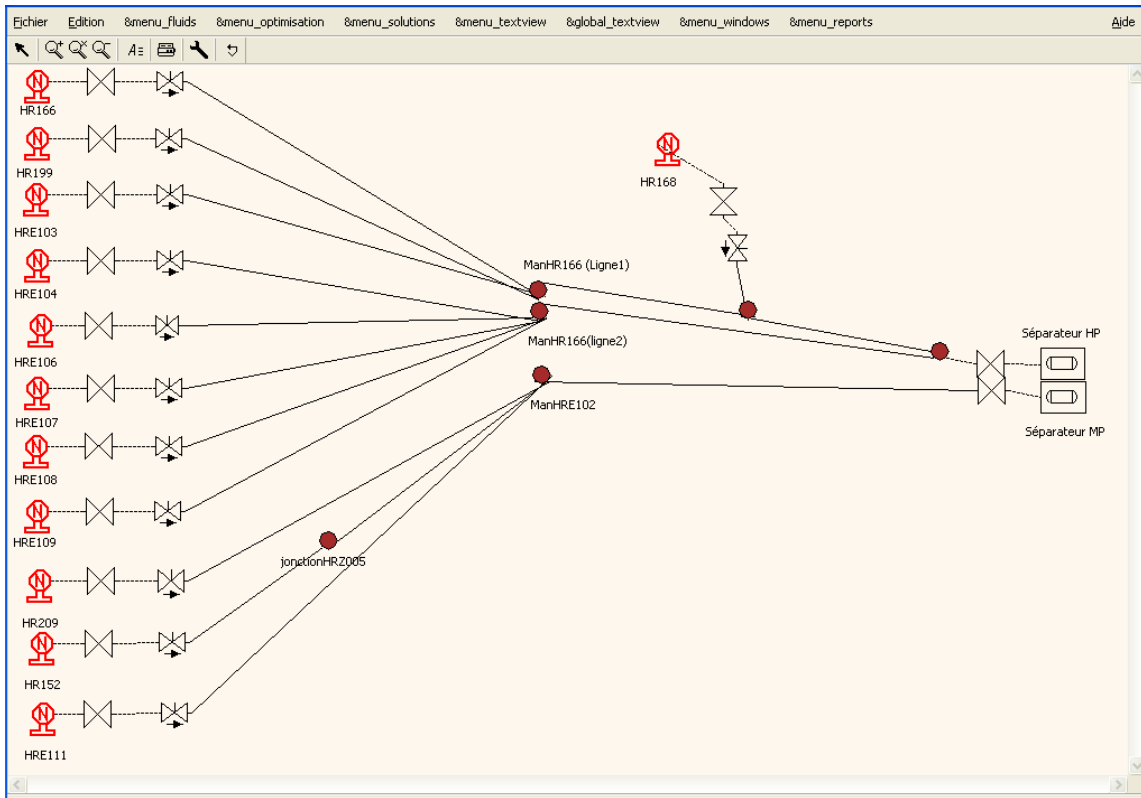


Figure VI.5 : Réseau de surface de CTH1

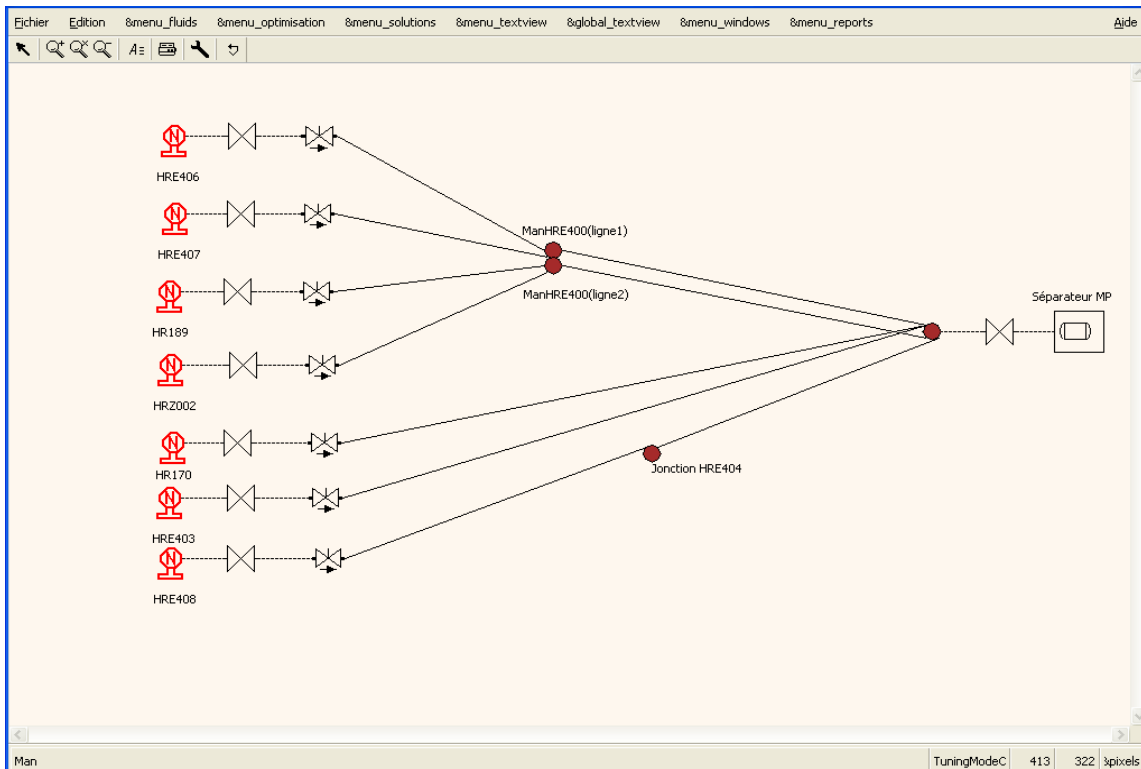


Figure VI.6 : Réseau de surface de CTH4

VI.4.2 Modèle de fluide

Le modèle de fluide peut être défini par deux méthodes :

- **Modèle de produit noir (black oil) :** Le fluide est modélisé en utilisant des corrélations qui déterminent ses propriétés : le GOR de dissolution (R_s), la pression de bulle (P_b), le facteur volumétrique de formation (B_o), la viscosité d'huile et de gaz (μ_o et μ_g) dans les différentes conditions de pression et de température.
- **Modèle de produit de composition :** Le fluide est défini par ses composants (H_2S , CO_2 ...), sa composition et ses propriétés (masse moléculaire...).

Les deux modèles peuvent être utilisés, nous avons choisi le modèle Black oil car il est plus simple par rapport au modèle compositionnel (voir figure VI.7).

Les corrélations utilisées sont :

- **Lasater** pour le GOR de dissolution R_s , la pression de bulle (P_b) et le facteur volumétrique de formation (B_o)
- **Beggs** pour la viscosité d'huile μ_o
- **Lee** pour la viscosité de gaz μ_g .

The screenshot shows the &FluidModel dialog box with the following data:

&Name:	
Blackoil	
&Fluid	
&GasGravity:	0.8
&OilGravity:	0.8
&GOR:	257.00
&WCT:	0.0000
&API:	45.375
	sm3/sm3
	Fraction
&Inorganics	
&Library	
CO2	0.121000
H2S	0.040000
N2	2.304000

Figure VI.7 : Données des propriétés des fluides

VI.4.3 Données de tête de puits

Les N-Têtes de puits représentent les sources de fluide qui s'écoule dans le réseau de surface, le N signifie que le puits est naturel. Chaque tête de puits est caractérisée par sa courbe de performance.

La figure VI.8 représente le tableau de performance de tête de puits où le débit est donné en fonction de la pression de tête de puits, on détermine aussi la température de surface, le GOR et le Wcut.

	&pressure kg/cm2	&temperature degC	&OilRate sm3/day	&GOR sm3/sm3	&WCT Fraction
1	121.478	35.00	0.0	1624.00	0.1800
2	110.000	35.00	66.0	1624.00	0.1800
3	90.000	35.00	181.0	1624.00	0.1800
4	70.000	35.00	268.0	1624.00	0.1800
5	50.000	35.00	311.0	1624.00	0.1800

Figure VI.8 : Données de tête de puits

Ces données peuvent être utilisées directement à partir des modèles des puits sur le logiciel WellFlo. Puisque nous avons utilisé un autre logiciel (le logiciel WellPerform), les données sont portées dans un fichier Excel, et sont introduites dans le tableau en copier-coller à partir de ce fichier (les tableaux de performance de tête de puits de chaque puits sont portés dans l'annexe D). La courbe de performance de tête de puits qui donne la pression de tête en fonction du débit est tracée par défaut (figure VI.9).

Notons qu'il faut utiliser le modèle de fluide que nous avons défini précédemment pour chaque puits.

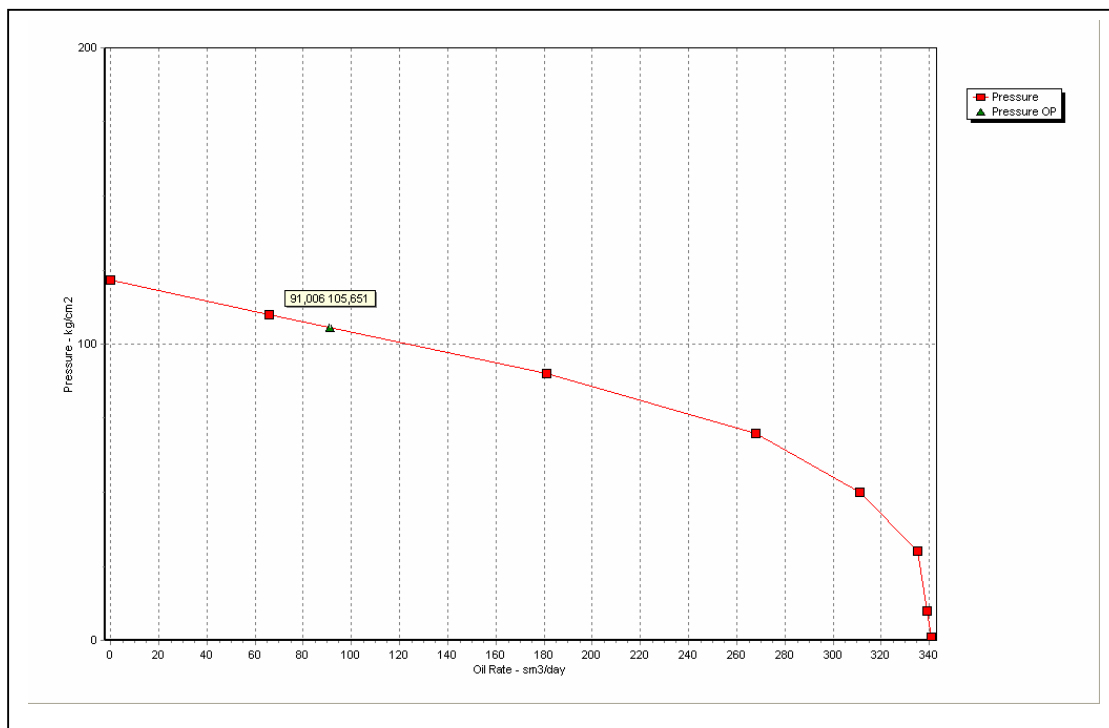


Figure VI.9 : Courbe de performance de tête de puits

VI.4.4 Données de la duse

Le choix de la corrélation qui calcule la perte de charge à travers la duse se fait à partir des données de test en comparant les valeurs des pressions de tête calculées avec les valeurs mesurées, on choisit la corrélation qui donne la valeur calculée la plus proche de la valeur mesurée.

Les corrélations qui sont disponibles sur le logiciel ReO sont :
Sachdeva et al, Achong, Aussens, Baxendall, Gilbert et Ros.

La corrélation de Sachdeva et al est valide pour un régime d'écoulement critique et non critique.

Les autres corrélations ne peuvent être utilisées qu'en régime d'écoulement critique et à conditions que le GLR (le rapport gaz liquide) soit inférieur à $1781 \text{ m}^3/\text{m}^3$.

La duse peut être réglée en modifiant le facteur de diamètre pour ajuster les données mesurées (voir figure VI.10).

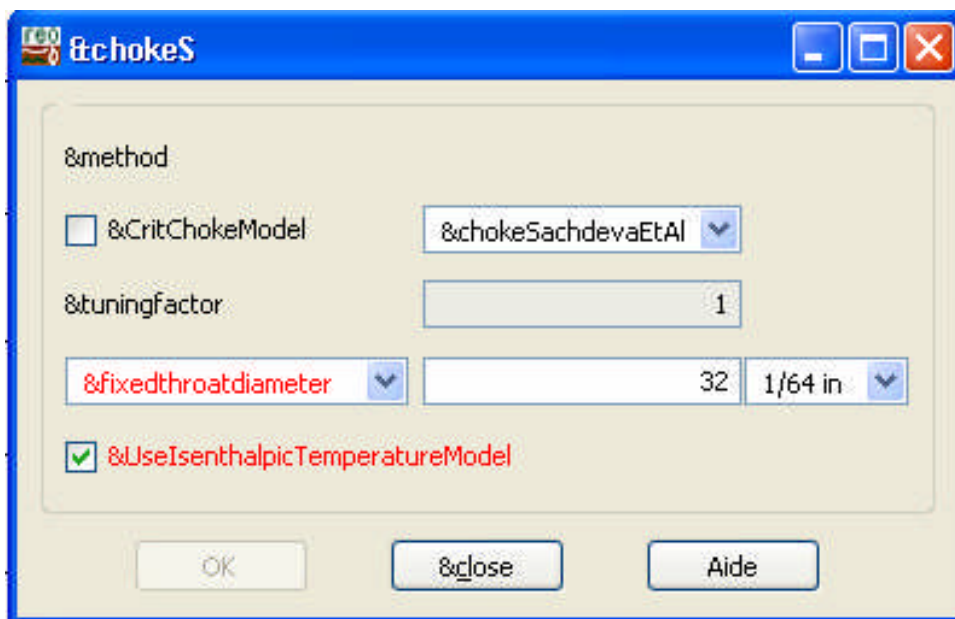


Figure VI.10 : Données de la duse

Les diamètres des duses et les corrélations utilisées sont portés dans le tableau VI.1.

Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation	Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation
HR152	38	Baxendall	HRE109	20	Baxendall
HR166	32	Sachdeva	HRE111	20	Baxendall
HR168	26	Sachdeva	HR170	30	Sachdeva
HR199	24	Sachdeva	HR189	44	Sachdeva
HR209	36	Sachdeva	HRE403	18	Sachdeva
HRE103	22	Gilbert	HRE406	20	Sachdeva
HRE104	22	Baxendall	HRE407	20	Sachdeva
HRE106	20	Sachdeva	HRE408	24	Ros
HRE107	24	Sachdeva	HRZ002	30	Gilbert
HRE108	20	Sachdeva			

Tableau VI.1 : Corrélations de perte de charge à travers la duse

Nous remarquons que la corrélation de Sachdeva donne de bons résultats pour la majorité des puits.

VI.4.5 Données de la ligne de collecte

Les données de ligne de collecte sont divisées en trois types : physique, environnement et écoulement (voir figure VI.11). Les données physiques sont les données qui déterminent les propriétés de la ligne de collecte :

La longueur de pipe - le diamètre extérieur - la rugosité - le diamètre intérieur ou le poids – les caractéristiques de matériau, les données de l'isolation et l'élévation.

Les données de l'environnement comprennent les données du milieu extérieur, le coefficient de convection et la température aux extrémités de pipe.

En ce qui concerne les données d'écoulement, quatre corrélations de perte de charge pour l'écoulement polyphasique sont disponibles :

Beggs and Brill, Modified Beggs and Brill, No-slip Beggs and Brill et Dukler-Eaton-Flanigan. Parmi ces corrélations on doit déterminer celle qui répond au type d'écoulement dans les lignes de collecte, c'est-à-dire la corrélation qui donne la pression de ligne la plus proche de la pression de ligne mesurée.

The screenshot shows a software window titled "Pipe: pipe_HR166" with the following configuration details:

- Pipe:**
 - measured length: 30.00 m
 - absolute roughness: 0.0012 in
 - OD: 4.000 in
 - weight: 13.48 kg/m
 - ID: 3.550 in
 - material: Carbon Steel (AISI 1010)
 - density: 7832.00 kg/m³
 - thermal conductivity: 63.90 J/(s m degK)
- Insulation:**
 - Epaisseur: 0.224 in
 - material: (empty)
 - thermal conductivity: 0.72 J/(s m degK)
- Geometry:**
 - Angle (selected): 0.00 degree
 - elevation (selected): 0.00 m
 - end1 elevation: 0.00 m
 - end2 elevation: 0.00 m
- Flow method:**
 - flow correlation: DuklerEatonFlannigan
 - factor L: 1.00
 - factor D: 1.00
 - factor U: 1.00
- Environment:**
 - surrounding: air
 - wind speed: 5.00 m/s
 - air heat capacity: 1007 J/(kg degK)
 - air thermal conductivity: 0.03 J/(s m degK)
 - air viscosity: 0.000018 Pa s
 - air density: 1.16 kg/m³
 - air expansion coeff: 0.0027 1/degK
- Emulsion Modelling:**
 - enable EmulsionViscc:
 - Region: WaterInOil
 - Correlation: Ronningsen
 - InversionWCT: 0.6000 Fraction
- Tuning Factors:**
 - K1Tu: 1.00
 - K2Tu: 1.00
 - K3Tu: 1.00
 - K4Tu: 1.00

Figure VI.11 : Données de pipe

VI.4.6 Données de séparateur

La séparation se fait en trois étages pour le réseau de CTH1 (séparateur HP, séparateur MP et le bac de stockage) et en deux étages pour le réseau de CTH4 (séparateur MP et le bac de stockage). Pour chaque séparateur on fixe la pression de séparation (voir figure VI.12).

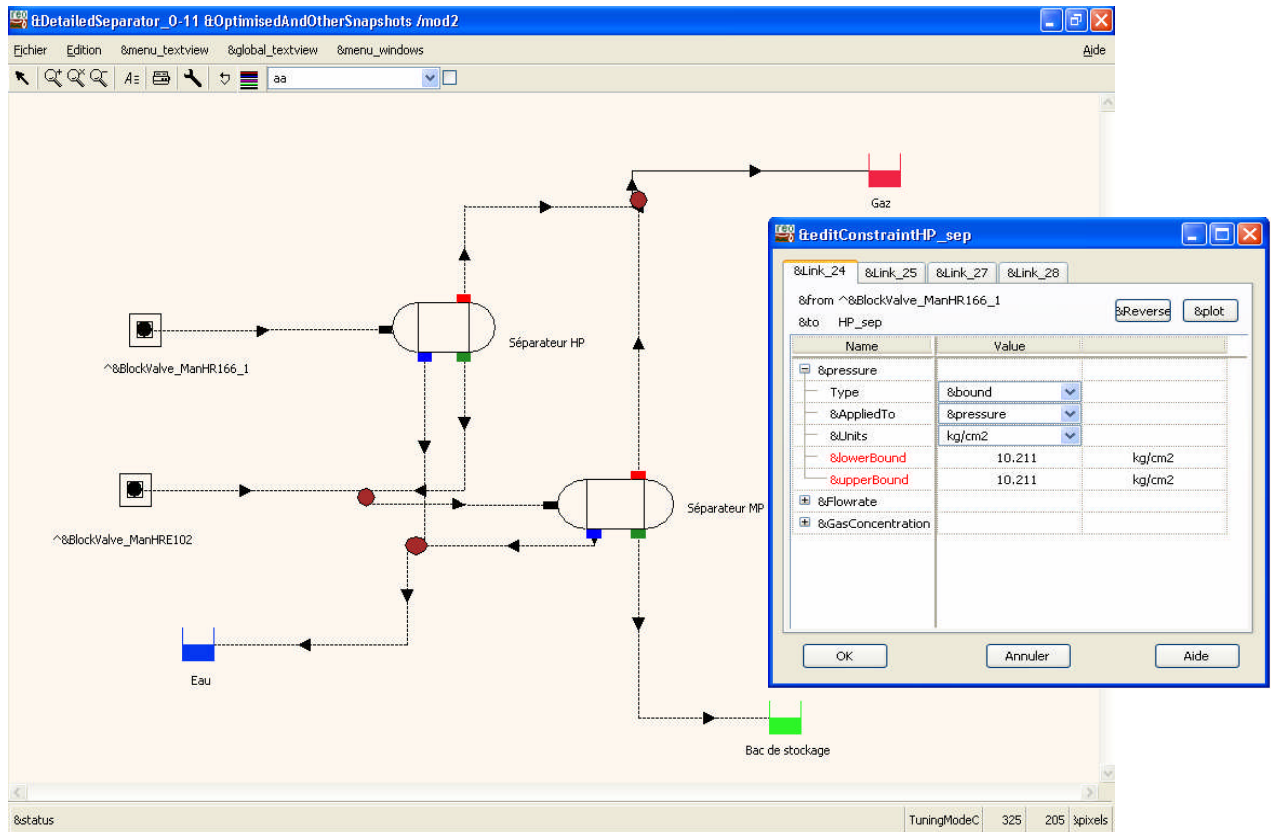


Figure VI.12 : Données de séparateur

VI.5 Le calage

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs de débit et des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui représente l'état actuel du réseau de surface.

Nous avons pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée et la valeur calculée ne doit pas dépasser 10 % :

$$\text{Erreur} = \left| \frac{P_{whm} - P_{whc}}{P_{whm}} \right| \leq 10 \%$$

$$\text{Erreur} = \left| \frac{q_{om} - q_{oc}}{q_{om}} \right| \leq 10 \%$$

$$\text{Erreur} = \left| \frac{P_{lm} - P_{lc}}{P_{lm}} \right| \leq 10 \%$$

Le calage se fait en déterminant :

- la corrélation de perte de charge à travers la duse
- la corrélation de perte de charge à travers les lignes de collecte.

Pour caler la pression de tête et le débit, il faut déterminer la corrélation de perte de charge à travers la duse qui donne les valeurs de pression de tête et de débit les plus proches des valeurs mesurées. Après avoir déterminé la corrélation, on calcul l'erreur, si elle est supérieure à 10 % on modifie le facteur de diamètre de la duse pour avoir plus de précision.

Le choix de la corrélation de perte de charge dans les lignes de collecte nous permet de caler les pressions de ligne, la corrélation que nous avons utilisé est la corrélation de **Dukler-Eaton-Flanigan**. Cette corrélation a donné des bons résultats dans toutes les lignes de collecte en la comparant avec les autres corrélations. Pour ajuster les valeurs des pressions de ligne qui ont une erreur supérieure à 10 %, on fait une petite modification sur le facteur de diamètre et le facteur de longueur, ces facteurs sont des multiplicateurs des données introduites. La rugosité est un autre paramètre d'ajustement, la rugosité égale à 0.0012" pour une nouvelle ligne et ne dépasse pas 0,02" pour une ancienne ligne.

Les résultats de calage sont portés dans les tableaux VI.2 et VI.3.

Puits	P_{whm} (kg/cm²)	P_{whc} (kg/cm²)	Erreur (%)	P_{lm} (kg/cm²)	P_{lc} (kg/cm²)	Erreur (%)	q_{0m} (m³/j)	q_{0c} (m³/j)	Erreur (%)
HRE104	102.60	106.47	3.8	28.10	28.42	1.1	40.70	39.90	2.0
HR166	105.86	105.65	0.2	27.75	28.62	3.1	93.44	91.00	2.6
HR152	35.65	35.07	1.6	17.90	17.58	1.7	58.46	58.30	0.2
HRE111	26.90	28.02	4.2	12.98	11.92	8.1	21.70	20.80	4.3
HR168	90.55	90.73	0.2	30.56	27.60	9.6	38.52	37.70	2.1
HR199	120.90	120.82	0.1	38.70	36.00	6.9	19.38	19.80	2.1
HRE103	108.59	109.11	0.5	29.15	30.27	3.8	24.11	23.50	2.6
HRE106	126.52	128.94	1.9	29.15	31.50	8.0	24.75	24.60	0.6
HRE107	116.36	117.64	1.1	29.15	28.90	0.8	16.89	15.50	8.9
HRE108	124.41	128.15	3.0	28.10	29.81	6.0	27.76	28.20	1.5
HRE109	121.25	125.80	3.7	29.15	30.85	5.8	25.90	25.90	0.0
HR209	39.55	38.31	3.1	19.66	20.35	3.5	12.87	12.20	5.5

Tableau VI.2 : Résultats de calage du réseau de CTH1

Puits	P_{whm} (kg/cm ²)	P_{whc} (kg/cm ²)	Erreur (%)	P_{lm} (kg/cm ²)	P_{lc} (kg/cm ²)	Erreur (%)	q_{0m} (m ³ /j)	q_{0c} (m ³ /j)	Erreur (%)
HR170	102,97	100,567	2,3	19,38	19,673	1,5	34,3	36,3	5,8
HR189	79,77	86,129	7,9	30,63	30,27	1,1	108,82	108,4	0,4
HRE403	59,17	59,963	1,3	18,4	17,521	4,7	61	58,1	4,7
HRE406	99,95	91,622	8,3	16,36	17,79	8,7	15,8	15,4	2,5
HRE407	36,53	35,324	3,3	17,34	16,27	6,7	24,8	24,9	0,4
HRE408	53,05	55,602	4,8	17,34	17,69	2,0	40	38,8	3,0
HRZ002	139,46	138,756	0,5	37,94	38,3	0,9	55,68	57	2,3

Tableau VI.3 : Résultats de calage du réseau de CTH4

VI.6 La simulation

La simulation d'un réseau de collecte d'hydrocarbures entraîne le calcul d'une série de variables qui permettent de définir le système et qui constituent une réponse à chaque hypothèse de travail que l'on fait. Ce calcul est notamment celui des pertes de charge dans les conduites.

En se basant sur le modèle obtenu qui représente l'état actuel des réseaux existants de CTH1 et CTH4, plusieurs scénarios ont été réalisés afin de mettre en évidence la configuration optimale.

Pour cela les changements suivants ont été effectués sur les réseaux existants :

- Changement sur les diamètres des lignes de collecte
- Changement sur le raccordement des lignes au niveau du manifold
- Changement sur le nombre de lignes entre le manifold et le séparateur.

V.6.1 Réseau de CTH1

Le manifold ManHR166 est relié par deux lignes de 8" au séparateur de haute pression, on remarque que :

la pression au niveau du manifold est élevée (28 kg/cm^2) ce qui engendre une augmentation de pression dans les lignes de collecte.

La perte de charge dans les deux lignes qui relient le manifold au séparateur est grande (18 kg/cm^2) avec un gradient de pression (le rapport entre la perte de charge et la distance) de $1.3 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$ (voir figure VI.13).

Pour le manifold ManHRE102, le gradient de pression dans la ligne qui relie ce manifold au séparateur de moyenne pression est faible ($0.44 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$), mais le rapport P_l/P_{wh} dans les lignes reliées à ce manifold est relativement grand comme décrit sur le tableau VI.4. On citera les puits : HR152, HR209 et HRE111.

La démarche que nous allons suivre élaborée par plusieurs scénarios consiste à :

1- baisser la pression de manifold de telle sorte que le gradient de pression dans les lignes sortant du manifold soit inférieur à $1 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$ pour résoudre le problème d'étranglement.

2- diminuer les pressions de ligne tel que le rapport P_1/P_{wh} soit inférieur à la constante qui définit le régime critique, c'est-à-dire que le régime d'écoulement passe du régime non critique au régime critique d'où l'indépendance du réseau et l'augmentation de la production.

Puits	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	Puits reliés	Ligne de manifold
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	HR166	ligne (1) 8" ManHR166
HR166	105,65	28,62	91	0,27	HR168	
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	HR199	
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	HRE103	
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	HRE104	ligne (2) 8" ManHR166
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	HRE106	
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	HRE107	
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	HRE108	
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	HRE109	
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	HR152	ligne 8" ManHRE102
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	HR209	
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	HRE111	

Tableau VI.4 : Paramètres du réseau de CTH1 existant

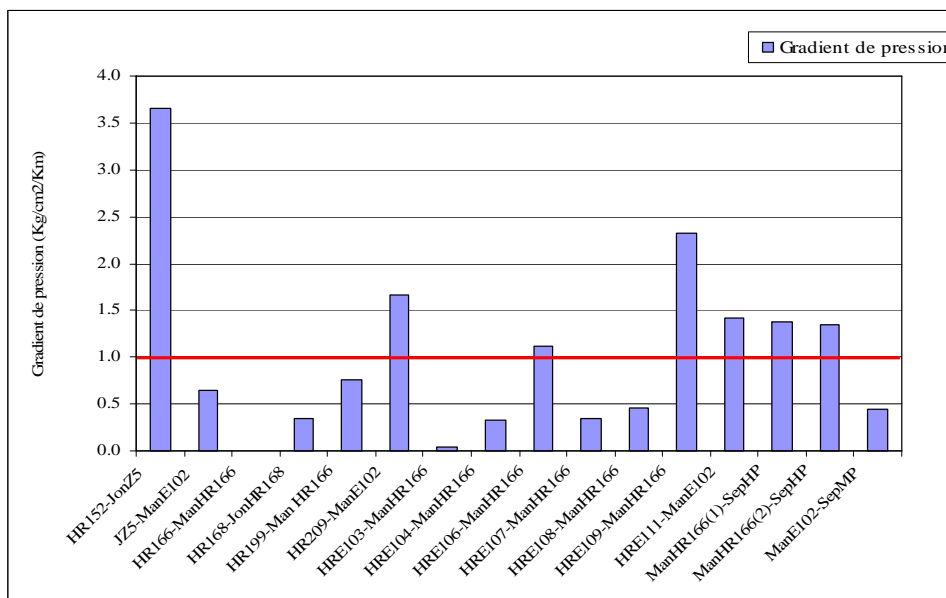


Figure VI.13 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (réseau existant)

▪ **Scénario 1** (changement de raccordement)

Nous avons classé les puits reliés au manifold ManHR166 selon le GOR. Les puits à faible GOR sont reliés à la première ligne du manifold et les puits à fort GOR sont reliés à la deuxième ligne (voir tableau VI.5).

Puits	Réseau existant					Réseau modifié					Ordre de GOR (m ³ /m ³)	Ligne de manifold
	P _{wh} (kg/cm ²)	P ₁ (kg/cm ²)	q _o (m ³ /j)	P ₁ /P _{wh}	P _{wh} (kg/cm ²)	P ₁ (kg/cm ²)	q _o (m ³ /j)	P ₁ /P _{wh}	Puits reliés			
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	102,30	26,52	39,9	0,25	HR166	GOR<4000	ligne (1) 8" ManHR166	
HR166	105,65	28,62	91	0,27	105,65	25,92	91	0,25	HR168			
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	35,07	17,58	58,3	0,50	HRE104			
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	28,02	11,92	20,8	0,43	HRE108			
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	90,73	25,69	37,7	0,25	HRE106			
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	120,82	34,20	19,8	0,23	HRE109	GOR>4000	ligne (2) 8" ManHR166	
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	109,11	15,62	23,5	0,14	HR199			
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	128,94	29,87	24,6	0,23	HRE103			
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	117,64	17,34	15,5	0,14	HRE107	ligne 8" ManHRE102		
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	128,15	28,07	28,2	0,22	HR152			
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	125,80	20,21	25,9	0,16	HR209			
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	38,31	20,35	12,2	0,53	HRE111			

Tableau VI.5 : Résultats de la simulation (scénario 1)

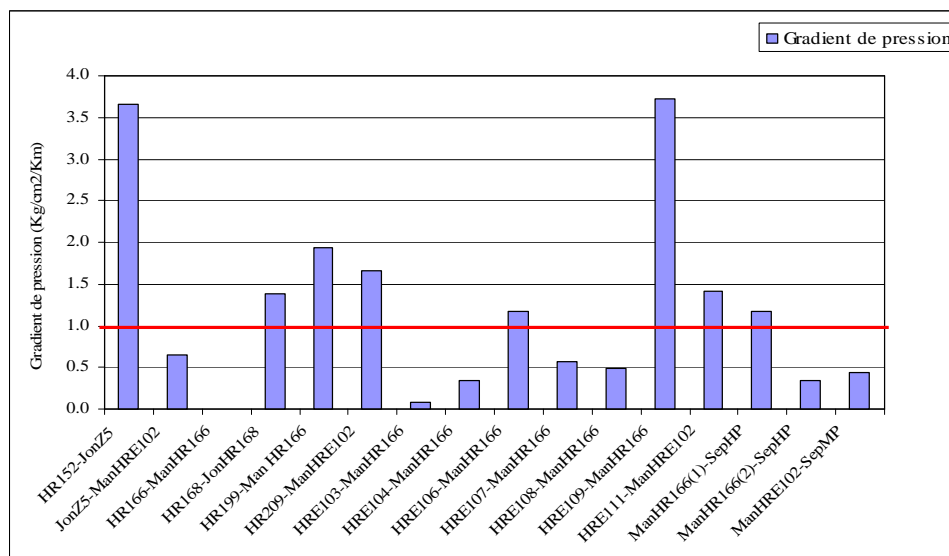


Figure VI.14 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 1)

Nous constatons que la pression de la ligne (2) du manifold ManHR166 a diminué mais elle reste élevée dans la ligne (1) (gradient de pression supérieur à $1 \text{ kg/cm}^2/\text{km}$) (voir figure VI.14).

▪ **Scénario 2** (changement de raccordement)

Nous avons classé les puits selon le W_{cut} , et nous avons relié ces derniers de la manière suivante :

- les puits qui ont un W_{cut} inférieur à 18% à la première ligne
- les puits qui ont un W_{cut} supérieur à 18% à la deuxième ligne.

Puits	Réseau existant				Réseau modifié				Puits reliés	Ordre de W_{cut} (%)	Ligne de manifold
	P_{wh} (kg/cm^2)	P_1 (kg/cm^2)	q_o (m^3/j)	P_1/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm^2)	q_o (m^3/j)	P_1 (kg/cm^2)	P_1/P_{wh}			
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	102,3	39,9	13,91	0,13	HR166	Wcut <18	ligne (1) 8" ManHR166
HR166	105,65	28,62	91	0,27	105,65	91	32,92	0,31	HR168		
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	35,07	58,3	17,58	0,50	HR199		
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	28,02	20,8	11,92	0,43	HRE103		
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	90,73	37,7	30,79	0,32	HRE106		
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	120,81	19,8	45,52	0,29	HRE104	Wcut >18	ligne (2) 8" ManHR166
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	109,11	23,5	33,03	0,32	HRE107		
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	128,94	24,6	36,14	0,28	HRE108		
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	117,63	15,5	15,69	0,13	HRE109		
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	128,15	28,2	17,10	0,13	HR152	ligne 8" ManHRE102	
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	125,80	25,9	18,79	0,15	HR209		
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	38,31	12,2	20,35	0,53	HRE111		

Tableau VI.6 : Résultats de la simulation (scénario 2)

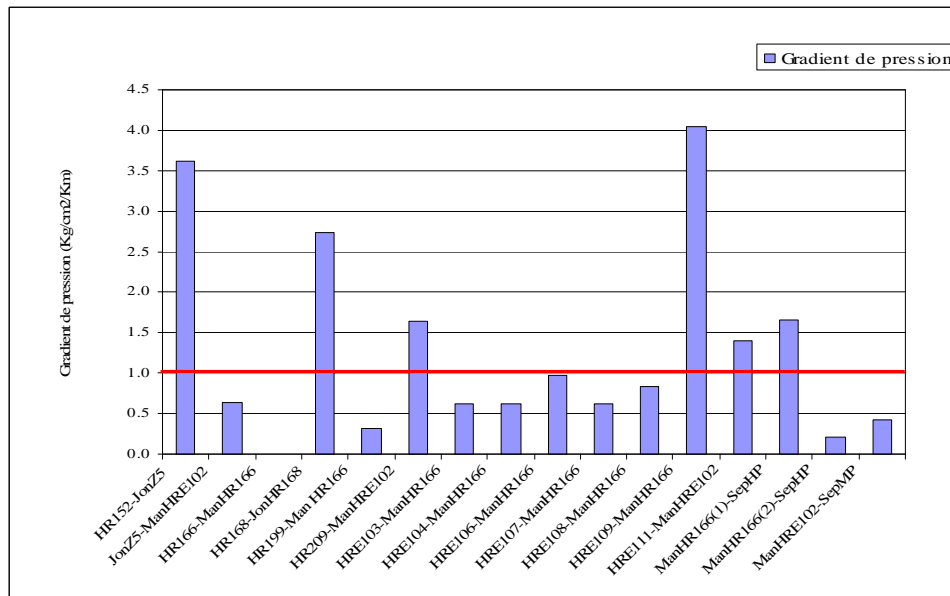


Figure VI.15 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 2)

Nous remarquons que la pression au niveau du manifold ManHR166 a augmenté pour la première ligne ($W_{cut} < 18\%$) et a diminué pour la deuxième ligne ($W_{cut} > 18\%$) (voir figure VI.15).

Le rapport P_i/P_{wh} a augmenté pour les puits reliés à la première ligne (HR166, HR168, HR199, HRE103 et HRE106) et a diminué pour ceux reliés à la deuxième ligne (voir tableau VI.6).

- **Scénario 3** (changement de nombre des lignes)

Dans ce scénario nous avons posé les séparateurs à côté du manifold ManHR166, car nous avons remarqué que la position des séparateurs par rapport aux deux manifolds est très loin (13 km par rapport au manifold ManHR166 et 8 km par rapport au manifold ManHRE102).

Cette configuration permet d'éliminer les problèmes d'écoulement polyphasique (la corrosion par exemple) et d'éliminer la perte de charge entre le manifold et le séparateur.

Puits	Réseau existant				Réseau modifié			
	P_{wh} (kg/cm ²)	P_l (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_l/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm ²)	P_l (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_l/P_{wh}
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	102,30	11,22	39,9	0,11
HR166	105,65	28,62	91	0,27	105,65	10,84	91	0,10
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	35,07	15,17	58,3	0,43
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	28,02	8,67	20,8	0,30
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	90,73	15,71	37,7	0,17
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	120,82	32,13	19,8	0,26
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	109,11	11,21	23,5	0,10
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	128,94	17,94	24,6	0,13
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	117,64	13,42	15,5	0,11
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	128,15	15,03	28,2	0,11
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	125,80	16,90	25,9	0,13
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	38,31	18,29	12,2	0,47

Tableau VI.7 : Résultats de la simulation (scénario 3)

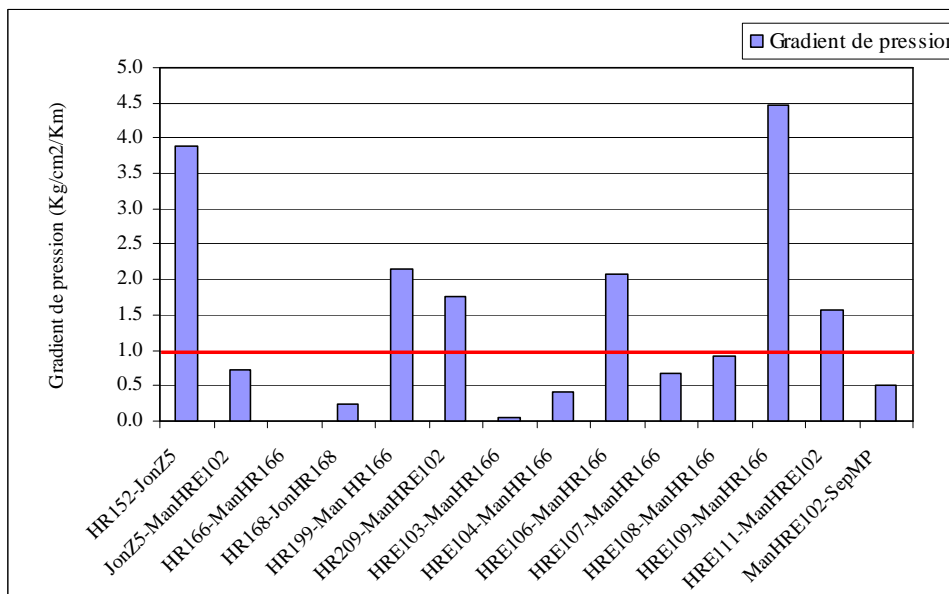


Figure VI.16 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 3)

Nous remarquons à partir du tableau VI.7 qu'il y a une grande diminution de la pression de ligne dans toutes les lignes de collecte.

▪ **Scénario 4** (changement du nombre de lignes et changement de diamètres)

Dans les scénarios 1 et 2 les pressions du manifold ManHR166 et des lignes de collecte sont restées élevées.

Nous avons constaté que les deux lignes sortant du manifold ne sont pas suffisantes. Pour cette raison, nous avons ajouté une ligne de 12" (comme programmé par la direction régionale de Hassi R'mel) pour le manifold Man HR166, puis nous avons classé les puits reliés à ce dernier selon le GOR.

La ligne entre le manifold ManHRE102 et le séparateur a été remplacée par une ligne de 12" pour minimiser la perte de charge dans les lignes des puits HR152, HR209 et HRE111 (minimiser le rapport P_1/P_{wh}).

Puits	Réseau existant					Réseau modifié					Ordre de GOR (m ³ /m ³)	Ligne de manifold
	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	Puits reliés			
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	102,30	21,93	39,9	0,21	HR166	GOR < 2000	ligne (1) 8" ManHR166	
HR166	105,65	28,62	91	0,27	105,65	17,88	91	0,16	HR168			
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	35,07	15,43	58,3	0,44	HRE108			
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	28,02	9,04	20,8	0,32	HRE104	2000 < GOR < 4000	ligne (2) 8" ManHR166	
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	90,73	20,02	37,7	0,22	HRE106			
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	120,82	33,31	19,8	0,27	HRE109			
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	109,11	13,92	23,5	0,12	HR199	GOR > 4000	ligne (3) 12" ManHR166	
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	128,94	26,29	24,6	0,20	HRE103			
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	117,64	15,80	15,5	0,13	HRE107			
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	128,15	20,68	28,2	0,16	HR152	ligne 12" ManHRE102		
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	125,80	25,50	25,9	0,20	HR209			
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	38,31	18,52	12,2	0,48	HRE111			

Tableau VI.8 : Résultats de la simulation (scénario 4)

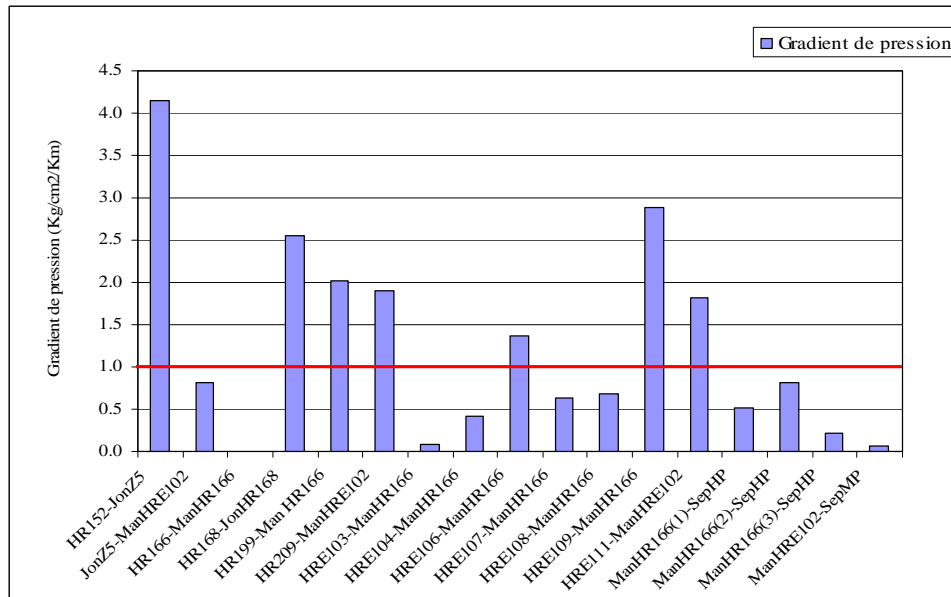


Figure VI.17 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 4)

Le gradient de pression pour toutes les lignes sortant du manifold est devenu inférieur à 1 kg/cm²/km (figure VI.17).

Le rapport P_1 / P_{wh} reste élevé dans les lignes reliés au manifold ManHRE102.

▪ **Scénario 5** (changement des diamètres de lignes et changement de raccordement)

Nous avons changé les lignes des puits HR152, HR209 et HRE111 par des lignes de 6" et nous avons raccordé pour chaque ligne du manifold ManHR166 un puits à fort GOR.

Puits	Réseau existant				Réseau modifié				Puits reliés	Ligne de manifold	
	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}			
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	102,30	24,11	39,9	0,24	HRE103	ligne (1) 8" ManHR166	
HR166	105,65	28,62	91	0,27	105,65	19,60	91	0,19	HRE104		
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	35,07	11,26	58,3	0,32	HRE106		
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	28,02	9,05	20,8	0,32	HRE107	ligne (2) 8" ManHR166	
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	90,73	19,08	37,7	0,21	HRE108		
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	120,82	22,49	19,8	0,19	HRE109		
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	109,11	24,11	23,5	0,22	HR166	ligne (3) 12" ManHR166	
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	128,94	28,16	24,6	0,22	HR168		
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	117,64	21,48	15,5	0,18	HR199		
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	128,15	22,56	28,2	0,18	HR152	ligne 6"	ligne 8" ManHRE102
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	125,80	23,90	25,9	0,19	HR209	ligne 6"	
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	38,31	8,95	12,2	0,23	HRE111	ligne 6"	

Tableau VI.9 : Résultats de la simulation (scénario 5)

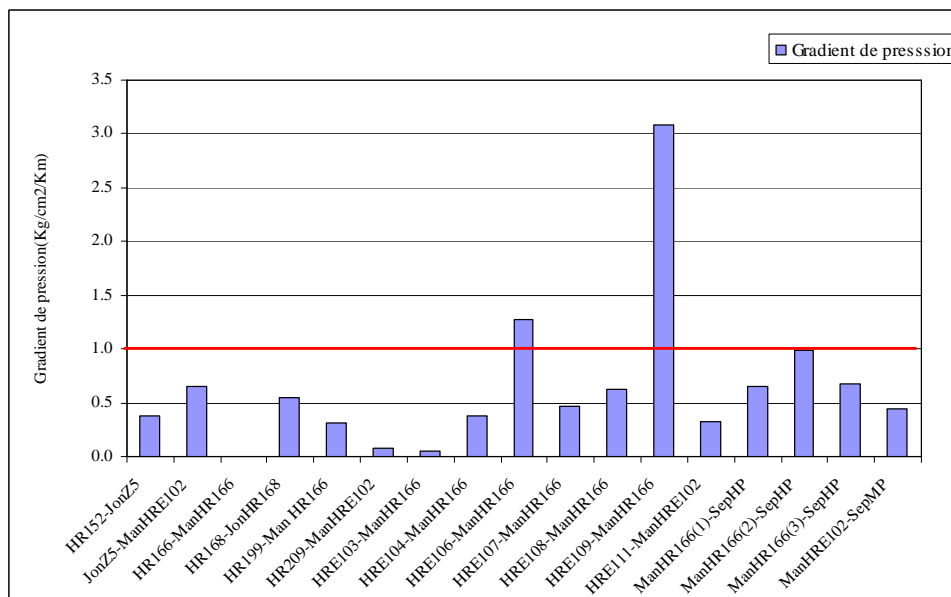


Figure VI.18 : Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 5)

Nous remarquons une importante diminution du rapport P_1/P_{wh} dans les puits HR152, HR209 et HRE111 comme décrit sur le tableau VI.9.

La perte de charge a diminué dans toutes les lignes de collecte (voir figure VI.18).

- Cinq scénarios ont été élaborés sur le réseau de CTH1 par des changements de raccordement, de diamètres et de nombre des lignes de collecte. Cependant, on constate que les pressions de tête et les débits restent inchangés.

V.6.2 Réseau de CTH4

Le manifold ManHRE400 est relié au séparateur par deux lignes (ligne (1) de 6" et ligne (2) de 8"), la pression au niveau du manifold est élevée (14 kg/cm² pour la première ligne et 19 kg/cm² pour la deuxième ligne).

La perte de charge dans la première ligne est de 9 kg/cm² et dans la deuxième ligne elle est de 13 kg/cm² avec un gradient de pression très élevé de 2.8 kg/cm²/km et de 4 kg/cm²/km respectivement (voir figure VI.19).

Le rapport P_1/P_{wh} dans les lignes des puits HRE403 et HRE408 est relativement grand comme illustré dans le tableau VI.10.

Puits	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	Puits reliés	Ligne de manifold
HR170	100,56	19,673	34,3	0,20	HRE406	ligne (1) 6" ManHRE400
HR189	86,12	30,27	108,82	0,35	HRE407	
HRE403	59,96	17,521	61	0,29	HR189	ligne (2) 8" ManHRE400
HRE406	91,62	17,79	15,8	0,19	HRZ002	
HRE407	35,32	16,27	24,8	0,46	HR170	
HRE408	55,60	17,69	40	0,32	HRE403	
HRZ002	138,75	38,3	55,68	0,28	HRE408	

Tableau VI.10 : Paramètres du réseau de CTH4 existant

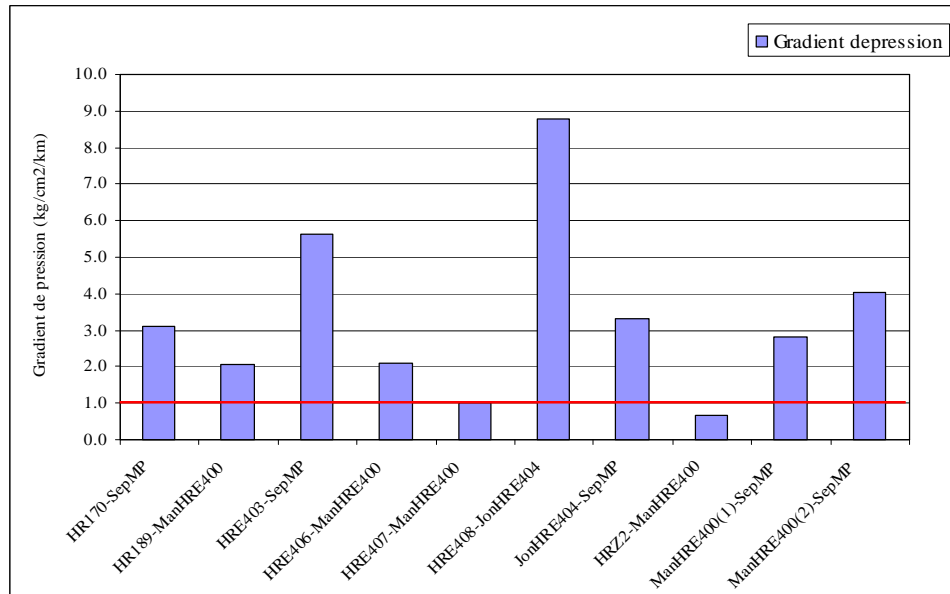


Figure VI.19 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (réseau existant)

▪ **Scénario 1** (changement de diamètres des lignes)

Nous avons changé la ligne (1) et la ligne (2) du manifold par deux lignes de 8" et de 12" respectivement.

Puits	Réseau existant				Réseau modifié				Puits reliés	Ligne de manifold
	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}		
HR170	100,56	19,67	34,3	0,20	100,56	19,67	34,3	0,20	HRE406	ligne (1) 8" ManHRE400
HR189	86,12	30,27	108,82	0,35	86,12	24,34	108,82	0,28	HRE407	
HRE403	59,96	17,52	61	0,29	59,96	17,52	61	0,29	HR189	ligne (2) 12" ManHRE400
HRE406	91,62	17,79	15,8	0,19	91,62	12,90	15,8	0,14	HRZ002	
HRE407	35,32	16,27	24,8	0,46	35,32	10,65	24,8	0,30	HR170	
HRE408	55,60	17,69	40	0,32	55,60	17,70	40	0,32	HRE403	
HRZ002	138,75	38,3	55,68	0,28	138,75	33,33	55,68	0,24	HRE408	

Tableau VI.11 : Résultats de la simulation (scénario 1)

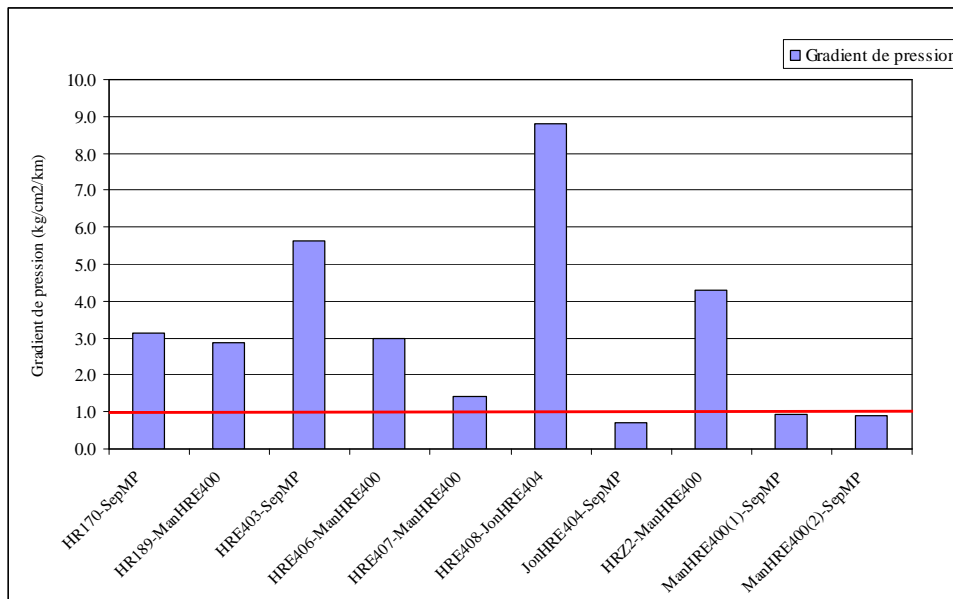


Figure VI.20 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (scénario 1)

Le gradient de pression dans les deux lignes du manifold est devenu inférieur à 1 kg/cm^2 .

Scénario 2 (changement de diamètre des lignes)

Dans ce scénario, nous avons changé les lignes des puits HRE403 et HRE408 par des lignes de 6" pour diminuer la perte de charge et par conséquent diminuer le rapport P_1/P_{wh} .

Puits	Réseau existant				Réseau modifié				Puits reliés	Ligne de manifold
	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}		
HR170	100,56	19,67	34,3	0,20	100,56	19,67	34,3	0,20	HRE406	ligne (1) 8" ManHRE400
HR189	86,12	30,27	108,82	0,35	86,12	24,34	108,82	0,28	HRE407	
HRE403	59,96	17,52	61	0,29	59,96	7,83	61	0,13	HR189	ligne (2) 12" ManHRE400
HRE406	91,62	17,79	15,8	0,19	91,62	12,90	15,8	0,14	HRZ002	
HRE407	35,32	16,27	24,8	0,46	35,32	10,65	24,8	0,30	HR170	
HRE408	55,60	17,69	40	0,32	55,60	9,57	40	0,17	HRE403	ligne 6"
HRZ002	138,75	38,3	55,68	0,28	138,75	33,33	55,68	0,24	HRE408	ligne 6"

Tableau VI.12 : Résultats de la simulation (scénario 2)

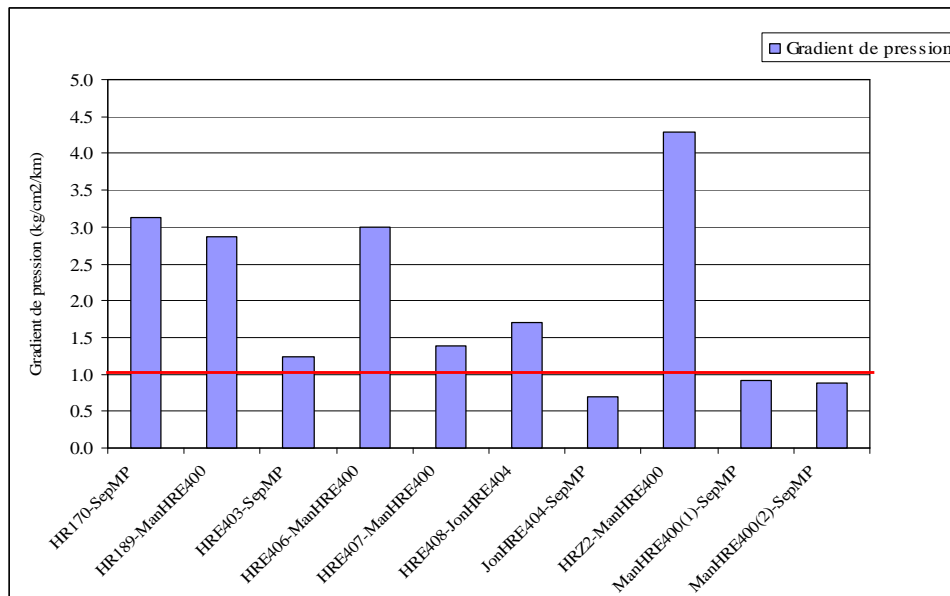


Figure VI.21 : Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (scénario 2)

Une diminution remarquable du gradient de pression et du rapport P_l/P_{wh} dans les lignes des puits HRE403 et HRE408.

- Comme pour le réseau de CTH1, les pressions de tête et les débits restent inchangés.

VI.7 Interprétation des résultats

Les scénarios réalisés nous ont permis de résoudre le problème d'étranglement dans les manifolds (ManHR166 et Man HRE400), il y a une grande diminution de la pression au niveau des deux manifolds.

Les pressions de ligne ont diminué dans toutes les lignes de collecte des deux réseaux mais les débits et les pressions de tête restent constants. Cela se justifie car le logiciel ReO utilise une constante de régime critique (P_l/P_{wh}) égale à 0.6, cette configuration considère que le régime dans toutes les lignes de collecte est critique, alors la diminution de la pression de ligne n'a pas une influence sur la pression de tête et donc sur le débit (voir figure VI.22).

En général, la constante du régime critique (P_l/P_{wh}) est égale à 0.5, mais chaque champ a ses paramètres qui lui sont associés.

Dans le cas de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel ce paramètre n'est pas déterminé, donc on ne peut pas calculer les nouvelles pressions de tête et les nouveaux débits, ce qui rend difficile le choix de la meilleure configuration des réseaux.

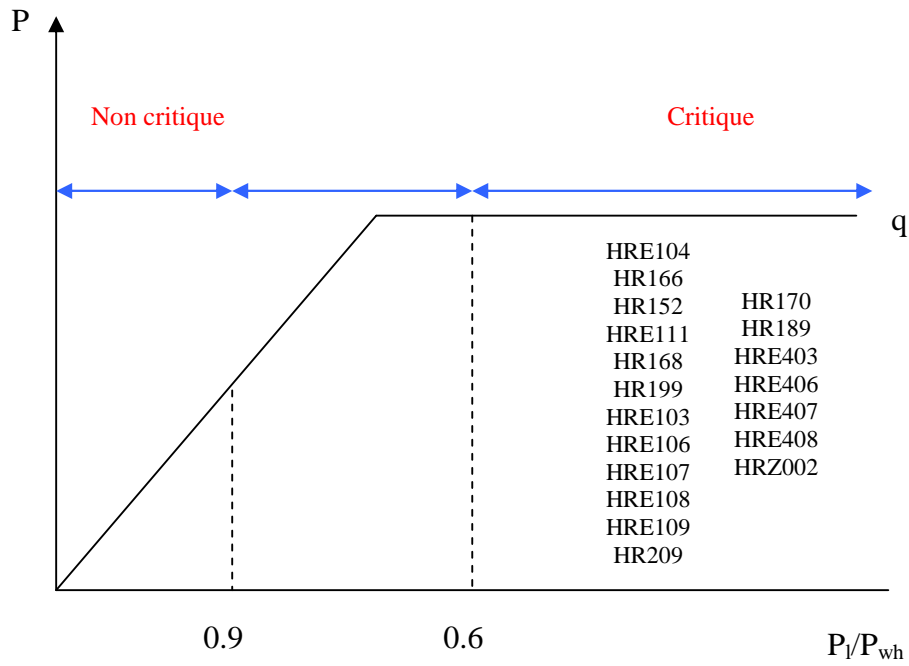


Figure VI.22 : Régimes d'écoulements à travers la duse (cas du logiciel ReO)

Nous allons donner trois valeurs possibles au rapport (P_l/P_{wh}) pour voir la situation des puits pour les différents régimes d'écoulement à travers la duse. Dans chaque cas nous présentons ceux qui ne sont pas en régime critique, ils seront la source de l'augmentation de débit.

Le premier cas : ($P_l/P_{wh} = 0.4$)

Lorsque le rapport P_l/P_{wh} qui définit le régime critique est égale à 0.4, les quatre puits (HR152, HR209, HRE111 et HRE407) ne seront pas en régime critique, donc il est nécessaire de les basculer en régime critique afin d'augmenter la production d'huile (voir figure VI.23).

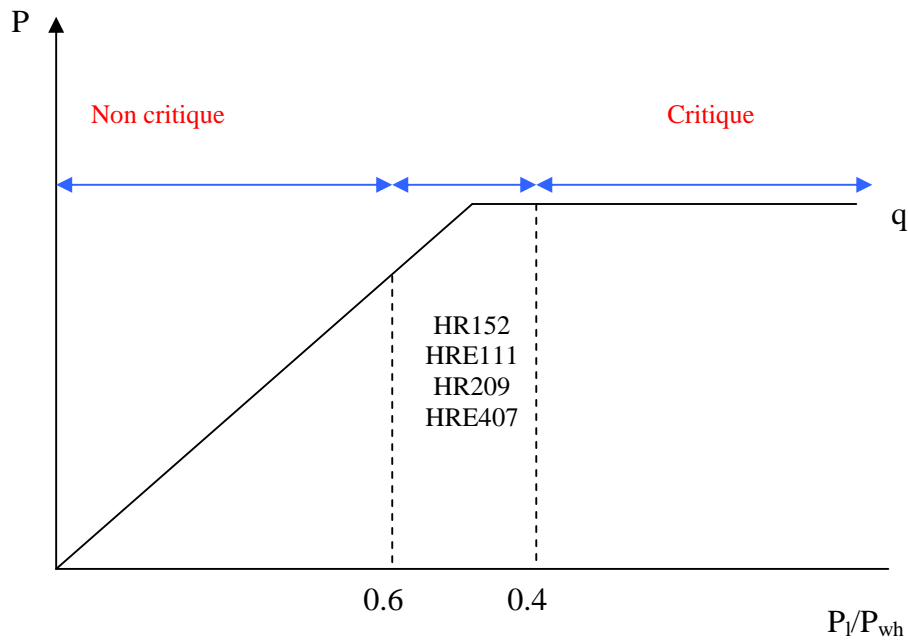


Figure VI.23 : Régimes d'écoulements à travers la duse ($P_l/P_{wh}=0.4$)

Le deuxième cas : ($P_l/P_{wh} = 0.3$)

Dans ce cas, cinq puits ont un rapport de P_l/P_{wh} supérieur à 0.3 comme indiqué sur la figure VI.24. Il y aura une augmentation de débit si on les bascule en régime critique.

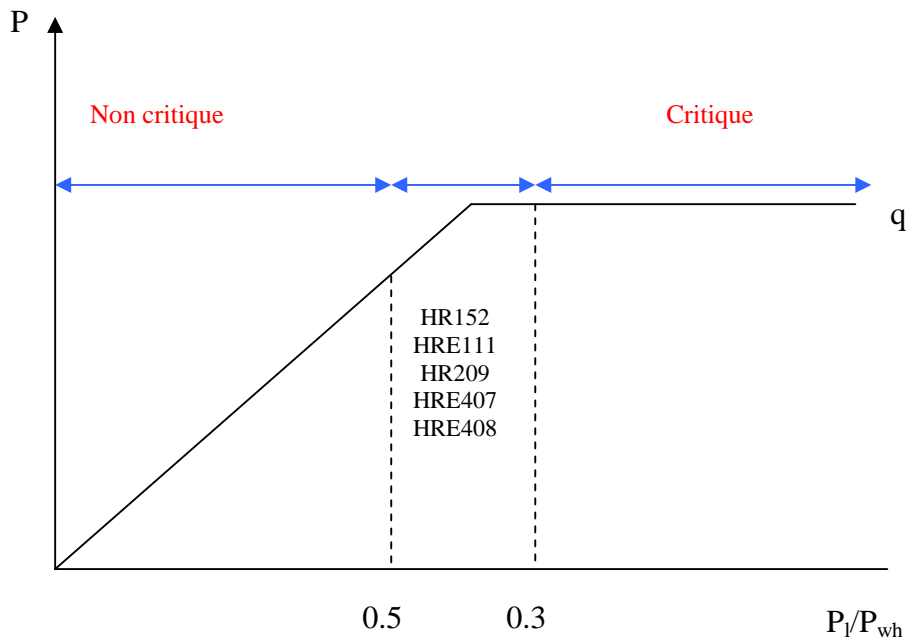


Figure VI.24 : Régimes d'écoulements à travers la duse ($P_l/P_{wh}=0.3$)

Le troisième cas ($P_l/P_{wh} = 0.25$)

Si le rapport qui définit le régime critique est égal à 0.25, il y aura treize puits qui ne seront pas en régime critique (voir figure VI.25). Ils seront la source de l'augmentation de débit.

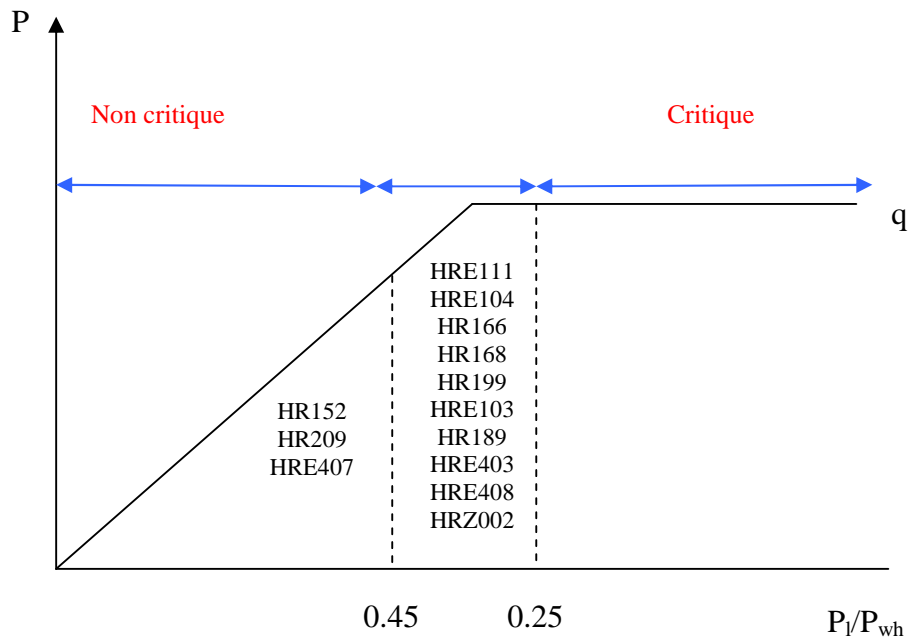


Figure VI.25 : Régimes d'écoulements à travers la duse ($P_l/P_{wh}=0.25$)

V.8 Conclusion

Nous avons présenté la démarche pour créer un modèle qui représente les réseaux actuels de CTH1 et CTH4. À partir de ces modèles, nous avons effectué plusieurs scénarios pour éliminer les goulots d'étranglement et augmenter la production d'huile.

Tous les scénarios ont donné les mêmes résultats des pressions de tête et des débits, pourtant les pressions de lignes ont diminué, ceci est la conséquence du régime d'écoulement critique à travers la duse.

Conclusion générale

Conclusion générale

L'objet de notre étude était la recherche de la meilleure configuration du réseau de collecte apte à fournir, compte tenu des contraintes liées aux systèmes réservoir- puits, et puits – réseau de collecte, une récupération maximale de la production d'huile.

C'est dans cette optique que nous avons effectué un stage complémentaire auprès de la direction EP (Engineering et Production) de la direction régionale de Hassi R'mel dans le but de concrétiser le problème et récolter plus d'informations.

Afin d'aboutir à notre objectif, nous avons suivi une démarche progressive. Après avoir exposé le problème, nous avons débuté par un rappel sur les concepts fondamentaux de la production de pétrole, afin de comprendre les comportements des éléments du système de production (le réservoir, le puits et le réseau de collecte). Ensuite nous avons abordé l'étude de performance du système de production par la technique de l'analyse nodale.

La résolution du problème nous a amené à déterminer un modèle fiable présentant tout le système de production du réservoir jusqu'au centre de traitement. Ce système est composé du :

- réservoir,
- colonne de la production (tubing),
- duse,
- réseau de collecte jusqu'au séparateur du CTH.

Afin de déterminer une solution optimale à toute cette complexité, nous avons divisé le système en deux sous-systèmes, le premier est celui de réservoir- puits et le deuxième est celui de puits – duse - réseau de collecte.

Pour le premier sous-système, il s'agissait de déterminer les potentiels des puits des réseaux de CTH1 et CTH4 et d'établir les courbes de performance, ceci afin d'examiner les différentes sensibilités de la pression de tête sur le modèle qui représente l'état des puits. L'objectif étant de construire les courbes de performance de tête de puits.

Pour le deuxième sous- système, nous avons indiqué la démarche à suivre pour son étude. La méthodologie consiste, dans un premier temps à reproduire le système réel du réseau de surface par la modélisation du réseau et le calage de débit et des pressions sur les dernières données de test de production. Puis, dans une seconde période, nous avons pratiqué sur ce modèle des simulations permettant d'analyser l'évolution des paramètres (débit, pression de ligne et pression de tête) du système, autrement dit, nous avons examiné l'influence de la diminution des pressions de ligne sur la pression de tête et donc sur la production.

Nous avons retenu plusieurs situations possibles, correspondant à diverses hypothèses de diamètre des pipes et de partage de débits au niveau des collecteurs selon les paramètres des puits. Pour chacune de ces situations, il y avait une diminution de la pression de ligne, cependant, la pression de tête et le débit restaient fixes. Ceci se justifie par la valeur du rapport entre la pression de ligne et la pression de tête (P_l/P_{wh}), de 0.6, qui est fixé par le logiciel ReO.

Or, cette valeur étant déterminante pour séparer le régime critique et non critique fait que tous les puits du CTH1 et CTH4 se trouvent en régime critique. Ainsi comme il est attendu le changement de débit ne se fait qu'à travers la duse.

Cela nous permet de conclure dans une première phase que les débits des puits sont indépendants de la pression de ligne.

Cependant, la valeur du rapport P_l/P_{wh} n'étant pas connue sur l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel, ainsi il se trouve qu'une petite variation de ce paramètre (0,25 à 0,4) peut faire basculer un bon nombre de puits en régime non-critique. En conséquence, ces puits dépendront du réseau et nécessitant une optimisation.

Ainsi, un meilleur suivi des mesures d'exploitation permettra de déterminer la valeur du rapport P_l/P_{wh} qui sera facilement implanté au niveau du modèle, car les paramètres (débit, pression de ligne et pression de tête) ont été calés et ceci était la partie la plus importante dans notre étude.

En outre les études des écoulements diphasiques à travers la duse sont toujours d'actualité vu l'impact de ces derniers sur l'optimisation du réseau de surface.

Nous suggérons quelques propositions qui pourront aider à la meilleure exploitation de l'anneau d'huile :

- mesurer la pression de fond dynamique afin de retenir la corrélation qui reproduit au mieux le comportement du système réservoir- puits.
- réaliser des tests de sensibilité sur le diamètre de la duse pour les puits de l'anneau d'huile permettant de réduire les incertitudes en matière de :
 - corrélation pour le calcul des pertes de charges dans la duse ;
 - rapport entre la pression de ligne et la pression de tête définissant le régime

critique.

Ces paramètres sont indispensables pour le choix de la meilleure configuration du réseau tout en tenant compte de la rentabilité de chaque scénario.

Bibliographie

Bibliographie

Ouvrages

- [BEG 85]- Dale Beggs. H, 1985
Optimization production through nodal analysis, Editions Society of Petroleum Engineers, Oklahoma.
- [BOU 96]- Bourdarot. G, 1996
Essais de puits : méthodes d'interprétation, Editions Technip, Paris.
- [CHO2000]- Cholet. H, 2000
Well production practical handbook, Editions Technip, Paris.
- [COS 88]- Cossé. R, 1988
Le gisement, Editions Technip, Paris.
- [DOM 2001]- Dominique. V, 2001
La liaison couche-trou, Editions Technip, Paris.
- [GRA 86]- Gravier. J, 1986
Cours de production, Propriétés des fluides de gisements, Editions Technip, Paris.
- [MON 75]- Monicard. R, 1975
Cours de production, Caractéristiques des roches réservoirs-Analyse des carottes, Editions Technip, Paris.
- [MAI 74]- Mailhe. L, 1974
Cours de production, Collecte – traitement – stockage, Editions Technip, Paris.
- [PER 95]- Perrin. D, Caron. M et Gaillot. G, 1995
La production fond, Editions Technip, Paris.

- [SID 75]- Sidorov, 1975
Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz, Editions Technip, Paris.

Manuels

- [ENI 2000]- Eni Agip Division GIAR/TEOP, 2000
Course of applied reservoir Engineering, nodal analysis.
- [EPS 2003]- Edinburch Petroleum Services, 2003
ReO Version 6.0 user manual.
- [IHS 2002]- IHS Energy Group, 2002
PERFORM 4.50, technical reference manual, well performance analysis.
- [SHL 2006]- Shlumberger, 2006
Pipesim user guide.
- [THO 99]- Thomas. W, 1999
Production, manual for Sonatrach Algeria.

Mémoires

- [BIT 95]- Bitsindou. A, 1995
Gas well production optimization using dynamic nodal analysis, the University of Tulsa.
- [MAH 2004]- Mahdi. S, Mankour. Z, 2004
Etude et optimisation des puits en gaz lift à Hassi Berkine, IAP (Institut Algérien de Pétrole), Boumèrdes.
- [PRA 77]- PRASELJ. E, 1977
Implantation et extension d'un réseau de gazoducs, simulation et optimisation Application au cas de venezuela, Thèse de Doctorat, université de DIJON, faculté de science économique et gestion.

Sitographie

www.ifp.fr

www.ctes.com

www.geocities.com

www.ihs.com

www.unicous.com

Annexes

▪ Données de complétions des puits :

Puits	Casing			Liner				Tubing		
	Diamètre extérieur (pouce)	Poids (Ibm/ft)	Bottom (m)	Diamètre extérieur (pouce)	Poids (Ibm/ft)	Top (m)	Bottom (m)	Diamètre extérieur (pouce)	Poids (Ibm/ft)	Bottom (m)
HR152	9"5/8	47	2214	7"	32	2105	2285	2"7/8	6,5	2201,1
HR166	7"	32	2155	4"1/2	13.5	2115	2290	2"7/8	6,5	1903,91
HR168	7"	32	2160	4"1/2	13.5	2124	2285	2"7/8	6,5	2133,93
HR199	7"	32	2122	4"1/2	9.5	2100	2267	2"7/8	6,5	2070,8
HR209	7"	20	2280	4"1/2	9.5		2297,5	2"7/8	6,5	2235,65
HRE103	9"5/8	47	2217	7"	32	2103	2279	2"7/8	6,5	2166,57
HRE104	9"5/8	47	2207	7"	32	2091	2267,5	2"7/8	6,5	2118,3
HRE106	7"	32	2235	4"1/2	13.5	2126	2289,5	2"7/8	6,5	2132,9
HRE107	7"	32	2289	4"1/2	9.5			2"7/8	6,5	2186,4
HRE108	7"	32	2226	4"1/2	9.5	2062	2289	2"7/8	6,5	2069,8
HRE109	7"	32	2215,5	4"1/2	9.5	2104	2285	2"7/8	6,5	2112,64
HRE111	9"5/8	47	2218	7"	32	2120	2289	2"7/8	6,5	2163,08

Tableau A.1 : Données de complétions des puits producteurs de CTH1

Puits	Casing			Liner				Tubing		
	Diamètre Extérieur (inch)	Poids (lbm/ft)	Bottom (m)	Diamètre Extérieur (inch)	Poids (lbm/ft)	Top (m)	Bottom (m)	Diamètre Extérieur (inch)	Poids (lbm/ft)	Bottom (m)
HR170	7"	47.62	2177	4"1/2	20.09	2138	2380	2"7/8	6,4	2256
HR189	7"	47.62	2217	4"1/2	20.09	2000	2283	2"7/8	6,4	2199.3
HRE403	9"5/8	69.94	2250	7"	47.62	2142	2309	2"7/8	6,4	2198.8
HRE406	7"	47.62	2249	4"1/2	20.09	2087	2265	2"7/8	6,4	2097
HRE407	7"	47.62	2230	7"	47.62	2118	2272	2"7/8	6,4	2128.5
HRE408	7"	47.62	2235	7"	47.62	2041	2286	2"7/8	6,4	2049.7
HRZ002	9"5/8	69.94	2215	7"	47.62	1864	2388	2"7/8	6,4	2014.5

Tableau A.2 : Données de complétions des puits producteurs de CTH4

▪ Données de perméabilité et d'épaisseur utile :

Puits producteurs	Perméabilité moyenne (md)	Epaisseur utile (m)
HR152	250	12
HR166	455,5	6
HR168	200	3
HR199	500	9
HR209	200	8
HRE103	502,85	10
HRE104	380,66	7
HRE106	400	4
HRE107	200	8
HRE108	380,66	4
HRE109	500	7
HRE111	198,32	7

Tableau A.3 : Epaisseur utile et perméabilité (Puits de CTH1)

Puits producteurs	Perméabilité moyenne (md)	Epaisseur utile (m)
HR170	250	7
HR189	200	7
HRE403	250	7
HRE406	500	7
HRE407	250	7
HRE408	250	5
HRZ002	362	-

Tableau A.4 : Epaisseur utile et perméabilité (Puits de CTH4)

Données de perforations :

Puits	Date	Perforation	Top (m)	Bottom (m)
HR152	24-04-2005	3	2214.5	2216.0
HR166	04-10-2004	6	2216.3	2218.3
HR168	29-08-2002	2	2236.5	2238.5
HR199	10-10-1988	1	2219.3	2222.3
HR209	06-02-1991	3	2248.0	2249.0
HRE103	13-06-2001	1	2241.0	2243.0
HRE104	14-06-2001	1	2224.0	2226.0
HRE106	22-04-2003	2	2235.0	2236.0
HRE107	20-08-2003	1	2244.0	2246.0
HRE108	05-05-2002	1	2243.5	2245.0
HRE109	07-01-2003	2	2234.0	2235.0
HRE111	26-02-2004	1	2233.0	2234.0

Tableau A.5 : Perforations des puits de CTH1

Puits	Date	Perforation	Top (m)	Bottom (m)
HR170	13/01/1993	1	2272.5	2273.0
HR189	12/05/1986	1	2216.0	2217.2
HRE403	06/10/2001	1	2269.0	2270.5
HRE406	26/05/2003	1	2249.0	2251.0
HRE407	19/07/2005	3	2221.0	2225.0
HRE408	16/11/2004	2	2260.5	2261.5
HRZ002	29/06/2001	2	2404.0	2408.0

Tableau A.6 : Perforations des puits de CTH4

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/4/2006 17:28
HR152(1.pf3)
Page 1

=====
Case Description Data

Company Name	Sonatrach - PED
Location	Algeria
Reservoir	trias
Field	Hassi R'mel
Analyst	Stagiaire ENP
Comments	test de production 26/12/2005
Analysis Type	Gradient Analysis
Calculation Type	Quick Look
Well Type	Oil Well
Node Location	Bottomhole
Flow Direction	Production
Rate Display Type	Oil

INPUT DATA

Fluid Data

Gas/Liq Ratio	105.00 m ³ (g)/m ³ (l)
Water Cut	70.0000 %
Oil Gravity	0.820 g/cc
Gas Specific Gravity	0.670
Water Specific Gravity	1.247
Water Salinity	310000 ppm
Bubble Point Pressure	311.110 kg/cm ²
Solution GOR	229.04 m ³ (g)/m ³ (l)
Carbon Dioxide	0.1210 %
Hydrogen Sulfide	0.0400 %
Nitrogen	2.3040 %

Gradient Data

Reservoir Temp	90.0 °C
Gradient Rate	191.7 m ³ /d

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/4/2006 17:28

Page 2

PVT Correlations

Dead Oil Viscosity	Glaso
Saturated Viscosity	Beggs & Robinson
Undersaturated Viscosity	Vazquez & Beggs
Gas Viscosity	Lee
Water Viscosity	Matthews & Russell
Oil Density	Ahmed
Bubble Point Pressure & Solution GOR	Lasater
Oil Compressibility	Vazquez & Beggs
Oil-Formation Volume Factor	Vazquez & Beggs
Z Factor	Dranchuk & Purvis

Separator conditions used for Vazquez & Beggs or Kartoatmodjo correlations:

Separator Pressure	650.0	psig
Separator Temperature	100	°F

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/4/2006 17:28

Wellbore Data

Wellbore Correlation	Fancher & Brown (1963)
Flow Type at Surface	Tubular
Wellhead Pressure	35.650 kg/cm ²
MD at Top of Perfs	2214.0 m

Casing Data

Top	Bottom	OD	ID	Roughness
m	m	in	in	in
0.0	2214.0	9.625	8.681	0.0006500

Tubing Data

Depth	OD	ID	Roughness
m	in	in	in
2201.1	2.875	2.441	0.0006500

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/4/2006 17:33

Heat Transfer Data

** Heat Transfer type set to Linear Gradient for wellbore and flowline
Wellbore

Wellhead Temperature 35.0 °C
Calculation Method Linear Gradient

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/4/2006 17:33

GRADIENT DATA

Case 1 (Base)

Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	35.650	95	
231.8	231.8	44.485	105	9.353
521.1	521.1	57.911	118	7.131
897.7	897.7	78.288	135	5.925
1406.8	1406.8	110.715	158	4.936
2067.1	2067.1	159.474	187	4.225
2201.1	2201.1	167.890	193	4.013
2214.0	2214.0	168.55	194	0.311

IHS Energy Group
Well PERFORMance Analysis, Version 3.00
Well: HR152

9/5/2006 18:05

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 58.45

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 168.75

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.279

Well: HR166

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	105.787	95	
635.2	635.2	123.018	123	17.820
1270.3	1270.3	140.573	152	16.560
1905.5	1905.5	158.447	180	15.655
2117.3	2117.3	164.553	190	14.656
2155.0	2155.0	165.340	191	2.302
2216.3	2216.3	168.55	194	5.568

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 93.5

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 166.620

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.063

Well: HR168

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	90.671	95	
589.6	589.6	99.189	121	7.624
1229.8	1229.8	108.125	149	7.045
1870.0	1870.0	117.222	178	6.572
2133.9	2133.9	119.739	190	6.482
2160.0	2160.0	122.165	191	1.003
2235.5	2235.5	123.41	194	2.415

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 38.5

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 123.248

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.013

Well: HR199

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	120.903	95	
621.1	621.1	135.502	123	12.338
1242.1	1242.1	150.160	150	11.927
1863.2	1863.2	164.878	178	11.614
2070.2	2070.2	169.824	187	11.113
2122.0	2122.0	170.604	190	1.758
2213.4	2213.4	172.096	194	3.916
2219.3	2219.3	172.192	194	3.904

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 19.1

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 172.186

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.069

Well: HR209

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	39.550	95	
257.2	257.2	44.209	106	21.888
544.7	544.7	50.300	119	19.753
871.8	871.8	58.149	133	17.565
1249.9	1249.9	68.212	150	15.438
1693.5	1693.5	81.125	170	13.449
2221.0	2221.0	97.801	193	11.647
2248.0	2248.0	99.093	194	1.551

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 12.8

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 99.076

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.015

Well: HRE103

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	108.599	95	
650.0	650.0	125.660	124	19.308
1299.9	1299.9	145.403	152	18.047
1949.9	1949.9	166.854	181	16.932
2166.5	2166.5	174.278	191	16.672
2217.0	2217.0	177.151	193	1.193
2241.0	2241.0	178.305	194	2.292

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 24.1

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 178.354

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.031

Well: HRE104

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	102.975	95	
635.5	635.5	116.142	123	12.335
1271.0	1271.0	129.804	152	11.819
1906.5	1906.5	143.914	180	11.394
2118.3	2118.3	148.838	189	10.810
2207.0	2207.0	150.773	193	0.841
2224.0	2224.0	151.147	194	1.696

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 40.1

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 151.106

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.098

Well: HRE106

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	126.527	95	
639.9	639.9	137.124	123	8.540
1279.7	1279.7	147.682	152	8.583
1919.6	1919.6	158.209	180	8.619
2132.9	2132.9	161.772	189	8.453
2224.3	2224.3	163.152	194	1.349
2235.0	2235.0	163.313	194	1.346

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 24.8

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 163.295

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.013

Well: HRE107

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	116.368	95	
655.9	655.9	127.404	124	15.290
1311.8	1311.8	138.500	153	15.176
1967.8	1967.8	149.650	182	15.076
2186.4	2186.4	153.438	191	14.646
2244.0	2244.0	154.273	194	1.826

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 16.7

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 154.183

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.071

Well: HRE108

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	123.990	95	
620.9	620.9	138.868	122	3.927
1241.8	1241.8	154.184	150	3.817
1862.8	1862.8	169.882	177	3.727
2069.7	2069.7	175.326	186	3.579
2161.2	2161.2	177.687	190	0.551
2226.0	2226.0	179.366	193	0.549
2243.5	2243.5	179.823	194	1.362

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 27.7

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 179.821

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.034

Well: HRE109

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	121.254	95	
633.8	633.8	134.131	123	10.526
1267.6	1267.6	147.261	151	10.292
1901.4	1901.4	160.608	179	10.104
2112.6	2112.6	165.204	189	9.733
2206.9	2206.9	167.140	193	3.734
2234.0	2234.0	167.699	194	3.718

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 25.9

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 167.698

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.054

Well: HRE111

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °F	Avg Mixture Velocity ft/sec
0.0	0.0	26.833	95	
174.5	174.5	27.892	103	8.721
381.9	381.9	28.132	112	6.832
623.4	623.4	31.082	123	6.470
903.5	903.5	36.516	135	5.264
1225.5	1225.5	38.844	149	5.067
1595.2	1595.2	40.113	166	4.545
2018.6	2018.6	42.538	185	4.110
2163.1	2163.1	44.775	191	3.683
2218.0	2218.0	45.08	193	0.282
2230.0	2230.0	45.17	194	0.568

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 21.7

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 45.667

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.062

Well: HR170

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	102.975	35.0	
653.1	653.1	118.945	50.8	5.4523
1306.2	1306.2	134.835	66.6	5.0751
1959.3	1959.3	150.718	82.4	4.8111
2177.0	2177.0	156.030	87.7	4.5116
2256.0	2256.0	157.960	89.6	4.4294
2272.5	2272.5	158.221	90.0	1.7054

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 34.0

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 158.223

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.088

Well: HR189

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	79.773	35.0	
518.8	518.8	96.560	47.9	13.5504
1146.7	1146.7	115.481	63.5	10.6401
1806.5	1806.5	135.340	79.8	10.5683
2199.3	2199.3	147.016	89.6	9.5497
2216.0	2216.0	147.269	90.0	1.4435

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 108.8

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 146.744

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.311

Well: HRE403

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	59.174	35.0	
384.8	384.8	69.476	44.3	1.0066
836.6	836.6	83.774	55.3	0.8222
1381.4	1381.4	101.515	68.5	0.7966
2041.0	2041.0	127.349	84.5	0.6466
2198.8	2198.8	133.801	88.3	0.6166
2269.0	2269.0	136.612	90.0	0.0474

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 61.1

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 136.390

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.099

Well: HRE406

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	99.950	35.0	
629.1	629.1	114.016	50.4	3.0093
1258.2	1258.2	128.042	65.8	2.8290
1887.3	1887.3	142.072	81.2	2.6983
2097.0	2097.0	146.766	86.3	2.5413
2188.4	2188.4	147.966	88.5	0.4010
2249.0	2249.0	148.761	90.0	0.4010

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 15.5

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 148.953

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.030

Well: HRE407

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	36.535	35.0	
237.6	237.6	40.892	40.8	0.6554
503.5	503.5	46.285	47.3	0.5644
804.5	804.5	52.547	54.7	0.5453
1146.2	1146.2	60.620	63.0	0.4620
1540.4	1540.4	70.185	72.7	0.4475
1996.8	1996.8	83.069	83.8	0.3737
2128.5	2128.5	86.945	87.1	0.3565
2220.0	2220.0	89.550	89.3	0.0555
2249.0	2249.0	90.504	90.0	0.0543

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 24.8

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 90.504

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.046

Well: HRE408

GRADIENT DATA				
Case 1 (Base)				
Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	53.057	35.0	
345.0	345.0	62.176	43.4	5.9815
749.4	749.4	71.911	53.3	4.8152
1217.0	1217.0	83.074	64.8	4.6927
1757.2	1757.2	95.624	78.0	4.2382
2049.7	2049.7	102.299	85.1	3.8106
2141.1	2141.1	103.336	87.4	0.5808
2232.6	2232.6	104.375	89.6	0.5799
2249.0	2249.0	104.643	90.0	0.5769

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]
(1) 39.9

Solution Point Pressures [kg/cm²]
(1) 104.643

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]
(1) 0.057

Well: HRZ002

GRADIENT DATA

Case 1 (Base)

Measured Depth m	Vertical Depth m	Pressure kg/cm ²	Temperature °C	Avg Mixture Velocity m/sec
0.0	0.0	139.464	35.0	
387.0	387.0	146.802	44.6	8.7578
774.0	774.0	154.119	54.2	8.8034
1161.0	1161.0	161.413	63.8	8.8533
1290.0	1290.0	163.860	67.0	8.7551
1497.6	1497.6	167.781	72.2	8.8208
1705.2	1705.1	171.694	77.3	8.8533
1912.8	1912.7	175.600	82.5	8.8868
1982.0	1981.9	176.905	84.2	8.8457
2014.5	2013.9	177.511	85.0	8.8375
2068.0	2064.2	178.256	86.2	0.6997
2197.4	2156.7	179.622	88.5	0.7028
2307.4	2205.6	180.352	89.7	1.4283
2410.4	2214.4	180.497	90.0	1.4279
2513.4	2215.0	180.519	90.0	1.4277
2593.0	2215.0	180.531	90.0	1.4276
2678.0	2216.2	180.604	90.0	1.4276

SOLUTION POINTS

Solution Point Flow Rates [m³/d]

(1) 55.5

Solution Point Pressures [kg/cm²]

(1) 180.604

Completion Pressure Drop at Solution Points [kg/cm²]

(1) 0.000

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	157.2	350	70
15	35	155.9	350	70
20	35	144.5	350	70
25	35	128.2	350	70
30	35	108.1	350	70
35	35	85	350	70
40	35	62.1	350	70
45	35	34.9	350	70

Tableau D.1 : Données de performance de tête de puits (HR152)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	339.2	1624	18
30	35	335.1	1624	18
50	35	311.8	1624	18
70	35	268.4	1624	18
90	35	181.7	1624	18
110	35	66.8	1624	18

Tableau D.2 : Données de performance de tête de puits (HR166)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	115.7	1611	0
30	35	110.4	1611	0
50	35	98.6	1611	0
70	35	75.3	1611	0
90	35	39.8	1611	0

Tableau D.3 : Données de performance de tête de puits (HR168)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	80.2	6619	18
30	35	77.9	6619	18
50	35	70.8	6619	18
70	35	59.8	6619	18
90	35	46.5	6619	18
110	35	29.7	6619	18

Tableau D.4 : Données de performance de tête de puits (HR199)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	15.1	5521	40
30	35	13.7	5521	40
50	35	11.6	5521	40
70	35	9.2	5521	40
90	35	6.3	5521	40

Tableau D.5 : Données de performance de tête de puits (HR209)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	49.7	8037	8
30	35	49.1	8037	8
50	35	46.8	8037	8
70	35	42.2	8037	8
90	35	35.1	8037	8
110	35	23	8037	8

Tableau D.6 : Données de performance de tête de puits (HRE103)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	195	2457	56
30	35	188.9	2457	56
50	35	168.3	2457	56
70	35	136.8	2457	56
90	35	82.5	2457	56
110	35	9.7	2457	56

Tableau D.7 : Données de performance de tête de puits (HRE104)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	128.8	3714	11
30	35	123.8	3714	11
50	35	113.4	3714	11
70	35	98.3	3714	11
90	35	77.7	3714	11
110	35	50.6	3714	11

Tableau D.8 : Données de performance de tête de puits (HRE106)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	69.7	7666	51
30	35	69.3	7666	51
50	35	64.5	7666	51
70	35	54.6	7666	51
90	35	39.9	7666	51
110	35	22.6	7666	51

Tableau D.9 : Données de performance de tête de puits (HRE107)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	460.7	1392	32
30	35	449.4	1392	32
50	35	414.9	1392	32
70	35	361.9	1392	32
90	35	282.5	1392	32
110	35	149.5	1392	32

Tableau D.10 : Données de performance de tête de puits (HRE108)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	189.8	4040	59
30	35	185.6	4040	59
50	35	172.9	4040	59
70	35	152.9	4040	59
90	35	119.1	4040	59
110	35	67.8	4040	59

Tableau D.11 : Données de performance de tête de puits (HRE109)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
10	35	23.2	791	11
30	35	21	791	11
50	35	14.6	791	11
70	35	9	791	11
90	35	6.1	791	11
110	35	1	791	11

Tableau D.12 : Données de performance de tête de puits (HRE111)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
90	35	49.1	4515	0
95	35	43.4	4515	0
100	35	37.6	4515	0
105	35	31.5	4515	0
110	35	24.7	4515	0

Tableau D.13 : Données de performance de tête de puits (HR170)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
70	35	130.3	2682	8
75	35	124.5	2682	8
80	35	117.9	2682	8
85	35	110.5	2682	8
90	35	103.1	2682	8

Tableau D.14 : Données de performance de tête de puits (HR189)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
50	35	82.9	229	0
55	35	71.1	229	0
60	35	59.1	229	0
65	35	46.8	229	0
70	35	34	229	0

Tableau D.15 : Données de performance de tête de puits (HRE403)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
90	35	16.7	5270	0
95	35	14.8	5270	0
100	35	12.7	5270	0
105	35	10.6	5270	0
110	35	2.6	5270	0

Tableau D.16 : Données de performance de tête de puits (HRE406)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
25	35	28.9	229	0
30	35	27.2	229	0
35	35	25.4	229	0
40	35	23.4	229	0
45	35	21.3	229	0

Tableau D.17 : Données de performance de tête de puits (HRE407)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
65	35	35.9	2054	0
60	35	37.7	2054	0
55	35	39.3	2054	0
50	35	40.8	2054	0
45	35	42.1	2054	0

Tableau D.18 : Données de performance de tête de puits (HRE408)

P_{wh} (kg/cm ²)	Température (°C)	q (m ³ /j)	GOR (m ³ /m ³)	Wcut (%)
150	35	24.7	6487	0
145	35	39.6	6487	0
140	35	54.1	6487	0
135	35	66.7	6487	0
130	35	78.1	6487	0

Tableau D.19 : Données de performance de tête de puits (HRZ002)

&TITLE_DETAILED_PIPE_RESULTS

	&Position m	&Pressure kg/cm2	&Temperature degC
&pipe_HR152			
&In	0.0	17.2	30.9
	360.0	16.0	31.5
	720.0	14.8	31.9
	1080.0	13.5	32.3
	1440.0	12.1	32.6
&Out	1800.0	10.6	32.8
&pipe_HR152-			
&In	0.0	10.6	32.8
	680.0	10.2	33.6
	1360.0	9.7	34.0
	2040.0	9.3	34.3
	2720.0	8.8	34.5
&Out	3400.0	8.4	34.6
&pipe_HR166			
&In	0.0	28.6	19.6
	15.0	28.6	19.9
&Out	30.0	28.5	20.2
&pipe_HR168			
&In	0.0	27.6	23.9
	100.0	26.3	26.2
&Out	200.0	24.9	28.1
&pipe_HR199			
&In	0.0	36	12.8
	1960.0	34.4	28.9
	3920.0	31.5	33.2
	5880.0	28.8	34.4
	7840.0	25.8	34.7
&Out	9800.0	22.5	34.8
&pipe_HR209			
&In	0.0	20.0	31.8
	1400.0	18.2	34.4
	2800.0	16.2	34.8
	4200.0	14.0	34.9
	5600.0	11.4	34.9
&Out	7000.0	8.4	34.9
&pipe_HRE103			
&In	0.0	28.8	13.2
	980.0	28.7	30.0
	1960.0	28.7	33.8
	2940.0	28.6	34.7
	3920.0	28.6	34.9
&Out	4900.0	28.5	35.0
&pipe_HRE104			
&In	0.0	28.4	17.1
	130.0	28.4	20.2
	260.0	28.3	22.7
	390.0	28.3	24.8
	520.0	28.3	26.5
&Out	650.0	28.2	28.0

&pipe_HRE106			
&In	0.0	32.0	10.7
	675.2	31.2	24.9
	1350.4	30.5	30.7
	2025.6	29.8	33.1
	2700.8	29.0	34.2
&Out	3376.0	28.2	34.6
&pipe_HRE107			
&In	0.0	29.5	10.8
	730.4	29.2	26.5
	1460.8	29.0	32.0
	2191.2	28.7	33.9
	2921.6	28.5	34.6
&Out	3652.0	28.2	34.8
&pipe_HRE108			
&In	0.0	30.3	14.3
	890.0	29.9	29.7
	1780.0	29.5	33.6
	2670.0	29.1	34.6
	3560.0	28.6	34.9
&Out	4450.0	28.2	35.0
&pipe_HRE109			
&In	0.0	31.3	10.3
	266.0	30.7	17.6
	532.0	30.1	22.7
	798.0	29.5	26.3
	1064.0	28.9	28.8
&Out	1330.0	28.2	30.6
&pipe_HRE111			
&In	0.0	11.4	33.5
	426.0	10.8	34.5
	852.0	10.3	34.8
	1278.0	9.7	34.9
	1704.0	9.0	35.0
&Out	2130.0	8.4	35.0
&pipe_ManHR166(ligne1)			
&In	0.0	28.5	28.5
	813.0	27.9	30.7
	1626.0	27.2	32.1
	2439.0	26.4	33.0
	3252.0	25.7	33.6
&Out	4065.0	24.9	34.0
&pipe_ManHR166(ligne1)1			
&In	0.0	24.9	33.3
	1857.4	22.7	34.0
	3714.8	20.1	34.3
	5572.2	17.3	34.5
	7429.6	14.1	34.6
&Out	9287.0	10.2	34.7

&pipe_ManHR166(ligne2)			
&In	0.0	28.2	31.7
	2670.4	25.5	33.4
	5340.8	22.5	34.1
	8011.2	19.1	34.4
	10681.6	15.2	34.5
&Out	13352.0	10.2	34.6

&pipe_ManHRE102			
&In	0.0	8.4	34.7
	1690.0	7.7	34.8
	3380.0	7.1	34.9
	5070.0	6.3	34.9
	6760.0	5.5	34.9
&Out	8450.0	4.6	34.9

	&Position m	&LiquidSuperficialVelocity m/s	&GasSuperficialVelocity m/s	MixtureVelocity m/s
&pipe_HR152				
&In	0.0	0.529	3.157	3.685
	360.0	0.528	3.419	3.947
	720.0	0.528	3.735	4.264
	1080.0	0.528	4.130	4.658
	1440.0	0.528	4.645	5.172
&Out	1800.0	0.527	5.355	5.882
&pipe_HR152-				
&In	0.0	0.230	2.337	2.568
	680.0	0.230	2.447	2.677
	1360.0	0.230	2.565	2.795
	2040.0	0.230	2.696	2.926
	2720.0	0.230	2.843	3.073
&Out	3400.0	0.230	3.010	3.240
&pipe_HR166				
&In	0.0	0.209	8.656	8.866
	15.0	0.209	8.681	8.890
&Out	30.0	0.209	8.705	8.915
&pipe_HR168				
&In	0.0	0.187	9.843	10.030
	100.0	0.187	10.496	10.683
&Out	200.0	0.186	11.210	11.396
&pipe_HR199				
&In	0.0	0.047	4.794	4.842
	1960.0	0.047	5.659	5.706
	3920.0	0.047	6.195	6.242
	5880.0	0.047	6.769	6.816
	7840.0	0.047	7.475	7.521
&Out	9800.0	0.046	8.399	8.445
&pipe_HR209				
&In	0.0	0.038	6.194	6.231
	1400.0	0.038	6.937	6.975

	2800.0	0.037	7.861	7.898
	4200.0	0.037	9.181	9.219
	5600.0	0.037	11.310	11.348
&Out	7000.0	0.037	15.546	15.583
&pipe_HRE103				
&In	0.0	0.007	1.459	1.465
	980.0	0.007	1.587	1.593
	1960.0	0.007	1.611	1.617
	2940.0	0.007	1.618	1.625
	3920.0	0.007	1.622	1.628
&Out	4900.0	0.007	1.625	1.631
&pipe_HRE104				
&In	0.0	0.073	2.513	2.587
	130.0	0.073	2.555	2.628
	260.0	0.073	2.590	2.663
	390.0	0.073	2.619	2.693
	520.0	0.073	2.645	2.718
&Out	650.0	0.073	2.666	2.740
&pipe_HRE106				
&In	0.0	0.052	4.555	4.607
	675.2	0.053	5.047	5.100
	1350.4	0.053	5.310	5.363
	2025.6	0.053	5.507	5.559
	2700.8	0.053	5.686	5.739
&Out	3376.0	0.053	5.868	5.920
&pipe_HRE107				
&In	0.0	0.026	2.856	2.882
	730.4	0.026	3.123	3.149
	1460.8	0.026	3.221	3.247
	2191.2	0.026	3.275	3.300
	2921.6	0.026	3.314	3.340
&Out	3652.0	0.026	3.349	3.375
&pipe_HRE108				
&In	0.0	0.078	2.098	2.176
	890.0	0.079	2.306	2.384
	1780.0	0.079	2.374	2.453
	2670.0	0.078	2.419	2.498
	3560.0	0.078	2.461	2.539
&Out	4450.0	0.078	2.502	2.580
&pipe_HRE109				
&In	0.0	0.117	5.345	5.462
	266.0	0.117	5.680	5.797
	532.0	0.117	5.954	6.071
	798.0	0.117	6.193	6.310
	1064.0	0.117	6.413	6.530
&Out	1330.0	0.117	6.623	6.740
&pipe_HRE111				
&In	0.0	0.081	5.120	5.201
	426.0	0.081	5.416	5.498
	852.0	0.081	5.740	5.821
	1278.0	0.081	6.113	6.194

	1704.0	0.081	6.556	6.636
&Out	2130.0	0.081	7.092	7.173
&pipe_ManHR166(ligne1)				
&In	0.0	0.072	6.851	6.923
	813.0	0.072	7.108	7.180
	1626.0	0.072	7.356	7.428
	2439.0	0.072	7.605	7.677
	3252.0	0.072	7.863	7.936
&Out	4065.0	0.072	8.136	8.209
&pipe_ManHR166(ligne1)1				
&In	0.0	0.089	9.153	9.242
	1857.4	0.089	10.211	10.299
	3714.8	0.088	11.609	11.697
	5572.2	0.088	13.625	13.712
	7429.6	0.087	16.907	16.994
&Out	9287.0	0.087	23.604	23.691
&pipe_ManHR166(ligne2)				
&In	0.0	0.113	6.801	6.914
	2670.4	0.112	7.680	7.793
	5340.8	0.112	8.828	8.941
	8011.2	0.112	10.524	10.636
	10681.6	0.111	13.438	13.549
&Out	13352.0	0.111	20.191	20.302
&pipe_ManHRE102				
&In	0.0	0.103	5.678	5.782
	1690.0	0.103	6.156	6.259
	3380.0	0.103	6.760	6.863
	5070.0	0.103	7.562	7.665
	6760.0	0.103	8.698	8.801
&Out	8450.0	0.103	10.478	10.580

&TITLE_WELL_RESULTS

Name	Pressure kg/cm2	Temperature degC	GasRate sm3/day	OilRate sm3/day	WaterRate sm3/day	LiquidRate sm3/day
HR152	35.1	35.0	20416.055	58	136	194
HR166	105.7	35.0	147783.409	91	20	111
HR168	90.7	35.0	60692.217	38	0	38
HR199	120.8	35.0	131075.608	20	4	24
HR209	38.3	35.0	67181.676	12	8	20
HRE103	109.1	35.0	189130.820	24	2	26
HRE104	102.3	35.0	98118.914	40	51	91
HRE106	128.9	35.0	91308.068	25	3	28
HRE107	117.6	35.0	118883.337	16	16	32
HRE108	128.2	35.0	39312.043	28	13	42
HRE109	125.8	35.0	104716.421	26	37	63
HRE111	28.0	35.0	16445.892	21	3	23

Name	GOR sm3/sm3	WCT Fraction	GLR sm3/sm3	OGR sm3/sm3	WGR sm3/sm3
HR152	350.000	0.700	105.000	0.003	0.007
HR166	1623.999	0.180	1331.680	0.001	0.000
HR168	1611.003	0.000	1611.003	0.001	0.000
HR199	6619.017	0.180	5427.593	0.000	0.000
HR209	5520.994	0.400	3312.598	0.000	0.000
HRE103	8037.002	0.080	7394.040	0.000	0.000
HRE104	2457.001	0.560	1081.080	0.000	0.001
HRE106	3714.015	0.110	3305.472	0.000	0.000
HRE107	7665.968	0.510	3756.332	0.000	0.000
HRE108	1392.001	0.320	946.560	0.001	0.000
HRE109	4039.985	0.590	1656.398	0.000	0.000
HRE111	790.997	0.110	703.988	0.001	0.000

&TITLE_CHOKES

&Name	&TypeChoke	&CorrelationChoke
Choke_HR152	FixedDiameter	Baxendall
Choke_HR166	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HR168	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HR199	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HRE103	FixedDiameter	Gilbert
Choke_HRE104	FixedDiameter	Baxendall
Choke_HRE106	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HRE107	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HRE108	FixedDiameter	Sachdeva
Choke_HRE109	FixedDiameter	Baxendall
Choke_HRE111	FixedDiameter	Baxendall

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	6,58	3,66
JonZ5-ManE102	3400	2,21	0,65
HR166-ManHR166	30	0,00	0,00
HR168-JonHR168	200	0,06	0,34
HR199-Man HR166	9800	7,45	0,76
HR209-ManE102	7000	11,64	1,66
HRE103-ManHR166	4900	0,21	0,04
HRE104-ManHR166	650	0,21	0,32
HRE106-ManHR166	3376	3,75	1,11
HRE107-ManHR166	3652	1,24	0,34
HRE108-ManHR166	4450	2,06	0,46
HRE109-ManHR166	1330	3,08	2,31
HRE111-ManE102	2130	3,02	1,42
ManHR166(1)-SepHP	13352	18,33	1,37
ManHR166(2)-SepHP	13352	18,00	1,34
ManE102-SepMP	8450	3,77	0,44

Tableau G.1 : Perte de charge et gradient de pression (modèle de base – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	6,58	3,65
JonZ5-ManHRE102	3400	2,21	0,65
HR166-ManHR166	30	0,00	0,00
HR168-JonHR168	200	0,27	1,39
HR199-Man HR166	9800	18,95	1,93
HR209-ManHRE102	7000	11,64	1,66
HRE103-ManHR166	4900	0,36	0,07
HRE104-ManHR166	650	0,22	0,34
HRE106-ManHR166	3376	3,97	1,17
HRE107-ManHR166	3652	2,08	0,57
HRE108-ManHR166	4450	2,19	0,49
HRE109-ManHR166	1330	4,96	3,73
HRE111-ManHRE102	2130	3,02	1,42
ManHR166 (1)-SepHP	13352	15,58	1,16
ManHR166 (2)-SepHP	13352	4,53	0,33
ManHRE102-SepMP	8450	3,77	0,44

Tableau G.2 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 1 – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	6,50	3,61
JonZ5-ManHRE102	3400	2,17	0,64
HR166-ManHR166	30	0,00	0,00
HR168-JonHR168	200	0,54	2,74
HR199-Man HR166	9800	3,15	0,32
HR209-ManHRE102	7000	11,49	1,64
HRE103-ManHR166	4900	3,05	0,62
HRE104-ManHR166	650	0,41	0,63
HRE106-ManHR166	3376	3,29	0,97
HRE107-ManHR166	3652	2,29	0,62
HRE108-ManHR166	4450	3,69	0,83
HRE109-ManHR166	1330	5,38	4,04
HRE111-ManHRE102	2130	2,96	1,39
ManHR166(1)-SepHP	13352	22,12	1,65
ManHR166(2)-SepHP	13352	2,78	0,20
ManHRE102-SepMP	8450	3,57	0,42

Tableau G.3 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 2 – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	6,98	3,87
JonZ5-ManHRE102	3400	2,43	0,71
HR166-ManHR166	30	0	0,00
HR168-JonHR168	200	0,04	0,24
HR199-Man HR166	9800	21,05	2,14
HR209-ManHRE102	7000	12,39	1,77
HRE103-ManHR166	4900	0,26	0,05
HRE104-ManHR166	650	0,27	0,41
HRE106-ManHR166	3376	6,98	2,07
HRE107-ManHR166	3652	2,47	0,67
HRE108-ManHR166	4450	4,08	0,91
HRE109-ManHR166	1330	5,95	4,47
HRE111-ManHRE102	2130	3,36	1,57
ManHR166(1)-SepHP	-	-	-
ManHR166(2)-SepHP	-	-	-
ManHRE102-SepMP	4500	2,29	0,50

Tableau G.4 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 3 – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	7,46	4,14
JonZ5-ManHRE102	3400	2,79	0,82
HR166-ManHR166	30	0	0,00
HR168-JonHR168	200	0,51	2,55
HR199-Man HR166	9800	19,80	2,02
HR209-ManHRE102	7000	13,34	1,90
HRE103-ManHR166	4900	0,40	0,08
HRE104-ManHR166	650	0,26	0,41
HRE106-ManHR166	3376	4,62	1,37
HRE107-ManHR166	3652	2,29	0,62
HRE108-ManHR166	4450	3,03	0,68
HRE109-ManHR166	1330	3,83	2,88
HRE111-ManHRE102	2130	3,86	1,81
ManHR166(1)-SepHP	13352	6,92	0,51
ManHR166(2)-SepHP	13352	10,95	0,82
ManHR166(3)-SepHP	13352	2,79	0,20
ManHRE102-SepMP	8450	0,58	0,06

Tableau G.5 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 4 – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR152-JonZ5	1800	0,67	0,37
JonZ5-ManHRE102	3400	2,21	0,65
HR166-ManHR166	30	0	0,00
HR168-JonHR168	200	0,11	0,55
HR199-Man HR166	9800	3,11	0,31
HR209-ManHRE102	7000	0,58	0,08
HRE103-ManHR166	4900	0,25	0,05
HRE104-ManHR166	650	0,24	0,37
HRE106-ManHR166	3376	4,29	1,27
HRE107-ManHR166	3652	1,69	0,46
HRE108-ManHR166	4450	2,77	0,62
HRE109-ManHR166	1330	4,10	3,08
HRE111-ManHRE102	2130	0,68	0,32
ManHR166(1)-SepHP	13352	8,66	0,64
ManHR166(2)-SepHP	13352	13,14	0,98
ManHR166(3)-SepHP	13352	9,07	0,67
ManHRE102-SepMP	8450	3,77	0,44

Tableau G.6 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 5 – CTH1)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR170-SepMP	4670	14,56	3,12
HR189-ManHRE400	5650	11,51	2,04
HRE403-SepMP	2200	12,41	5,64
HRE406-ManHRE400	1580	3,33	2,11
HRE407-ManHRE400	1800	1,82	1,01
HRE408-JonHRE404	1146	10,07	8,79
JonHRE404-SepMP	3620	2,50	0,69
HRZ2-ManHRE400	5880	19,53	3,32
ManHRE400(1)-SepMP	3337	9,34	2,80
ManHRE400(2)-SepMP	3400	13,65	4,02

Tableau G.7 : Perte de charge et gradient de pression (modèle de base – CTH4)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR170-SepMP	4670	14,56	3,12
HR189-ManHRE400	5650	16,24	2,87
HRE403-SepMP	2200	12,40	5,64
HRE406-ManHRE400	1580	4,73	2,99
HRE407-ManHRE400	1800	2,55	1,42
HRE408-JonHRE404	1146	10,07	8,79
JonHRE404-SepMP	3620	2,50	0,69
HRZ2-ManHRE400	5880	25,23	4,29
ManHRE400(1)-SepMP	3337	3,05	0,92
ManHRE400(2)-SepMP	3400	2,98	0,88

Tableau G.8 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 1 – CTH4)

Segment	Distance (m)	Perte de charge (Kg/cm ²)	Gradient de pression (Kg/cm ² /Km)
HR170-SepMP	4670	14,56	3,12
HR189-ManHRE400	5650	16,2	2,87
HRE403-SepMP	2200	2,71	1,23
HRE406-ManHRE400	1580	4,73	2,99
HRE407-ManHRE400	1800	2,48	1,38
HRE408-JonHRE404	1146	1,95	1,70
JonHRE404-SepMP	3620	2,50	0,69
HRZ2-ManHRE400	5880	25,23	4,29
ManHRE400(1)-SepMP	3337	3,05	0,92
ManHRE400(2)-SepMP	3400	2,98	0,88

Tableau G.9 : Perte de charge et gradient de pression (scénario 2 – CTH4)

&ProjectDescriptionLabel
&SnapshotDescriptionLabel

&OptimisationLog
 &validationSucceeded
 &optAlgorithmFinished
 &SolutionIsAvailable
 &OptStabilityCheck

 Strong optimization success
 &SupplementaryEquipmentInfo

&Chokes:

Choke &Choke_HR170 is critical.
 Choke &Choke_HR189 is critical.
 Choke &Choke_HRE403 is critical.
 Choke &Choke_HRE406 is critical.
 Choke &Choke_HRE407 is critical.
 Choke &Choke_HRE408 is critical.
 Choke &Choke_HREZ002 is critical.

&TITLE_FLUID_PROPERTIES

&TITLE_PVT_TYPE

&BlackOilCorrelations

&PBRANDBOCORRELATION

&LASATER

&GASZFACTORCORRELATION

&DRUNCHUK_PURVIS_ROBINSON

&OILVISCOSITYCORRELATION

&BEGGS

&GASVISCOSITYCORRELATION

&LEE

&RvCALCULATIONS

&NO

&BLACKOILCORRELATIONTUNINGFACTORS

	&PBANDRS	&BO	&OIL_VISCOSITY	&GAS_Z_FACTOR
	&GAS_VISCOSITY			
	&PD_AND_RV			
&TUNINGFACTOR1	1.000	1.000	1.000	1.000
	1.000	1.000		
&TUNINGFACTOR2	1.000	1.000	1.000	1.000
	1.000	1.000		

&TITLE_DETAILED_PIPE_RESULTS

	&Position m	&Pressure kg/cm2	&Temperature degC
&pipe_HR170			
&In	0.0	19.7	16.3
	934.0	17.5	28.3
	1868.0	15.1	32.5
	2802.0	12.5	34.0
	3736.0	9.3	34.6
&Out	4670.0	5.1	34.8
&pipe_HR189			
&In	0.0	30.3	23.1
	1130.0	28.3	29.3
	2260.0	26.2	32.1
	3390.0	24.0	33.5
	4520.0	21.5	34.2
&Out	5650.0	18.8	34.5
&pipe_HRE403			
&In	0.0	17.5	33.3
	440.0	15.7	34.3
	880.0	13.6	34.7
	1320.0	11.3	34.9
	1760.0	8.6	34.9
&Out	2200.0	5.1	35.0
&pipe_HRE406			
&In	0.0	17.8	18.2
	316.0	17.2	27.3
	632.0	16.5	31.5
	948.0	15.9	33.3
	1264.0	15.2	34.2
&Out	1580.0	14.5	34.6
&pipe_HRE407			
&In	0.0	16.3	34.5
	360.0	15.9	34.8
	720.0	15.6	34.9
	1080.0	15.2	35.0
	1440.0	14.8	35.0
&Out	1800.0	14.5	35.0
&pipe_HRE408(1)			
&In	0.0	17.7	28.2
	229.2	16.1	30.6
	458.4	14.4	32.2
	687.6	12.4	33.1
	916.8	10.2	33.8
&Out	1146.0	7.6	34.1
&pipe_HRE408(2)			
&In	0.0	7.6	34.1
	724.0	7.2	20.5
	1448.0	6.7	16.5
	2172.0	6.2	15.3
	2896.0	5.7	15.0
&Out	3620.0	5.1	14.9

&pipe_HRZ002			
&In	0.0	38.3	6.4
	1176.0	34.9	22.2
	2352.0	31.6	29.0
	3528.0	27.9	32.1
	4704.0	23.7	33.5
&Out	5880.0	18.8	34.1

&pipe_ManHRE400(ligne1)			
&In	0.0	14.5	34.7
	667.4	13.0	34.9
	1334.8	11.5	34.9
	2002.2	9.7	34.9
	2669.6	7.6	34.9
&Out	3337.0	5.1	35.0

&pipe_ManHRE400(ligne2)			
&In	0.0	18.8	34.3
	680.0	16.8	34.3
	1360.0	14.5	34.4
	2040.0	12.0	34.4
	2720.0	9.0	34.5
&Out	3400.0	5.1	34.5

	&Position m	&LiquidSuperficialVelocity m/s	&GasSuperficialVelocity m/s	&MixtureVelocity m/s
&pipe_HR170				
&In	0.0	0.043	9.145	9.188
	934.0	0.043	10.951	10.994
	1868.0	0.043	12.964	13.007
	2802.0	0.043	15.989	16.032
	3736.0	0.043	21.761	21.803
&Out	4670.0	0.042	39.760	39.803
&pipe_HR189				
&In	0.0	0.098	7.144	7.242
	1130.0	0.098	7.941	8.040
	2260.0	0.098	8.748	8.846
	3390.0	0.097	9.698	9.795
	4520.0	0.097	10.922	11.019
&Out	5650.0	0.097	12.631	12.728
&pipe_HRE403				
&In	0.0	0.303	3.710	4.013
	440.0	0.302	4.240	4.542
	880.0	0.300	4.967	5.267
	1320.0	0.299	6.087	6.386
	1760.0	0.298	8.152	8.450
&Out	2200.0	0.297	13.903	14.199
&pipe_HRE406				
&In	0.0	0.029	8.001	8.030
	316.0	0.029	8.644	8.673
	632.0	0.029	9.140	9.169
	948.0	0.029	9.606	9.635
	1264.0	0.029	10.093	10.122

&Out	1580.0	0.029	10.630	10.658
&pipe_HRE407				
&In	0.0	0.129	1.733	1.862
	360.0	0.129	1.779	1.908
	720.0	0.129	1.825	1.955
	1080.0	0.129	1.874	2.003
	1440.0	0.129	1.926	2.055
&Out	1800.0	0.129	1.980	2.109
&pipe_HRE408(1)				
&In	0.0	0.110	12.431	12.541
	229.2	0.110	13.903	14.013
	458.4	0.109	15.789	15.899
	687.6	0.109	18.433	18.542
	916.8	0.109	22.603	22.712
&Out	1146.0	0.108	30.589	30.698
&pipe_HRE408(2)				
&In	0.0	0.029	8.124	8.153
	724.0	0.028	8.187	8.215
	1448.0	0.028	8.650	8.678
	2172.0	0.028	9.333	9.361
	2896.0	0.028	10.225	10.253
&Out	3620.0	0.028	11.402	11.430
&pipe_HRZ002				
&In	0.0	0.053	7.066	7.119
	1176.0	0.053	8.664	8.717
	2352.0	0.053	10.002	10.055
	3528.0	0.053	11.612	11.665
	4704.0	0.052	13.916	13.968
&Out	5880.0	0.052	17.821	17.873
&pipe_ManHRE400(ligne1)				
&In	0.0	0.058	8.804	8.863
	667.4	0.058	9.841	9.899
	1334.8	0.058	11.266	11.324
	2002.2	0.058	13.406	13.464
	2669.6	0.058	17.112	17.169
&Out	3337.0	0.057	25.704	25.761
&pipe_ManHRE400(ligne2)				
&In	0.0	0.078	15.601	15.679
	680.0	0.078	17.625	17.702
	1360.0	0.077	20.509	20.586
	2040.0	0.077	25.073	25.150
	2720.0	0.076	33.779	33.856
&Out	3400.0	0.076	59.848	59.925

&TITLE_WELL_RESULTS

&Name	&Pressure kg/cm2	&Temperature degC	&GasRate sm3/day	&OilRate sm3/day	&WaterRate sm3/day	&LiquidRate sm3/day
HR170	100.6	35.0	164024.377	36	0	36
HR189	86.1	35.0	290820.119	108	9	118
HRE403	60.0	35.0	13302.572	58	0	58
HRE406	91.6	35.0	80917.033	15	0	15
HRE407	35.3	35.0	5695.459	25	0	25
HRE408	63.2	35.0	73338.699	36	0	36
HRZ002	138.8	35.0	369668.594	57	0	57

&Name	&GOR sm3/sm3	&WCT Fraction	&GLR sm3/sm3	&OGR sm3/sm3	&WGR sm3/sm3	&TotalRevenue \$/s
HR170	4515.009	0.000	4515.009	0.000	0.000	0.000
HR189	2682.002	0.080	2467.441	0.000	0.000	0.000
HRE403	229.000	0.000	229.000	0.004	0.000	0.000
HRE406	5270.016	0.000	5270.016	0.000	0.000	0.000
HRE407	229.001	0.000	229.001	0.004	0.000	0.000
HRE408	2053.999	0.000	2053.999	0.000	0.000	0.000
HRZ002	6487.004	0.000	6487.004	0.000	0.000	0.000

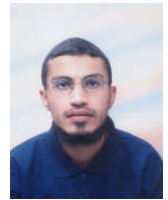
&TITLE_CHOKES

&Name	&TypeChoke	&CorrelationChoke
&Choke_HR170	&FixedDiameter	&Sachdeva
&Choke_HR189	&FixedDiameter	&Sachdeva
&Choke_HRE403	&FixedDiameter	&Sachdeva
&Choke_HRE406	&FixedDiameter	&Sachdeva
&Choke_HRE407	&FixedDiameter	&Sachdeva
&Choke_HRE408	&FixedDiameter	&Ros
&Choke_HRZ002	&FixedDiameter	&Gilbert



République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de
la Recherche Scientifique



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Ecole Nationale Polytechnique
Département de Génie Industriel

Mémoire du projet de fin d'études d'ingénieur

Thème

Contribution à l'optimisation du réseau de surface du
gisement de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

Proposé par :

Mr. D BENCHERIF

Présenté par :

Mr. CHEKOU Hakim

Mr. GHARBI Mustapha Amine

Dirigé par :

Mme. H BENCHERIF

Promotion : 2006

Table des matières

I Introduction.....	1
II Problématique.....	1
III Historique et position de l’anneau d’huile	2
IV Description du réseau de collecte.....	3
V Contraintes liées au système de production	3
VI Analyse nodale.....	5
VII Etude de performance du système réservoir- puits (application de l’analyse nodale).....	6
VII.1 Méthodologie	7
VII.2 Données utilisées	7
VII.3 Choix des corrélations	8
VII.4 Construction des courbes de performance.....	9
VII.5 Détermination du débit en fonction de la pression de tête du puit	11
VIII Optimisation du réseau de surface.....	11
VIII.1 Méthodologie.....	11
VIII.2 La modélisation	12
VIII.3 Le calage.....	13
VIII.4 La simulation	14
IX Conclusion	19

Résumé

La Sonatrach oeuvre pour une meilleure exploitation d'huile et de gaz naturel. Dans cette perspective, nous avons étudié un thème important relatif à la manière d'augmenter la production de pétrole à travers le réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel. A cet effet, une analyse nodale a été réalisée à l'aide du logiciel WellPerform afin de déterminer le potentiel de chaque puits producteur. Ensuite, des simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel ReO afin d'optimiser la capacité du réseau existant.

I Introduction

La mise à disposition du pétrole nécessite la construction de réseaux de collectes permettant d'acheminer le pétrole depuis les puits producteurs jusqu'aux centres de traitement d'huile (CTH). Les distances qui doivent être parcourues atteignent parfois plusieurs kilomètres et les volumes que l'on transporte requièrent que les conduites aient des tailles de plus en plus importantes.

L'étude d'optimalité d'un réseau de surface comporte deux principales parties :

- La première consiste à optimiser la structure brute du réseau, à savoir le nombre de jonctions, manifolds, les distances entre elles et les diamètres des conduites.
- La deuxième a pour objectif d'optimiser l'exploitation du pétrole une fois le réseau installé.

La division **PED** (Petroleum Engineering and Developpement), a pour mission la conception de projets d'exploitation et de développement des champs pétroliers pour optimiser la récupération des hydrocarbures.

Pour atteindre ces objectifs, le PED utilise des modèles de simulation, qui reproduisent l'architecture du réservoir et ses mécanismes de drainages ainsi que la productivité des puits.

Dans cette perspective, notre étude est portée sur l'optimisation du réseau de surface de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel.

II Problématique

Durant l'exploitation de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel, plusieurs problèmes ont été rencontrés, parmi ces problèmes, on peut citer ceux qui ont une relation avec le réseau de collecte :

- Insuffisance de la capacité de transport de la production par le réseau de collecte actuel. Ce dernier ne répond pas au potentiel réel du champ à cause de l'augmentation du volume de gaz produit.

- Augmentation du taux de production du gaz et de l'eau. La présence de ces fluides à l'intérieur des pipes peut causer plusieurs problèmes, à savoir : le phénomène de corrosion et l'augmentation des pertes de charges.
- Freinage de la production à cause des goulots d'étranglement.

Le problème peut être formulé de la manière suivante :

Déterminer les paramètres essentiels qui permettent d'optimiser le potentiel des puits et ainsi d'augmenter la production d'huile.

III Historique et position de l'anneau d'huile

La découverte en 1979 de l'anneau d'huile, a été effectuée par le forage du puits HR38 prévu à l'origine à gaz. Ce puits a mis en évidence une colonne d'huile d'une épaisseur de dix mètres dans le niveau A du Trias gréseux. D'autres puits HR154, HR164 implantés sur la même structure vont confirmer l'existence d'un anneau d'huile d'orientation Nord Nord-Est et Sud Sud-Ouest commercialement exploitable.

L'anneau d'huile s'étend sur 240 Km², (une distance d'environ 65 Km pour une largeur moyenne de 4 Km).

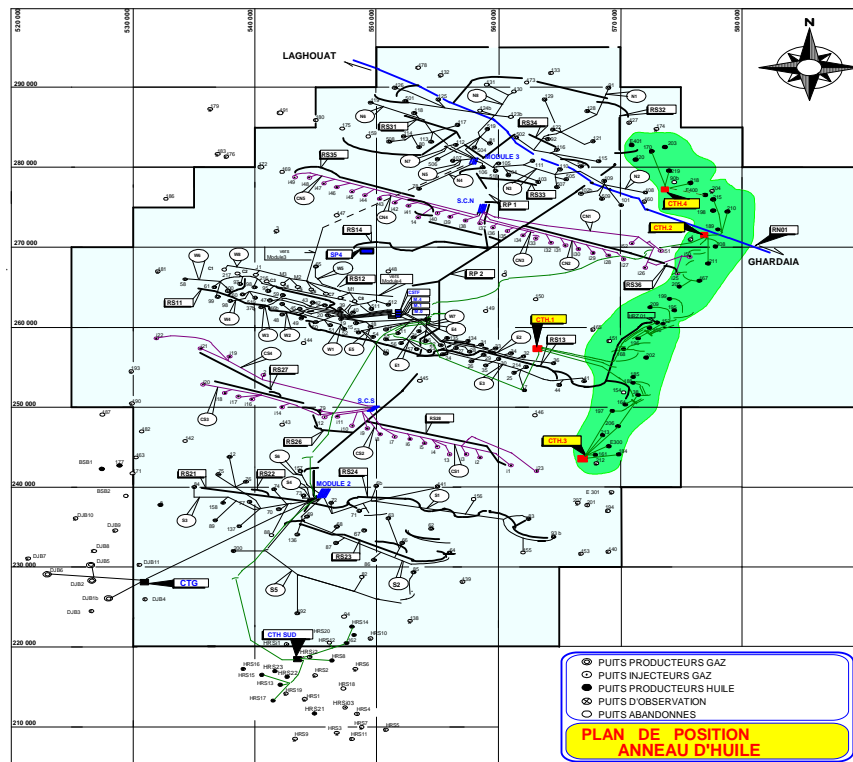


Figure 1 : Position de l'anneau d'huile

IV Description du réseau de collecte

La production des puits de l'anneau d'huile de Hassi R'mel est acheminée vers quatre centres de traitement d'huile par des réseaux de collecte.

Notre étude sera portée sur les deux réseaux de surface CTH1 et CTH4.

Nous allons décrire le système de production ainsi que les contraintes liées à ce dernier.

- **Les puits**

En général, les puits sont tubés en 9''5/8 et 7'' (diamètre extérieur de casing), et les colonnes de production utilisées sont en 2''7/8 (diamètre extérieur de tubing) sur une profondeur moyenne de 2200m.

- **Les centres de traitement d'huile**

La capacité des séparateurs existants sur les centres de traitement est une valeur constante, elle est supérieure à la production totale des puits.

- **Bacs de stockage** : L'huile qui est traitée et séparée des impuretés et de l'eau est stockée dans des bacs de 1000 m³ pour une décantation pour faciliter son dégazage.

- **Réseau de collecte**

Les diamètres des lignes de collecte sont en 4'', 6'' et de 8'', ces tubes sont en acier, la pression de service est fixée à 207 bars.

Réseau de collecte de CTH 1

Le réseau actuel est composé de 12 puits producteurs reliés à deux manifolds ManHR166 et ManHRE102 qui sont reliés au CTH1.

Réseau de collecte de CTH4

Le réseau existant est composé de 7 puits producteurs, 4 puits reliés au manifold ManHRE400 et 3 puits reliés au CTH4 par des lignes individuelles.

V Contraintes liées au système de production

L'objectif de cette étude est de maximiser la récupération d'huile dans les réseaux de surface de CTH1 et CTH4. Pour atteindre cet objectif, il faut tenir compte de certaines

contraintes qui sont principalement liées au réservoir, au réseau de collecte et au centre de traitement.

- **Contrainte de la duse**

Le diamètre de la duse est une valeur constante, il est déterminé pour ne pas avoir un phénomène de coning (la déformation locale de l'interface gaz/huile ou huile/eau proche d'un puits en production).

- **Vitesse d'érosion**

La vitesse d'écoulement dans les lignes de collecte doit être inférieur à la vitesse d'érosion. La vitesse d'érosion est donnée par la relation :

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{\rho_f}}$$

C : constante (m/s (kg/m³)^{0.5})

ρ_f : densité de fluide (kg/m³).

- **Contrainte de conservation de débit au niveau des jonctions et des manifolds**

Au niveau de chaque jonction et manifold le débit qui entre est égale au débit qui sort, ceci traduit la notion de conservation de la masse.

- **Pression de séparation**

La quantité et les caractéristiques de l'huile recueillie au bac de stockage varient selon les conditions de séparation (nombre d'étages de séparation, pression et température de chacun d'eux). La séparation dans le CTH1 se fait en trois étages (séparation à haute pression, séparation à moyen pression et séparation à basse pression). Pour le CTH4, la séparation se fait en deux étages (séparation à moyenne pression et séparation à basse pression).

Ces conditions conduisent à la production finale maximale de l'huile.

- **Capacité du centre de traitement**

Le centre ne peut recevoir à une période donnée qu'une quantité déterminée d'huile, la capacité des séparateurs existants sur les centres de traitement est une valeur constante. Le débit entrant au séparateur doit être inférieur à sa capacité.

VI Analyse nodale

L'analyse du système de production consiste à étudier le système entier en focalisant sur un point dans les séries de composants. Ce point est généralement connu sous le nom d'un nœud, d'où le terme : analyse nodale.

Le système de production est divisé en deux segments au nœud. En amont, ou inflow, le segment contient tous les composants entre le nœud et la limite du réservoir. En aval, ou outflow, le segment contient les composants entre le nœud et le séparateur.

Après avoir localiser le nœud dans le système, il faut s'assurer que les deux conditions suivantes soient satisfaites :

- Une seule pression existe à un nœud ($P_{inflow} = P_{outflow}$)
- A un nœud, le débit entrant égal au débit sortant ($q_{inflow} = q_{outflow}$).

Le système de production est illustré dans la figure 2.

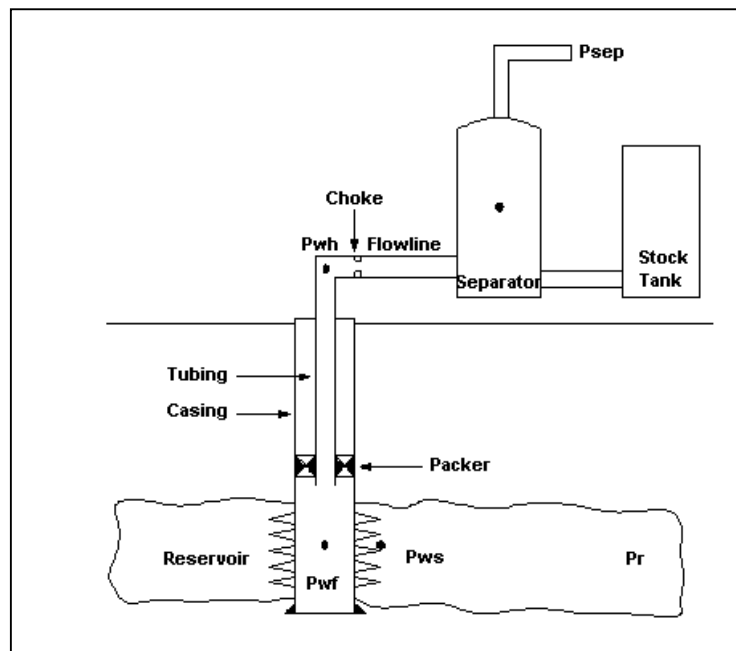


Figure 2 : Système de production.

Une fois le nœud est sélectionné, on peut calculer la pression du nœud dans les deux directions, en commençant par les pressions fixes :

- Inflow au nœud :

$$\bar{P}_r - \Delta P \text{ (les composants en amont)} = P_{\text{nœud}}$$

- Outflow du nœud :

$$P_{\text{sep}} + \Delta P \text{ (les composants en aval)} = P_{\text{nœud}}$$

On utilise, le plus fréquemment, comme point nodal, le point P_{wf} (fond du puits), ce qui nous permet de subdiviser le système en :

- système de réservoir ;
- système d'équipements du puits (tubing, ligne de collecte).

Equation de l'inflow :

$$P_r - \Delta P_{res} = P_{wf}$$

Equation de l'Outflow :

$$P_{sep} + \Delta P_{pipe} + \Delta P_{tubing} = P_{wf}$$

Pour chaque composant, la perte de charge ΔP varie avec le débit, par conséquent la variation de la pression en fonction du débit produira deux courbes, le point d'intersection permet de satisfaire les deux conditions définies préalablement (voir figure III.4).

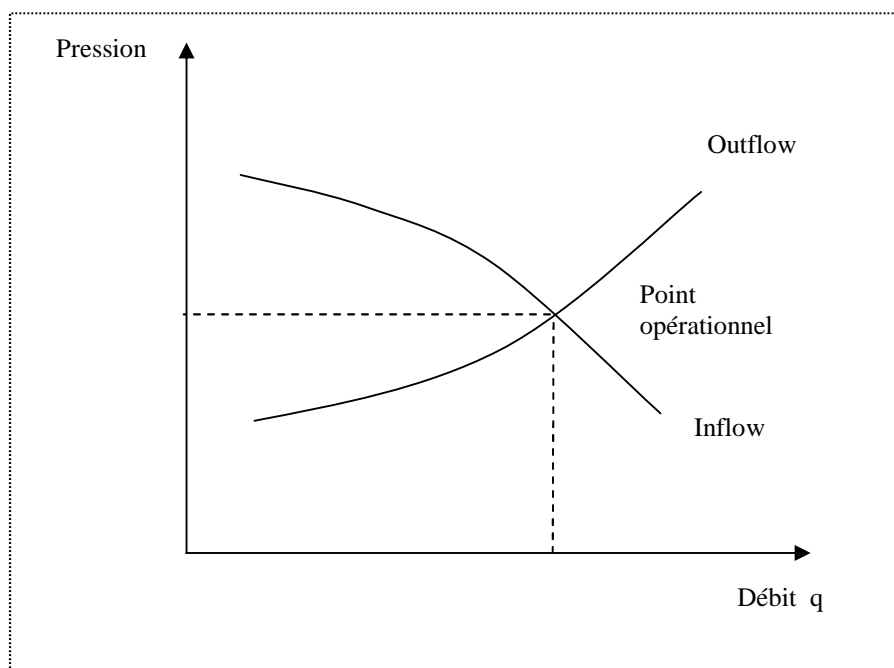


Figure 3 : Les courbes de performance

VII Etude de performance du système réservoir- puits (application de l'analyse nodale)

Le calcul du potentiel (ou délivrance) ne peut pas être fait directement, donc il faut utiliser une technique d'analyse nodale pour déterminer le point opérationnel, par lequel les pressions au nœud (fond du puits) sont calculées, pour une gamme de débit, en amont à partir de la pression de réservoir et en aval à partir de la pression de tête.

VII.1 Méthodologie

Pour construire les courbes de performance afin de trouver le point opérationnel qui nous donne le potentiel de puits, nous avons choisi le fond du puits comme nœud ce qui nous permet de diviser le système de production en deux segments (le réservoir et le tubing).

On peut écrire les équations suivantes :

$$\text{Equation de l'inflow} \quad P_r - \Delta P_r = P_{wf}$$

$$\text{Equation de l'outflow} \quad P_{wh} + \Delta P_{tubing} = P_{wf}$$

Pour étudier le comportement du puits, nous avons suivi les étapes suivantes :

1. Les données utilisées
2. Choix des corrélations
 - pour les propriétés des fluides
 - dans le réservoir
 - dans le tubing
3. Construction des courbes de performance
4. Etude de sensibilité sur la pression de tête.

VII.2 Données utilisées

- **données générales :** Le tableau 1 regroupe des données générales qui sont utilisées dans les calculs.

Densité de l'huile (g/cm³)	0.8	Pression de bulle (kg/cm²)	311.11
Densité du gaz (g/cm³)	0.67	Température de réservoir (°C)	90
Salinité de l'eau (g/l)	310	Température de surface (°C)	35
CO₂ H₂S (%) N₂	0.1012 0.0400 2.3040	Type de liaison couche-trou	Trou ouvert

Tableau 1 : Données générales sur l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

- **données de complétions et perforations.**
- **données de test de production :** nous avons utilisé les données du dernier test de production de chaque puits.

VII.3 Choix des corrélations

Le calcul des pertes de charge dans le système de production est très compliqué, donc on utilise des corrélations qui calculent les pertes de charge dans le réservoir et dans le tubing.

La première étape est de choisir les corrélations qui répondent au type d'écoulement et aux caractéristiques du fluide dans le puits.

- **Les propriétés des fluides**

Les propriétés des fluides peuvent être définies soit au moyen de mesures de laboratoire, soit par application des lois empiriques.

Les corrélations utilisées et leurs conditions d'application sont portées dans le tableau 2.

Propriétés des fluides	Corrélation	Conditions d'utilisation
Viscosité d'huile sous saturée	Vasquez et Beggs	Pression de bulle entre 3 et 369 kg/cm ² Température de réservoir entre 21 et 146°C Gravité A.P.I. entre 16 et 58 °A.P.I
Viscosité de gaz	Lee et al	Pression entre 7 et 562 kg/cm ² Température entre 38 et 170 °C
GOR de dissolution R _s	Lasater	Température de réservoir entre 28 et 133°C Gravité A.P.I. entre 17.9 et 51.1 °A.P.I.
Facteur volumétrique de formation d'huile	Vasquez et Beggs	Pression de bulle entre 3 et 369 kg/cm ² Température de réservoir entre 21 et 146°C Gravité A.P.I. entre 16 et 58 °A.P.I

Tableau 2 : Les principales corrélations pour les propriétés des fluides

- **Le réservoir**

Dans le réservoir, nous avons utilisé la corrélation de Vogel car nous avons une pression de réservoir (ordre de 180 kg/cm²) qui est toujours inférieure à la pression de bulle (311.11 kg/cm²).

- **Le tubing**

Dans le tubing, le choix de la corrélation se fait à partir des données du test de puits, on compare la perte de charge mesurée ($P_{wh} - P_{wf}(\text{mesurée})$) avec la perte de charge calculée

($P_{wh} - P_{wf}$ (calculée)) par chaque corrélation, on utilise la corrélation qui donne la valeur la plus proche de la valeur mesurée.

Quatre corrélations ont été retenues et qui sont :

- Poettman et Carpenter (Poett Carp)
- Fancher et Brown (Fanch Brn)
- Hagedorn et Brown (Hadgn Brn)
- Orkiszewski (Orkis).

VII.4 Construction des courbes de performance

Après la détermination des corrélations de perte de charge que nous utilisons pour chaque puits, nous étudions le système réservoir-puits. Le fond du puits est choisi comme nœud, nous construisons les courbes de performance suivantes:

- La courbe de l'IPR (Inflow Performance Relationship) qui donne l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le réservoir.
- La courbe de l'outflow qui donne l'évolution de la pression de fond en fonction du débit à travers le tubing.

Le point d'intersection des deux courbes donne le point de fonctionnement du puits (point opérationnel).

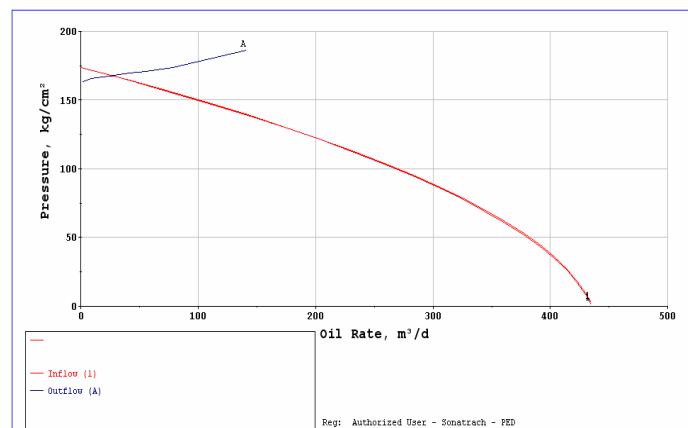


Figure 4 : Courbes de performance

Les potentiels des puits et les corrélations utilisées sont portés dans les tableaux 3 et 4.

Puits	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_{wf} (Kg/cm ²)	P_r (Kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	IP (m ³ /j)/Kg/cm ²)	Corrélation
HR152	35,65	168,55	183	58,46	4,04	Poettman et Carpenter
HR166	105,78	166,69	173,5	93,44	13,72	Poettman et Carpenter
HR168	90,55	123,41	164	38,52	0,95	Fancher et Brown
HR199	120,90	172,19	184	19,38	1,64	Poettman et Carpenter
HR209	39,55	99,09	184	12,87	0,15	Orkiszewski
HRE103	108,60	178,3	183	24,11	5,13	Orkiszewski
HRE104	102,60	150,63	171	40,70	2,00	Fancher et Brown
HRE106	126,52	163,31	177	24,75	1,81	Fancher et Brown
HRE107	116,36	154,27	183	16,89	0,59	Fancher et Brown
HRE108	124,41	179,91	184	27,76	6,79	Fancher et Brown
HRE109	121,25	167,69	173,5	25,90	4,46	Fancher et Brown
HRE111	26,90	45,17	168	21,70	0,17	Fancher et Brown

Tableau 3 : Potentiels des puits de CTH1

Puits	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_{wf} (Kg/cm ²)	P_r (Kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	IP (m ³ /j)/Kg/cm ²)	Corrélation
HR170	102,97	158,23	173	34,3	2,32	Poettman et Carpenter
HR189	79,77	147,15	193	108,8 2	2,37	Poettman et Carpenter
HRE403	59,17	136,61	174	61	1,63	Fancher et Brown
HRE406	99,95	148,57	173	15,8	0,65	Poettman et Carpenter
HRE407	36,53	90,38	180	24,8	0,28	Fancher et Brown
HRE408	35,05	104,57	184	40	0,50	Poettman et Carpenter
HRZ002	139,46	180,60	194	55,68	4,16	Fancher et Brown

Tableau 4 : Potentiels des puits de CTH4

VII.5 Détermination du débit en fonction de la pression de tête du puits

Dans cette étape on fait une étude de sensibilité afin de trouver le débit en fonction de la pression de tête pour chaque puits, on donne plusieurs valeurs de cette dernière et on détermine le débit qui correspond à ce paramètre.

Pour différents paliers de la pression de tête, nous déterminons le débit d'huile correspondant, ces points permettent de construire la courbe de performance (well head performance) de chaque puits (voir figure 5).

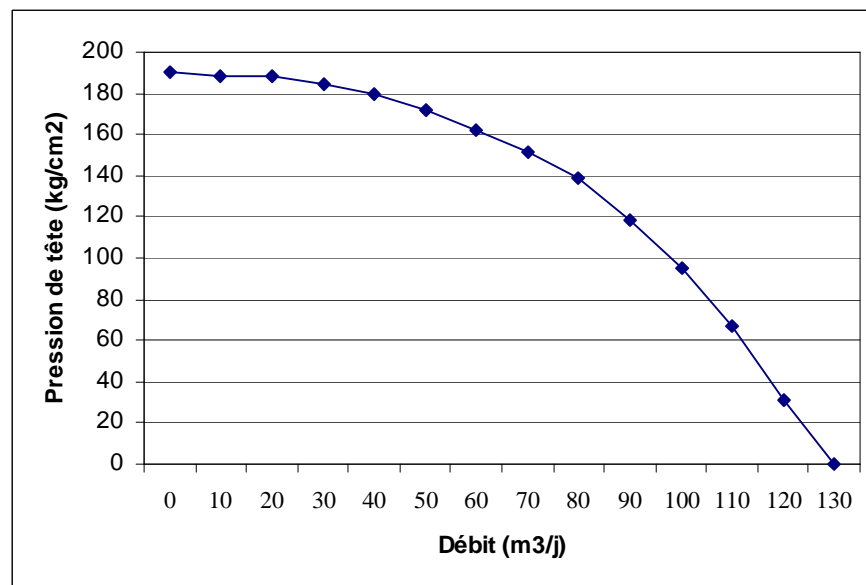


Figure 5 : Courbe de performance de tête de puits (well head performance)

VIII Optimisation du réseau de surface

Durant la vie du champ, les installations de surface ont besoin d'être conçues, maintenues et changées pour faire face à l'évolution des caractéristiques de l'effluent des puits notamment le GOR et le Wcut.

Dans le cas de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel, le réseau de collecte a besoin d'être redimensionné pour l'exploiter d'une manière optimale.

VIII.1 Méthodologie

Un modèle du système (réservoir-puits) pour chaque puits producteur est élaboré au niveau du chapitre précédent. L'objectif de ce modèle est de trouver la relation entre le débit et la pression de tête qui est représentée par la courbe de performance de tête de puits (well head performance). Cette courbe est utilisée pour calculer le débit dans le réseau de surface à partir de

la pression de tête car la tête de puits est le point commun entre le système (réservoir-puits) et le réseau de surface.

Dans le but de construire un modèle de tout le système de production, il nous reste à modéliser le réseau de surface pour avoir un modèle représentatif de l'état actuel du réseau existant, ce qui nous permet de faire des scénarios par le logiciel ReO sur le dimensionnement du réseau de collecte afin de maximiser la récupération d'huile en tenant compte des contraintes de celui-ci.

Pour obtenir un modèle du réseau de surface, on cale les valeurs de débit et des pressions (pression de tête, pression de ligne) calculées par le logiciel sur les valeurs mesurées. Le calage consiste à trouver les valeurs de débit et des pressions calculées les plus proches de celles mesurées.

Après la construction du modèle de système de production, nous déterminons les goulots d'étranglement sur le réseau qui sont caractérisées par une pression élevée au niveau de manifold et une grande perte de charge dans les lignes de collecte.

Afin de résoudre ce problème, nous réalisons plusieurs scénarios à l'aide du logiciel ReO pour redimensionner le réseau de collecte et par conséquent maximiser la production d'huile. Nous allons détailler les différentes étapes de la démarche générale pour l'optimisation du réseau de surface, c'est-à-dire la modélisation, le calage et la simulation.

VIII.2 La modélisation

Les équipements utilisés pour construire les deux réseaux sont :

Tête de puits - Valve de blocage - Duse - Ligne de collecte - Jonction - Séparateur - Sink.

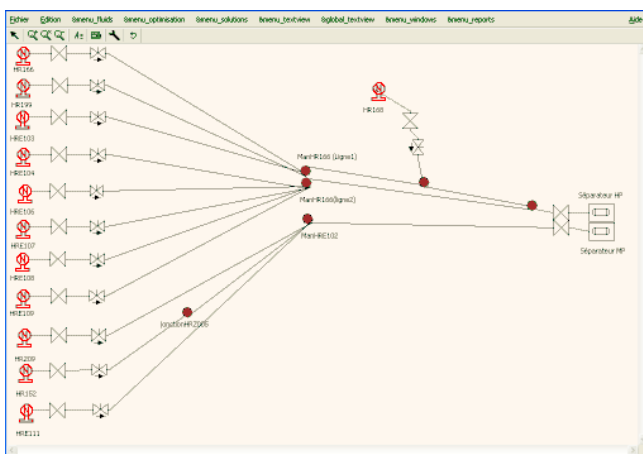


Figure 6 : Réseau de surface de CTH1

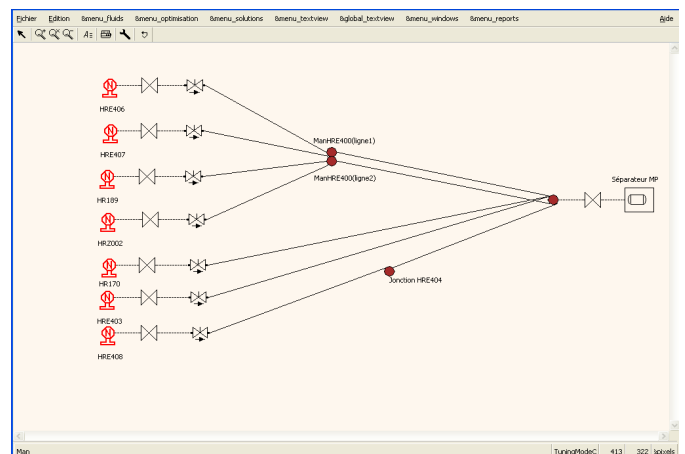


Figure 7 : Réseau de surface de CTH4

▪ **Modèle de fluide**

Modèle de produit noir (black oil) : Le fluide est modelé en utilisant des corrélations qui déterminent ses propriétés : le GOR de dissolution (R_S), la pression de bulle (P_b), le facteur volumétrique de formation (B_o), la viscosité d'huile et de gaz (μ_o et μ_g) dans les différentes conditions de pression et de température.

VIII.3 Le calage

L'objectif du calage consiste à ajuster les valeurs de débit et des pressions calculées avec les valeurs mesurées, afin de trouver un modèle de base qui représente l'état actuel du réseau de surface.

Nous avons pris comme hypothèse que l'erreur admissible entre la valeur mesurée et la valeur calculée ne doit pas dépasser 10 % :

$$\text{Erreur} = \left| \frac{P_{whm} - P_{whc}}{P_{whm}} \right| \leq 10 \% \quad \text{Erreur} = \left| \frac{q_{om} - q_{oc}}{q_{om}} \right| \leq 10 \% \quad \text{Erreur} = \left| \frac{P_{lm} - P_{lc}}{P_{lm}} \right| \leq 10 \%$$

Le calage se fait en déterminant :

- la corrélation de perte de charge à travers la duse
- la corrélation de perte de charge à travers les lignes de collecte.

Pour caler la pression de tête et le débit, il faut déterminer la corrélation de perte de charge à travers la duse qui donne les valeurs de pression de tête et de débit les plus proches des valeurs mesurées. Les corrélations utilisées sont portées dans le tableau 5.

Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation	Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation
HR152	38	Baxendall	HRE109	20	Baxendall
HR166	32	Sachdeva	HRE111	20	Baxendall
HR168	26	Sachdeva	HR170	30	Sachdeva
HR199	24	Sachdeva	HR189	44	Sachdeva
HR209	36	Sachdeva	HRE403	18	Sachdeva
HRE103	22	Gilbert	HRE406	20	Sachdeva
HRE104	22	Baxendall	HRE407	20	Sachdeva
HRE106	20	Sachdeva	HRE408	24	Ros
HRE107	24	Sachdeva	HRZ002	30	Gilbert
HRE108	20	Sachdeva			

Tableau 5 : Corrélations de perte de charge à travers la duse

La corrélation que nous avons utilisé pour caler les pressions de ligne est la corrélation de Dukler-Eaton-Flanigan. Cette corrélation a donné de bons résultats dans toutes les lignes de collecte en la comparant avec les autres corrélations.

VIII.4 La simulation

La simulation d'un réseau de collecte d'hydrocarbures entraîne le calcul d'une série de variables qui permettent de définir le système et qui constituent une réponse à chaque hypothèse de travail que l'on fait. Ce calcul est notamment celui des pertes de charge dans les conduites.

En se basant sur le modèle obtenu qui représente l'état actuel des réseaux existants de CTH1 et CTH4, plusieurs scénarios ont été réalisés afin de mettre en évidence la configuration optimale.

Pour cela les changements suivants ont été effectués sur les réseaux existants :

- Changement sur les diamètres des lignes de collecte
- Changement sur le raccordement des lignes au niveau du manifold
- Changement sur le nombre de lignes entre le manifold et le séparateur.

Réseau de CTH1

Le manifold ManHR166 est relié par deux lignes de 8" au séparateur de haute pression, on remarque que :

la pression au niveau du manifold est élevée (28 kg/cm^2) ce qui engendre une augmentation de pression dans les lignes de collecte.

Pour le manifold ManHRE102, le rapport P_l/P_{wh} dans les lignes reliées à ce manifold est relativement grand, On citera les puits : HR152, HR209 et HRE111.

Puits	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	Puits reliés	Ligne de manifold
HRE104	102,30	28,42	39,9	0,28	HR166	ligne (1) 8" ManHR166
HR166	105,65	28,62	91	0,27	HR168	
HR152	35,07	17,58	58,3	0,50	HR199	
HRE111	28,02	11,92	20,8	0,43	HRE103	ligne (2) 8" ManHR166
HR168	90,73	27,60	37,7	0,30	HRE104	
HR199	120,82	36,00	19,8	0,30	HRE106	
HRE103	109,11	30,27	23,5	0,28	HRE107	
HRE106	128,94	31,50	24,6	0,24	HRE108	
HRE107	117,64	28,90	15,5	0,25	HRE109	ligne 8" ManHRE102
HRE108	128,15	29,81	28,2	0,23	HR152	
HRE109	125,80	30,85	25,9	0,25	HR209	
HR209	38,31	20,35	12,2	0,53	HRE111	

Tableau 6 : Paramètres du réseau de CTH1 existant

La démarche que nous allons suivre élaborée par plusieurs scénarios consiste à :

1- baisser la pression de manifold de telle sorte que le gradient de pression dans les lignes sortant du manifold soit inférieur à 1kg/cm²/km pour résoudre le problème d'étranglement.

2- diminuer les pressions de ligne tel que le rapport P_1/P_{wh} soit inférieur à la constante qui définit le régime critique, c'est-à-dire que le régime d'écoulement passe du régime non critique au régime critique d'où l'indépendance du réseau et l'augmentation de la production.

▪ **Scénario 1** (changement de raccordement)

Nous avons classé les puits reliés au manifold ManHR166 selon le GOR. Les puits à faible GOR sont reliés à la première ligne du manifold et les puits à fort GOR sont reliés à la deuxième ligne.

▪ **Scénario 2** (changement de raccordement)

Nous avons classé les puits selon le W_{cut} , et nous avons relié ces derniers de la manière suivante :

- les puits qui ont un W_{cut} inférieur à 18% à la première ligne
- les puits qui ont un W_{cut} supérieur à 18% à la deuxième ligne.

- **Scénario 3** (changement de nombre des lignes)

Dans ce scénario nous avons posé les séparateurs à coté du manifold ManHR166, car nous avons remarqué que la position des séparateurs par rapport aux deux manifolds est très loin (13 km par rapport au manifold ManHR166 et 8 km par rapport au manifold ManHRE102).

- **Scénario 4** (changement de nombre des lignes et changement de diamètres)

Nous avons ajouté une ligne de 12" pour le manifold Man HR166, puis nous avons classé les puits reliés à ce dernier selon le GOR.

La ligne entre le manifold ManHRE102 et le séparateur a été remplacée par une ligne de 12" pour minimiser la perte de charge dans les lignes des puits HR152, HR209 et HRE111 (minimiser le rapport P_1/P_{wh}).

- **Scénario 5** (changement de diamètres des lignes et changement de raccordement)

Nous avons changé les lignes des puits HR152, HR209 et HRE111 par des lignes de 6" et nous avons raccordé pour chaque ligne du manifold ManHR166 un puits à fort GOR.

Puits	Réseau existant			Réseau modifié					
	q_o (m^3/j)	P_{wh} (kg/cm^2)	P_1 (kg/cm^2)	Scénario 1			Scénario 2		
				q_o (m^3/j)	P_{wh} (kg/cm^2)	P_1 (kg/cm^2)	q_o (m^3/j)	P_{wh} (kg/cm^2)	P_1 (kg/cm^2)
HRE104	39,9	102,30	28,42	39,9	102,30	26,52	39,9	102,30	13,91
HR166	91	105,65	28,62	91	105,65	25,92	91	105,65	32,92
HR152	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58
HRE111	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92
HR168	37,7	90,73	27,60	37,7	90,73	25,69	37,7	90,73	30,79
HR199	19,8	120,82	36,00	19,8	120,82	34,20	19,8	120,82	45,52
HRE103	23,5	109,11	30,27	23,5	109,11	15,62	23,5	109,11	33,03
HRE106	24,6	128,94	31,50	24,6	128,94	29,87	24,6	128,94	36,14
HRE107	15,5	117,64	28,90	15,5	117,64	17,34	15,5	117,64	15,69
HRE108	28,2	128,15	29,81	28,2	128,15	28,07	28,2	128,15	17,10
HRE109	25,9	125,80	30,85	25,9	125,80	20,21	25,9	125,80	18,79
HR209	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35

Tableau 7 : Résultats de la simulation

Puits	Scénario 3			Scénario 4			Scénario 5		
	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_1 (Kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_1 (Kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (Kg/cm ²)	P_1 (Kg/cm ²)
HRE104	39,9	102,30	11,22	39,9	102,30	21,93	39,9	102,30	24,11
HR166	91	105,65	10,84	91	105,65	17,88	91	105,65	19,60
HR152	58,3	35,07	15,17	58,3	35,07	15,43	58,3	35,07	11,26
HRE111	20,8	28,02	8,67	20,8	28,02	9,04	20,8	28,02	9,05
HR168	37,7	90,73	15,71	37,7	90,73	20,02	37,7	90,73	19,08
HR199	19,8	120,82	32,13	19,8	120,82	33,31	19,8	120,82	22,49
HRE103	23,5	109,11	11,21	23,5	109,11	13,92	23,5	109,11	24,11
HRE106	24,6	128,94	17,94	24,6	128,94	26,29	24,6	128,94	28,16
HRE107	15,5	117,64	13,42	15,5	117,64	15,80	15,5	117,64	21,48
HRE108	28,2	128,15	15,03	28,2	128,15	20,68	28,2	128,15	22,56
HRE109	25,9	125,80	16,90	25,9	125,80	25,50	25,9	125,80	23,90
HR209	12,2	38,31	18,29	12,2	38,31	18,52	12,2	38,31	8,95

Tableau 8 : Résultats de la simulation

- Cinq scénarios ont été élaborés sur le réseau de CTH1 par des changements de raccordement, de diamètres et de nombre des lignes de collecte. Cependant, on constate que les pressions de tête et les débits restent inchangés.

Réseau de CTH4

Le manifold ManHRE400 est relié au séparateur par deux lignes (ligne (1) de 6" et ligne (2) de 8"), la pression au niveau du manifold est élevée (14 kg/cm² pour la première ligne et 19 kg/cm² pour la deuxième ligne).

Le rapport P_1/P_{wh} dans les lignes des puits HRE403 et HRE408 est relativement grand.

Puits	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_1/P_{wh}	Puits reliés	Ligne de manifold
HR170	100,56	19,673	34,3	0,20	HRE406	ligne (1) 6" ManHRE400
HR189	86,12	30,27	108,82	0,35	HRE407	
HRE403	59,96	17,521	61	0,29	HR189	ligne (2) 8" ManHRE400
HRE406	91,62	17,79	15,8	0,19	HRZ002	
HRE407	35,32	16,27	24,8	0,46	HR170	
HRE408	55,60	17,69	40	0,32	HRE403	
HRZ002	138,75	38,3	55,68	0,28	HRE408	

Tableau 9 : Paramètres du réseau de CTH4 existant

- **Scénario 1** (changement de diamètres des lignes)

Nous avons changé la ligne (1) et la ligne (2) du manifold par deux lignes de 8" et de 12" respectivement.

- **Scénario 2** (changement de diamètre des lignes)

Dans ce scénario, nous avons changé les lignes des puits HRE403 et HRE408 par des lignes de 6" pour diminuer la perte de charge et par conséquent diminuer le rapport P_l/P_{wh} .

Puits	Réseau existant			Réseau modifié					
	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_l (kg/cm ²)	Scénario 1			Scénario 2		
				q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_l (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_l (kg/cm ²)
HRE104	39,9	102,30	28,42	39,9	102,30	26,52	39,9	102,30	13,91
HR166	91	105,65	28,62	91	105,65	25,92	91	105,65	32,92
HR152	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58
HRE111	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92
HR168	37,7	90,73	27,60	37,7	90,73	25,69	37,7	90,73	30,79
HR199	19,8	120,82	36,00	19,8	120,82	34,20	19,8	120,82	45,52
HRE103	23,5	109,11	30,27	23,5	109,11	15,62	23,5	109,11	33,03
HRE106	24,6	128,94	31,50	24,6	128,94	29,87	24,6	128,94	36,14
HRE107	15,5	117,64	28,90	15,5	117,64	17,34	15,5	117,64	15,69
HRE108	28,2	128,15	29,81	28,2	128,15	28,07	28,2	128,15	17,10
HRE109	25,9	125,80	30,85	25,9	125,80	20,21	25,9	125,80	18,79
HR209	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35

Tableau 10 : Résultats de la simulation

- Comme pour le réseau de CTH1, les pressions de tête et les débits restent inchangés.

- **Interprétation des résultats**

Les pressions de ligne ont diminué dans toutes les lignes de collecte des deux réseaux mais les débits et les pressions de tête restent constants. Cela se justifie car le logiciel ReO utilise une constante de régime critique (P_l/P_{wh}) égale à 0.6, cette configuration considère que le régime dans toutes les lignes de collecte est critique, alors la diminution de la pression de ligne n'a pas une influence sur la pression de tête et donc sur le débit (voir figure).

En général, la constante du régime critique (P_l/P_{wh}) est égale à 0.5, mais chaque champ a ses paramètres qui lui sont associés.

Dans le cas de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel ce paramètre n'est pas déterminé, donc on ne peut pas calculer les nouvelles pressions de tête et les nouveaux débits, ce qui rend difficile le choix de la meilleure configuration des réseaux.

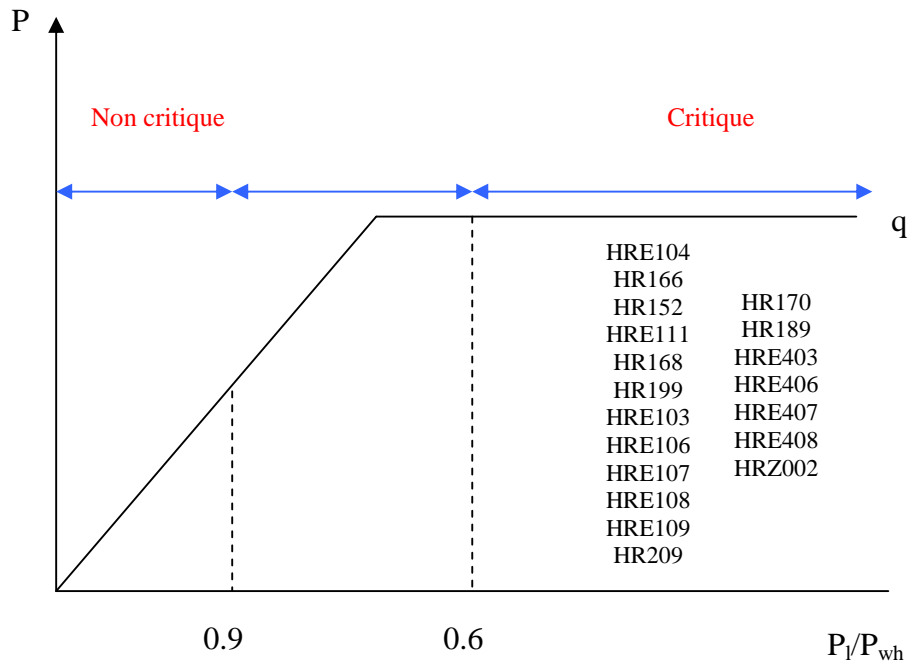


Figure 8 : Régimes d'écoulements à travers la duse (cas du logiciel ReO)

IX Conclusion

L'objet de notre étude était la recherche de la meilleure configuration du réseau de collecte apte à fournir, compte tenu des contraintes liées aux systèmes réservoir- puits, et puits – réseau de collecte, une récupération maximale de la production d'huile.

Afin de déterminer une solution optimale à toute cette complexité, nous avons divisé le système en deux sous-systèmes, le premier est celui de réservoir- puits et le deuxième est celui de puits – duse - réseau de collecte.

Pour le premier sous-système, il s'agissait de déterminer les potentiels des puits des réseaux de CTH1 et CTH4 et d'établir les courbes de performance, ceci afin d'examiner les différentes sensibilités de la pression de tête sur le modèle qui représente l'état des puits. L'objectif étant de construire les courbes de performance de tête de puits.

Pour le deuxième sous- système, nous avons indiqué la démarche à suivre pour son étude. La méthodologie consiste, dans un premier temps à reproduire le système réel du réseau de surface par la modélisation du réseau et le calage de débit et des pressions sur les dernières données de test de production. Puis, dans une seconde période, nous avons pratiqué sur ce

modèle des simulations permettant d'analyser l'évolution des paramètres (débit, pression de ligne et pression de tête) du système, autrement dit, nous avons examiné l'influence de la diminution des pressions de ligne sur la pression de tête et donc sur la production.

Nous avons retenu plusieurs situations possibles, correspondant à diverses hypothèses de diamètre des pipes et de partage de débits au niveau des collecteurs selon les paramètres des puits. Pour chacune de ces situations, il y avait une diminution de la pression de ligne, cependant, la pression de tête et le débit restaient fixes. Ceci se justifie par la valeur du rapport entre la pression de ligne et la pression de tête (P_l/P_{wh}), de 0.6, qui est fixé par le logiciel ReO.

Nous suggérons quelques propositions qui pourront aider à la meilleure exploitation de l'anneau d'huile :

- mesurer la pression de fond dynamique afin de retenir la corrélation qui reproduit au mieux le comportement du système réservoir- puits.
- réaliser des tests de sensibilité sur le diamètre de la duse pour les puits de l'anneau d'huile permettant de réduire les incertitudes en matière de :
 - corrélation pour le calcul des pertes de charges dans la duse ;
 - rapport entre la pression de ligne et la pression de tête définissant le régime critique.

Ces paramètres sont indispensables pour le choix de la meilleure configuration du réseau tout en tenant compte de la rentabilité de chaque scénario.

Ecole Nationale Polytechnique



Département de Génie Industriel

Projet de fin d'études

Thème

Contribution à l'optimisation du réseau de surface du gisement de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel



Proposé par :

Mr. D BENCHERIF

Etudié par :

Mr. CHEKOU Hakim

Mr. GHARBI Mustapha Amine

Dirigé par :

Mme. H BENCHERIF



Plan de travail

1. Présentation de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel
2. Problématique
3. L'analyse nodale
4. Étude de performance du système réservoir-puits
5. Optimisation du réseau de surface
6. Conclusions et recommandations



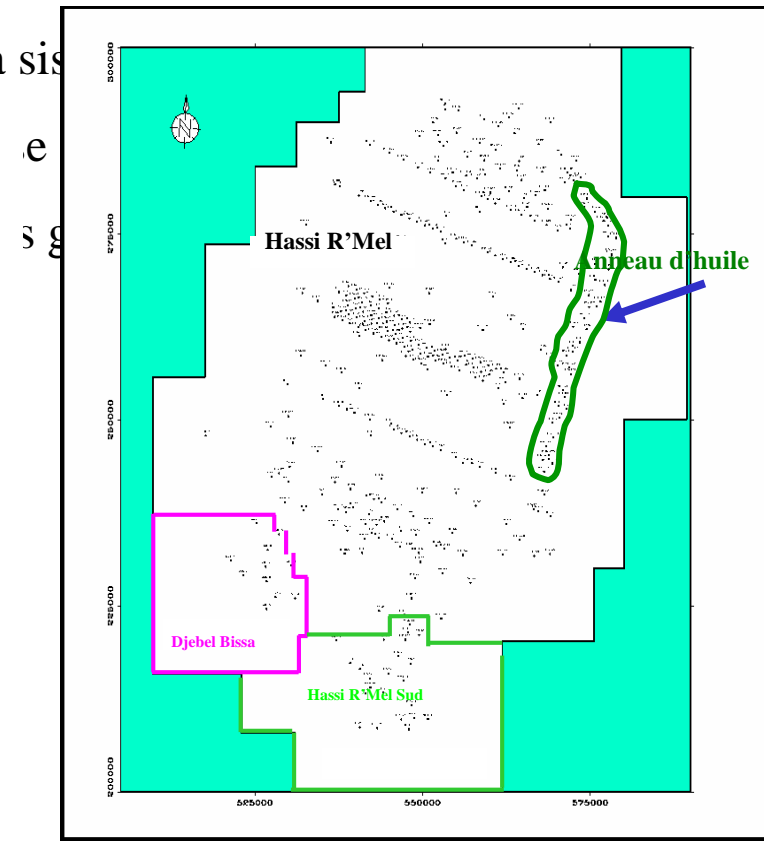
1. Présentation de l'anneau d'huile du champ de Hassi R'mel

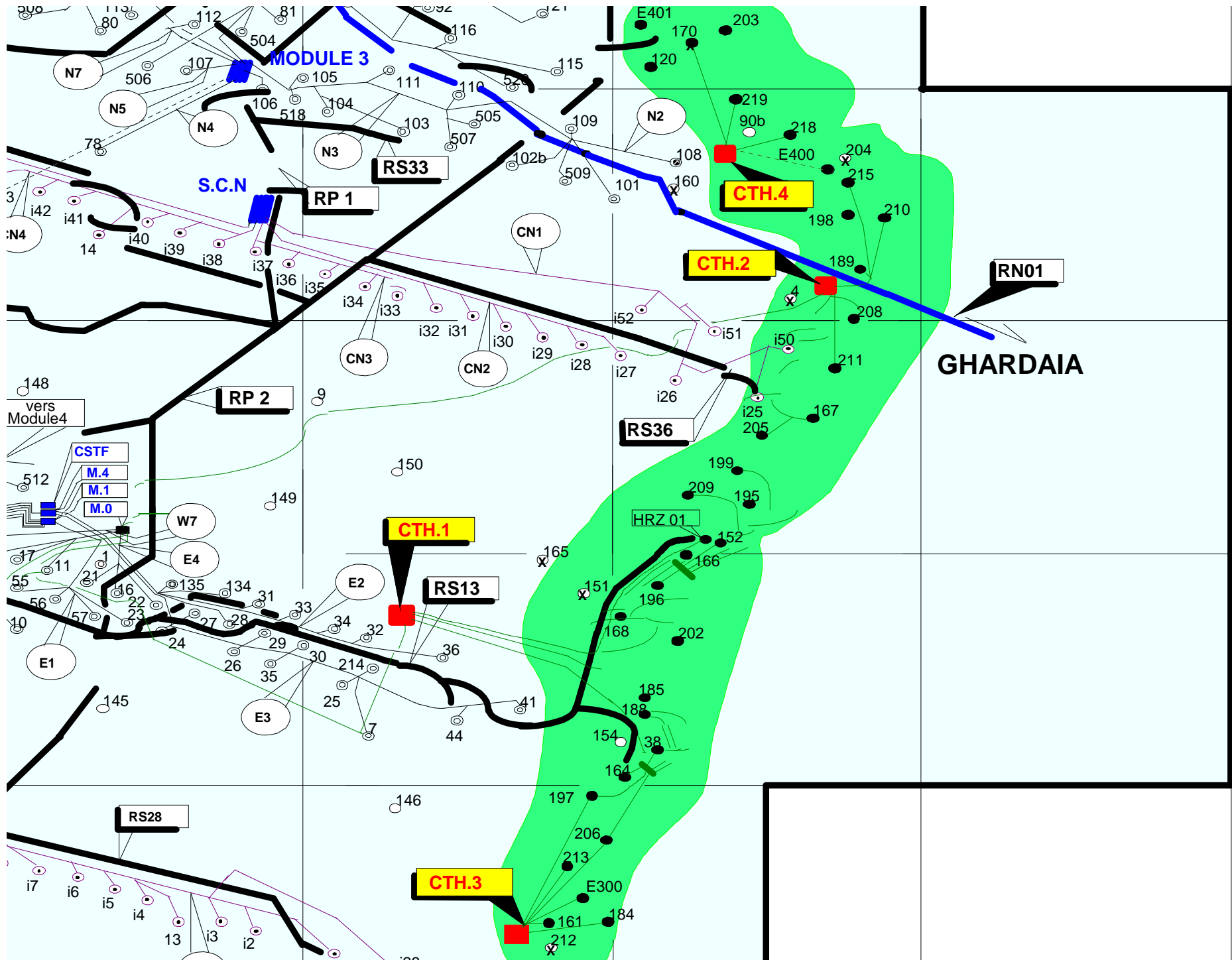
Le champ de Hassi R'mel a été reconnu par la s

L'anneau d'huile est découvert en 1979 par

le forage du puits HR038.

- Superficie : 240Km² (soit 60Km x 4Km)
- 70 puits dont 38 producteurs.

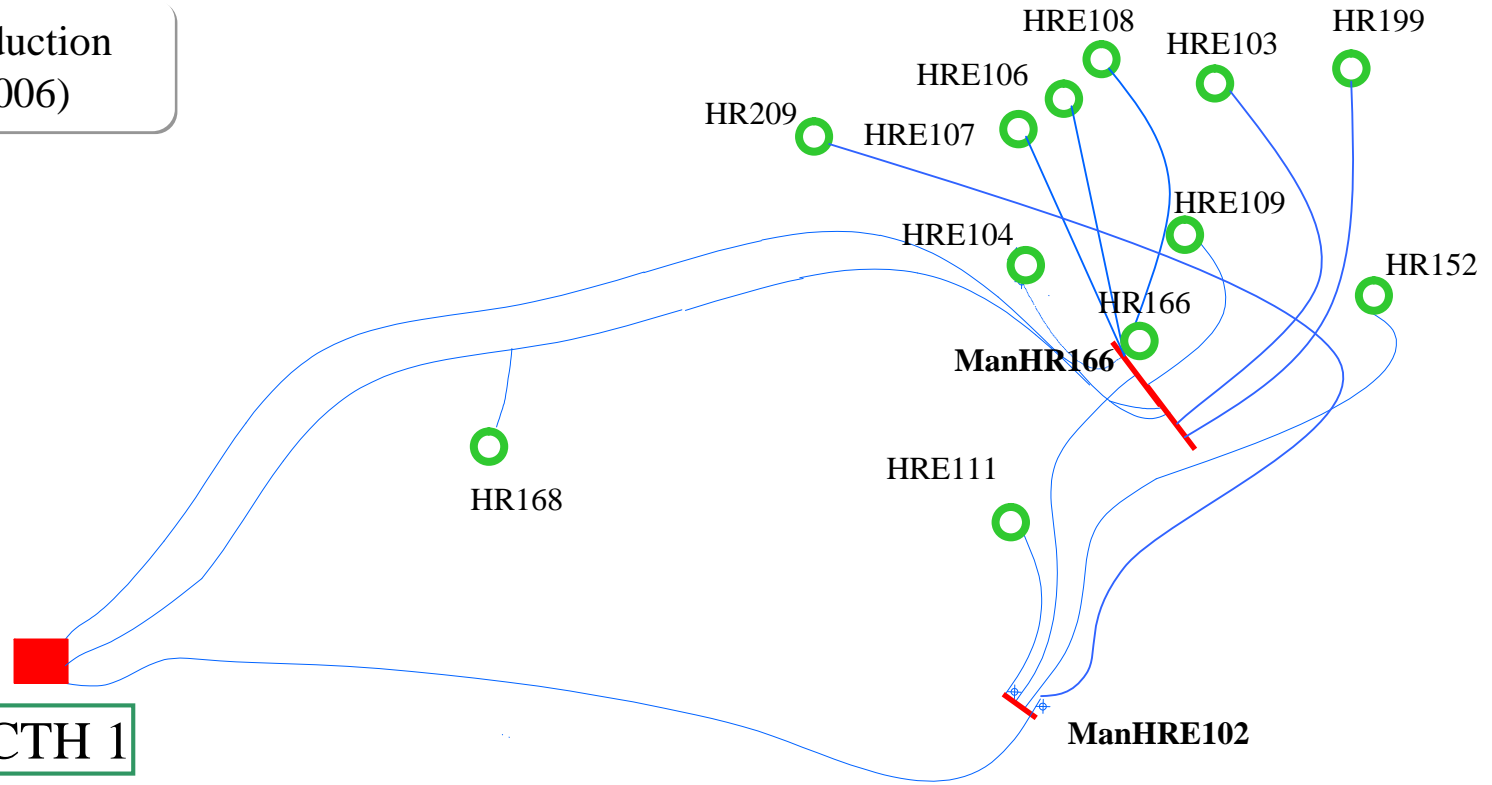




Puits en production
(Février 2006)

HR152
HR166
HR168
HR199
HR209
HRE103
HRE104
HRE106
HRE107
HRE108
HRE109
HRE111

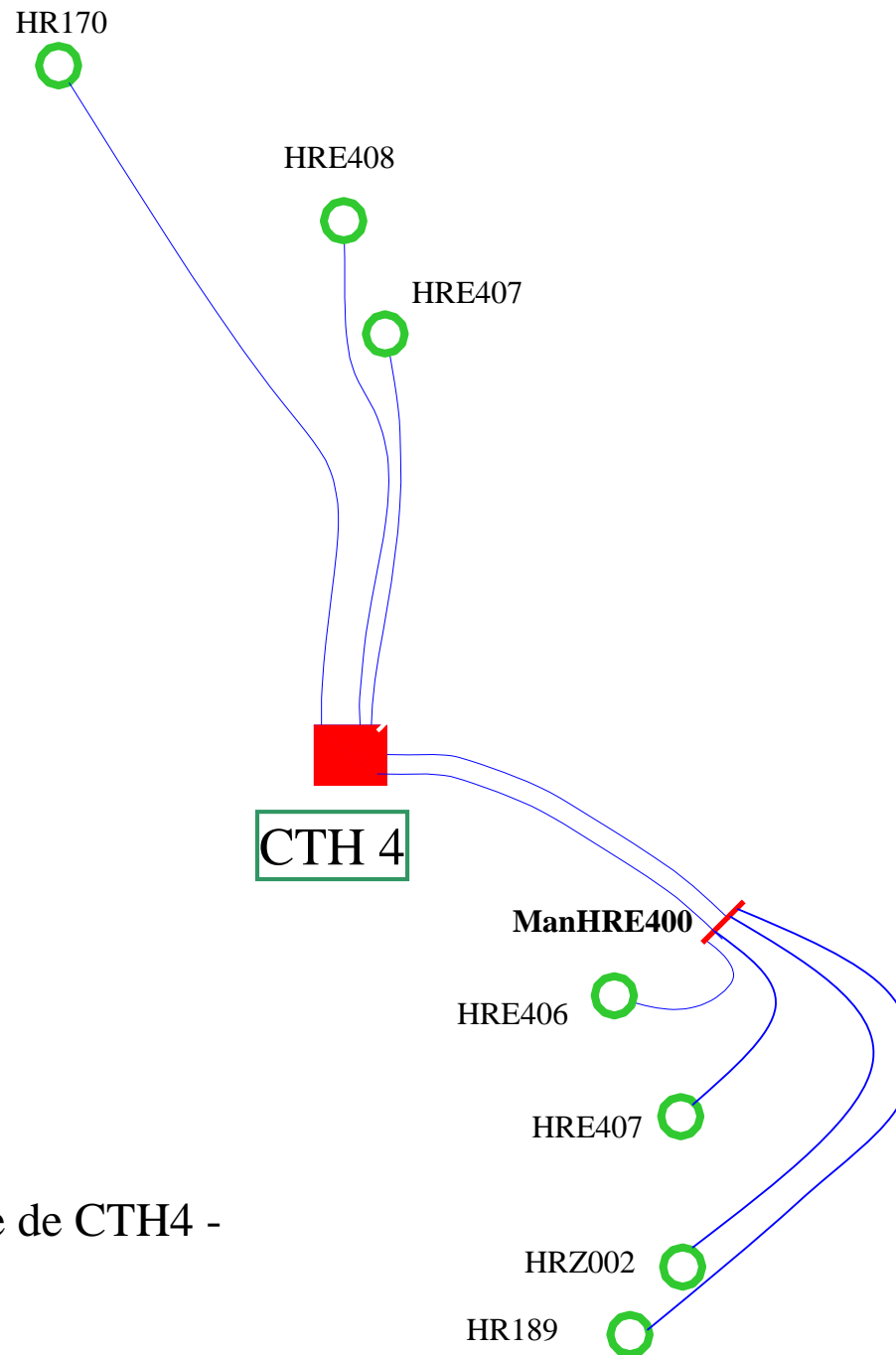
CTH 1



- Réseau de collecte de CTH1 -

Puits en production
(Février 2006)

HR170
HR189
HRE403
HRE406
HRE407
HRE408
HRZ002



- Réseau de collecte de CTH4 -



2. Problématique

Les problèmes liés au réseau de surface sont :

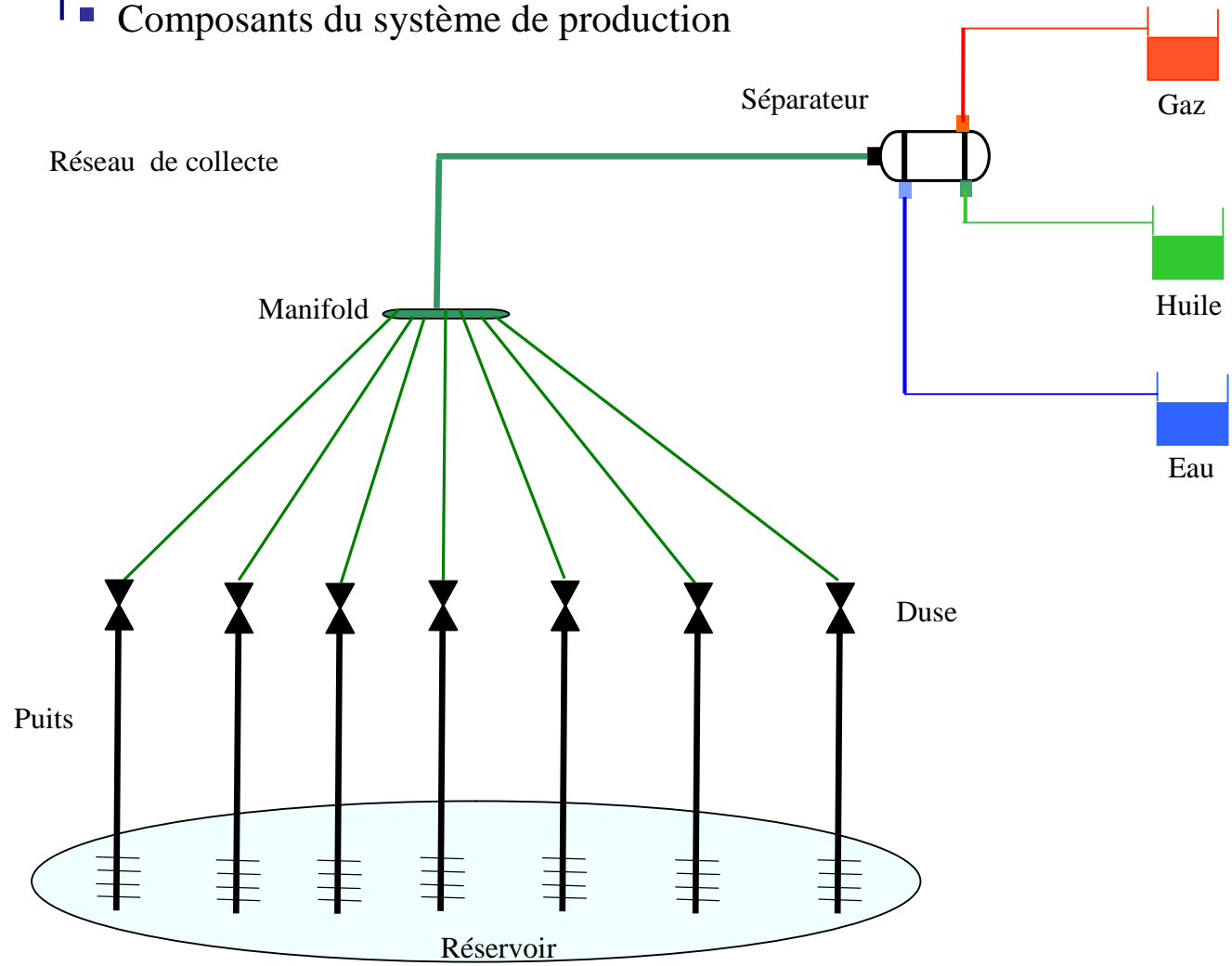
- Insuffisance de la capacité de transport de la production par le réseau de collecte actuel
- Augmentation du taux de production du gaz et de l'eau à l'intérieur des pipes
- Freinage de la production à cause des goulots d'étranglement.



3. L'analyse nodale

- Système de production

- Composants du système de production

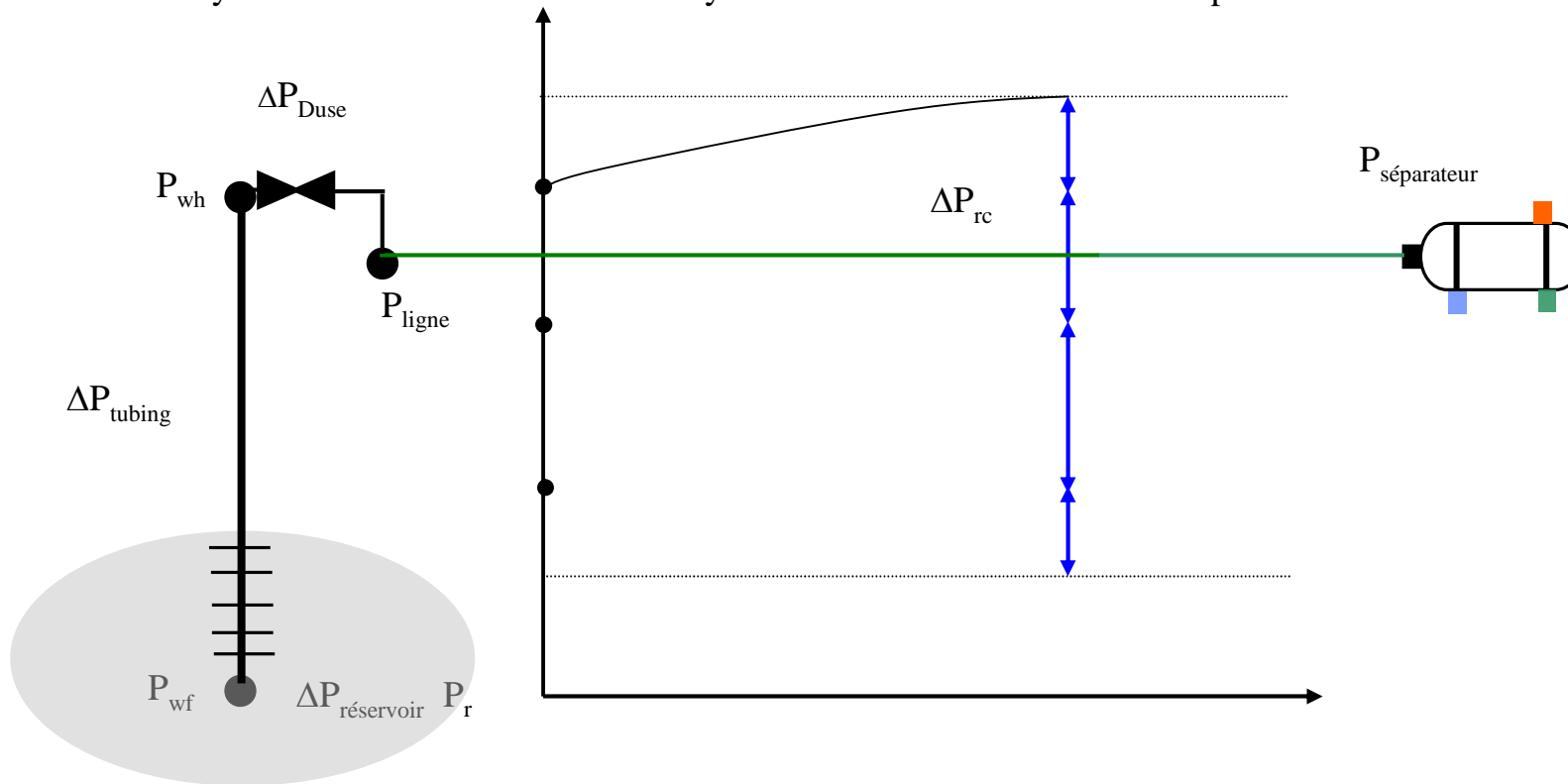




3. L'analyse nodale

- Principe

L'analyse nodale consiste à étudier le système entier en focalisant sur un point dans les séries de composants.



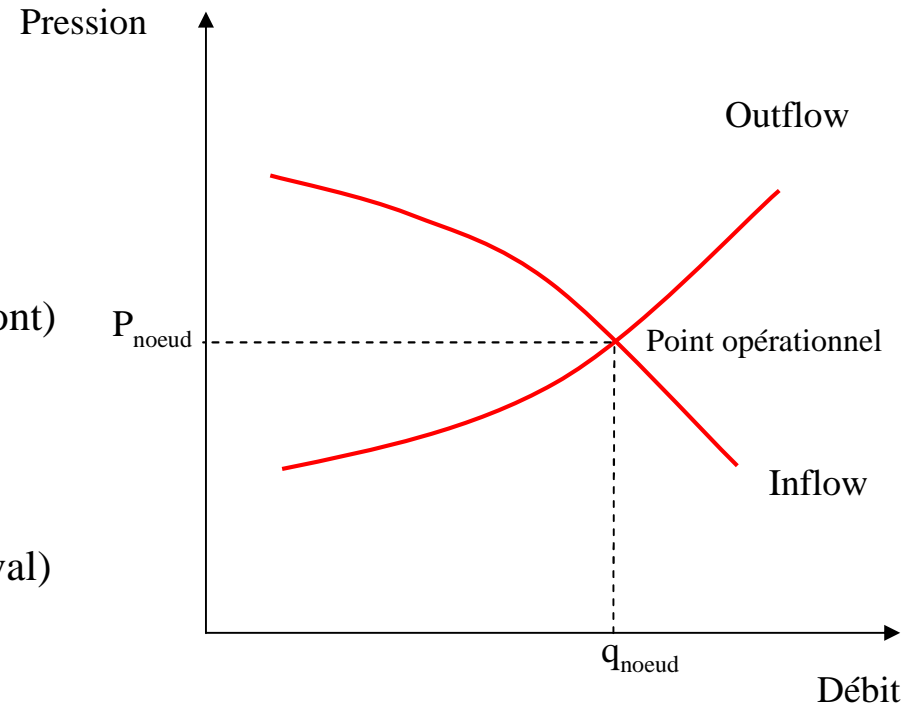


Équation de l'inflow

$$P_{\text{noeud}} = P_r - \Delta P \text{ (les composants en amont)}$$

Équation de l'outflow

$$P_{\text{noeud}} = P_{\text{sep}} + \Delta P \text{ (les composants en aval)}$$



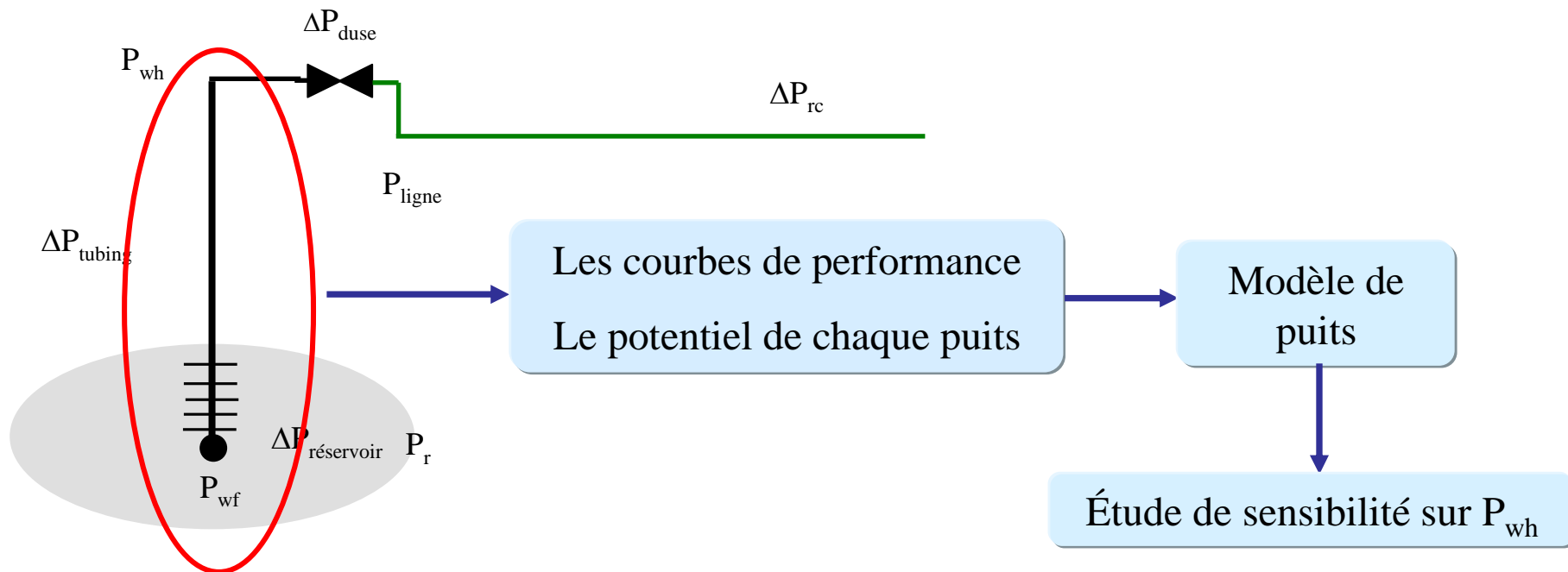
- Courbes de performance -

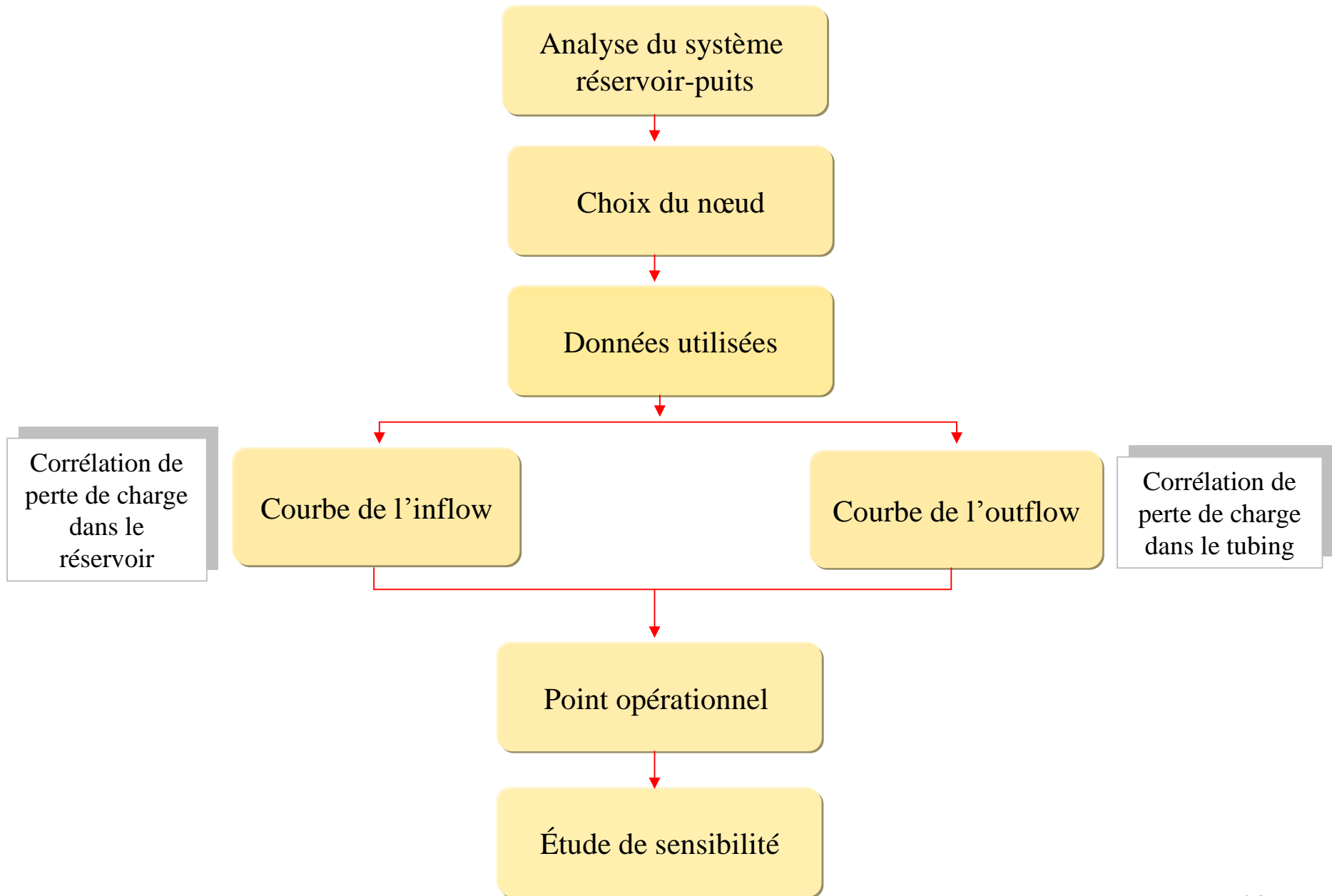


4. Étude de performance du système réservoir -puits

Il s'agit de diviser le système en deux sous-systèmes,

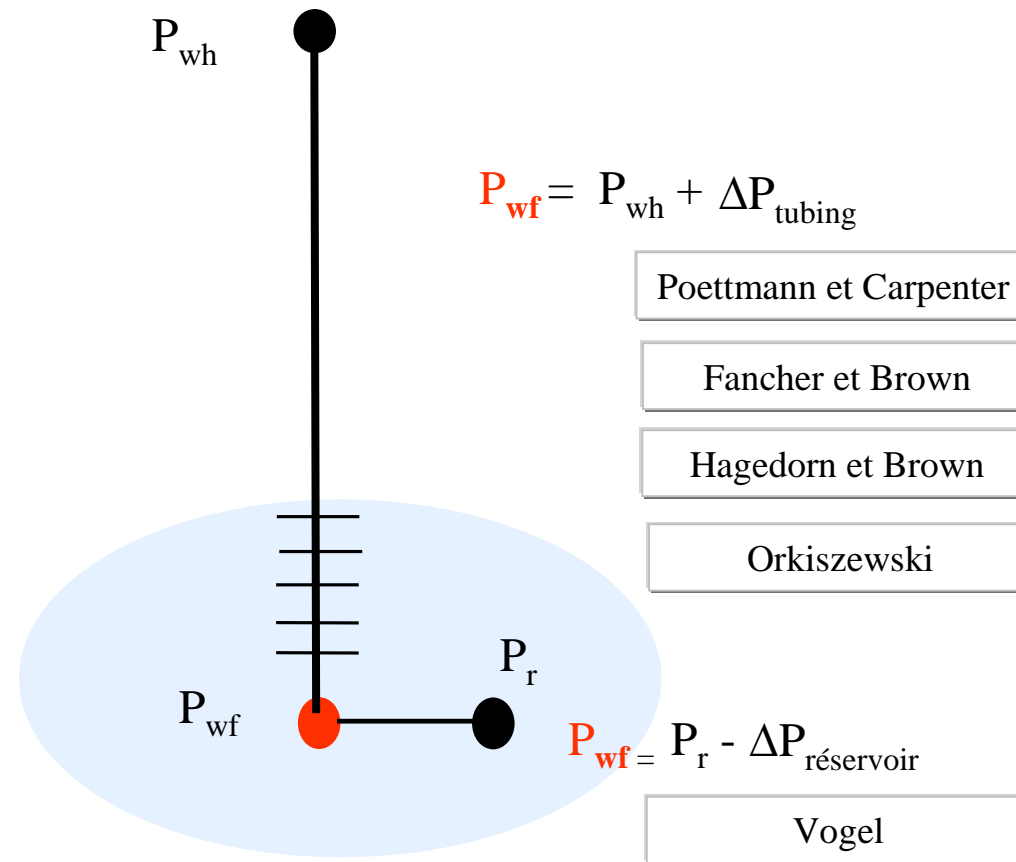
- Réservoir- puits
- Puits- duse- réseau de collecte.





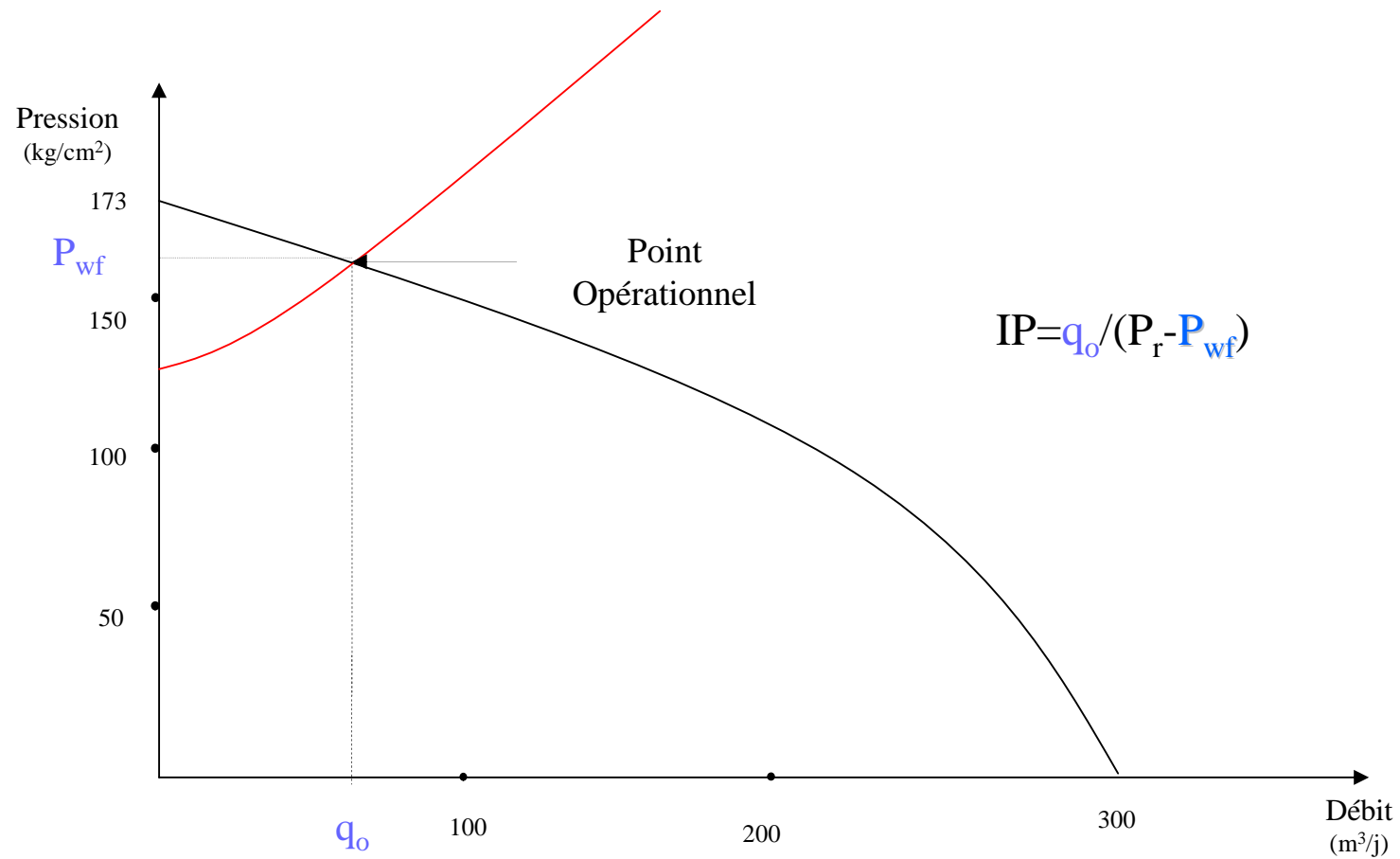


4. Étude de performance du système réservoir -puits





4. Étude de performance du système réservoir -puits





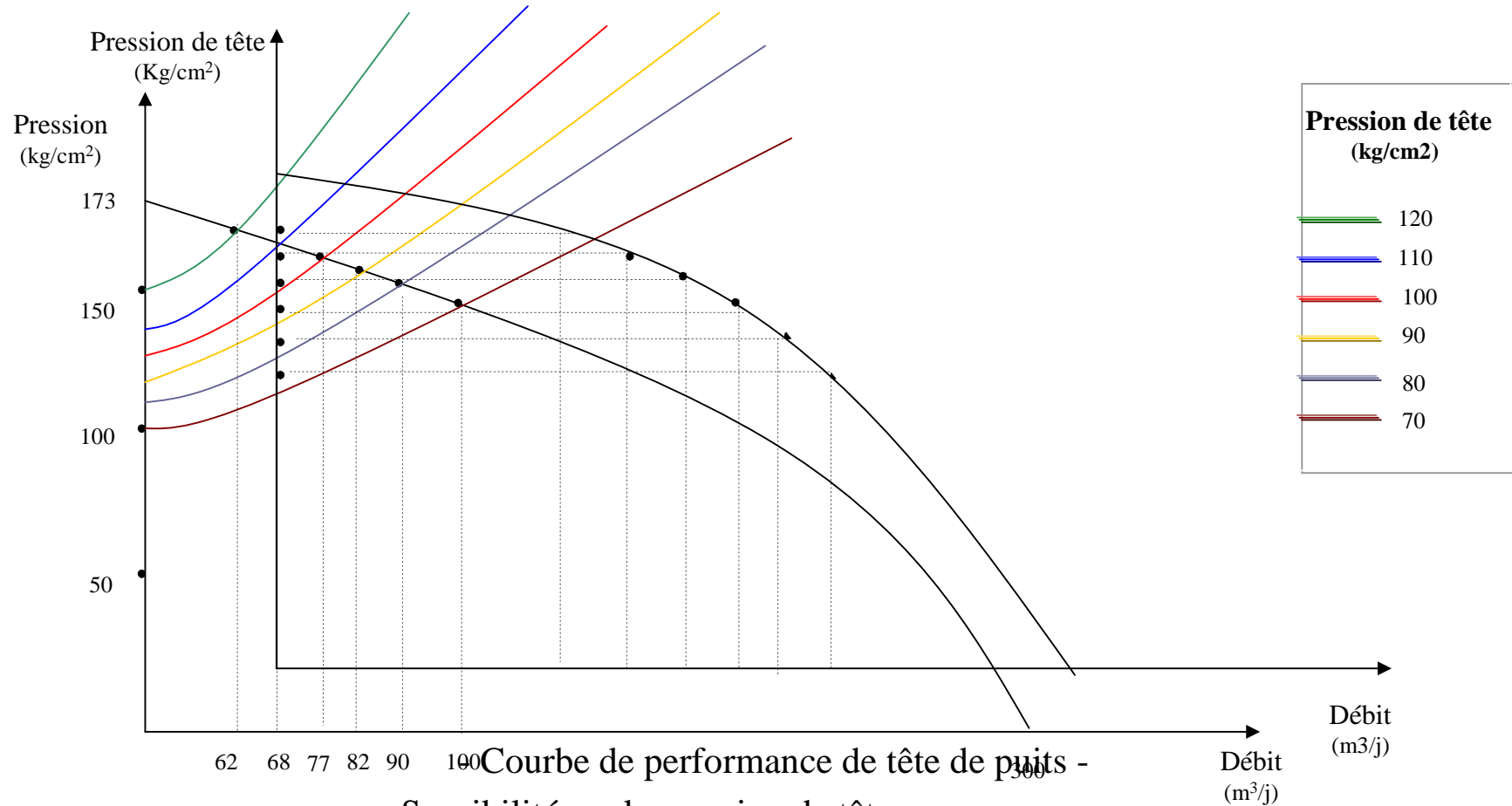
4. Étude de performance du système réservoir -puits

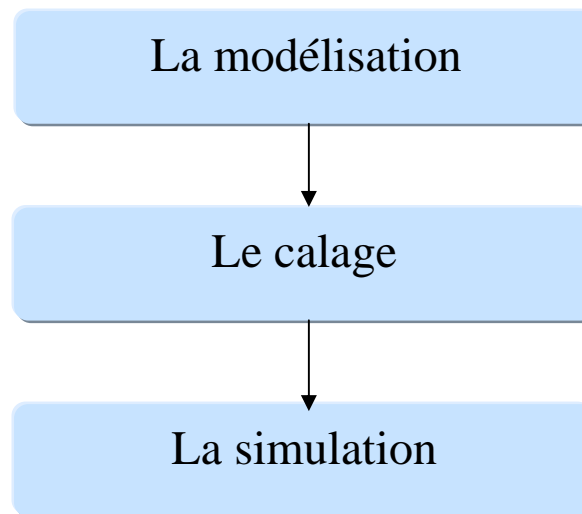
Objectif

Le but de construire les courbes de performance de tête de puits est de trouver le débit en fonction de la pression de tête [$q_o = f(P_{wh})$] des puits des réseaux de CTH1 et CTH4.



4. Étude de performance du système réservoir -puits







■ Construction du réseau de CTH1 et CTH4

1. Tête de puits : représenté par la courbe de performance $q = f(P_{wh})$,
2. Duse : diamètre,
3. Ligne de collecte : longueur; diamètre,
4. Jonction et manifold,
5. Séparateur,
6. Bac de stockage.

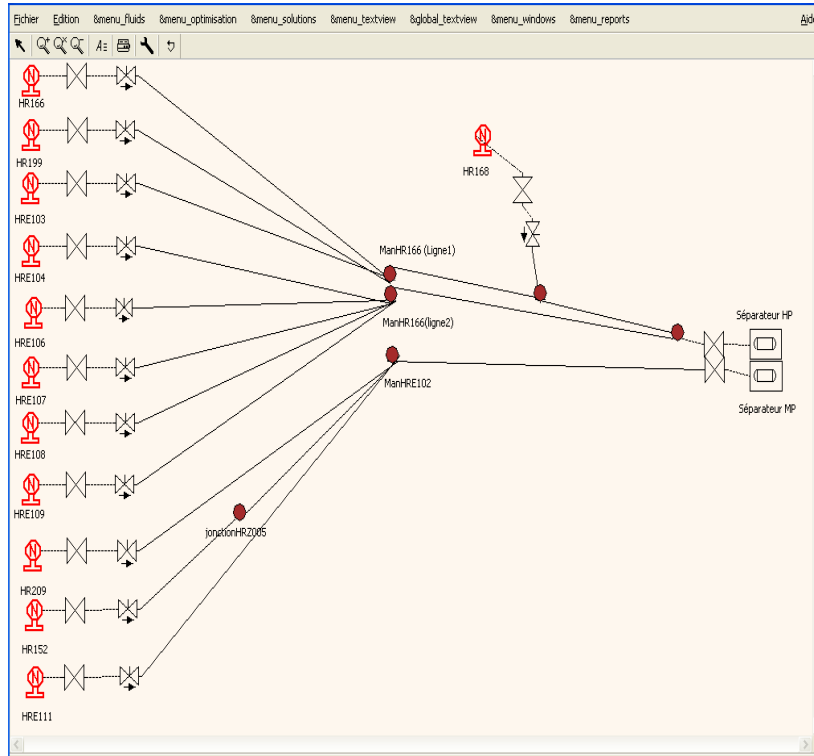
■ Modèle de fluide (Black oil)

1. Données de PVT (densité d'huile, densité de gaz)
2. Composition de fluide (CO_2 , H_2S , N_2)

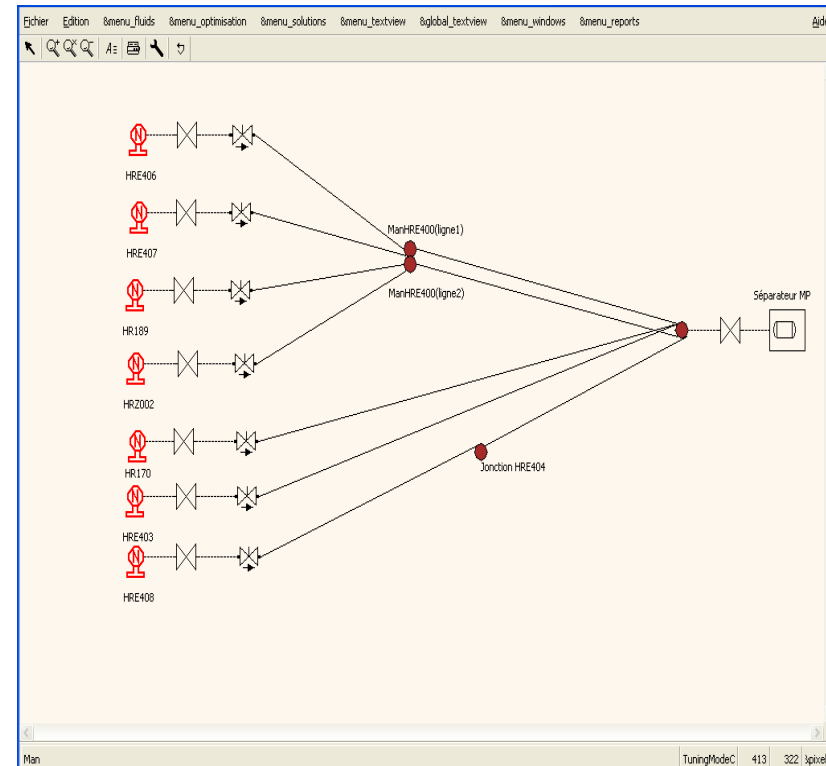


5. Optimisation du réseau de surface

- Modélisation



- Réseau de CTH1 -



- Réseau de CTH4 -



Le calage consiste à ajuster les valeurs de débit et des pressions calculées avec les valeurs mesurées.

Hypothèse

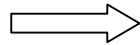
$$\text{La pression de tête : Erreur} = \left| \frac{P_{whm} - P_{whc}}{P_{whm}} \right| \leq 10 \%$$

$$\text{Le débit : Erreur} = \left| \frac{q_{om} - q_{oc}}{q_{om}} \right| \leq 10 \%$$

$$\text{La pression de ligne : Erreur} = \left| \frac{P_{lm} - P_{lc}}{P_{lm}} \right| \leq 10 \%$$

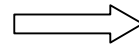


Caler la pression de tête (P_{wh})
et le débit (q_o)



Corrélation de perte de charge à travers
la duse

Caler la pression de ligne (P_l)



Corrélation de perte de charge à travers
les lignes de collecte



Les corrélations de perte de charge à travers la duse

Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation	Puits	Diamètre de la duse (1/64) pouces	Corrélation
HR152	38	Baxendall	HRE109	20	Baxendall
HR166	32	Sachdeva	HRE111	20	Baxendall
HR168	26	Sachdeva	HR170	30	Sachdeva
HR199	24	Sachdeva	HR189	44	Sachdeva
HR209	36	Sachdeva	HRE403	18	Sachdeva
HRE103	22	Gilbert	HRE406	20	Sachdeva
HRE104	22	Baxendall	HRE407	20	Sachdeva
HRE106	20	Sachdeva	HRE408	24	Ros
HRE107	24	Sachdeva	HRZ002	30	Gilbert
HRE108	20	Sachdeva			



5. Optimisation du réseau de surface

- Résultats du calage (réseau de CTH1)

Puits	P_{whm} (kg/cm²)	P_{whc} (kg/cm²)	Erreur (%)	P_{lm} (kg/cm²)	P_{lc} (kg/cm²)	Erreur (%)	qo_m (m³/j)	qo_c (m³/j)	Erreur (%)
HRE104	102.60	106.47	3.8	28.10	28.42	1.1	40.70	39.90	2.0
HR166	105.86	105.65	0.2	27.75	28.62	3.1	93.44	91.00	2.6
HR152	35.65	35.07	1.6	17.90	17.58	1.7	58.46	58.30	0.2
HRE111	26.90	28.02	4.2	12.98	11.92	8.1	21.70	20.80	4.3
HR168	90.55	90.73	0.2	30.56	27.60	9.6	38.52	37.70	2.1
HR199	120.90	120.82	0.1	38.70	36.00	6.9	19.38	19.80	2.1
HRE103	108.59	109.11	0.5	29.15	30.27	3.8	24.11	23.50	2.6
HRE106	126.52	128.94	1.9	29.15	31.50	8.0	24.75	24.60	0.6
HRE107	116.36	117.64	1.1	29.15	28.90	0.8	16.89	15.50	8.9
HRE108	124.41	128.15	3.0	28.10	29.81	6.0	27.76	28.20	1.5
HRE109	121.25	125.80	3.7	29.15	30.85	5.8	25.90	25.90	0.0
HR209	39.55	38.31	3.1	19.66	20.35	3.5	12.87	12.20	5.5



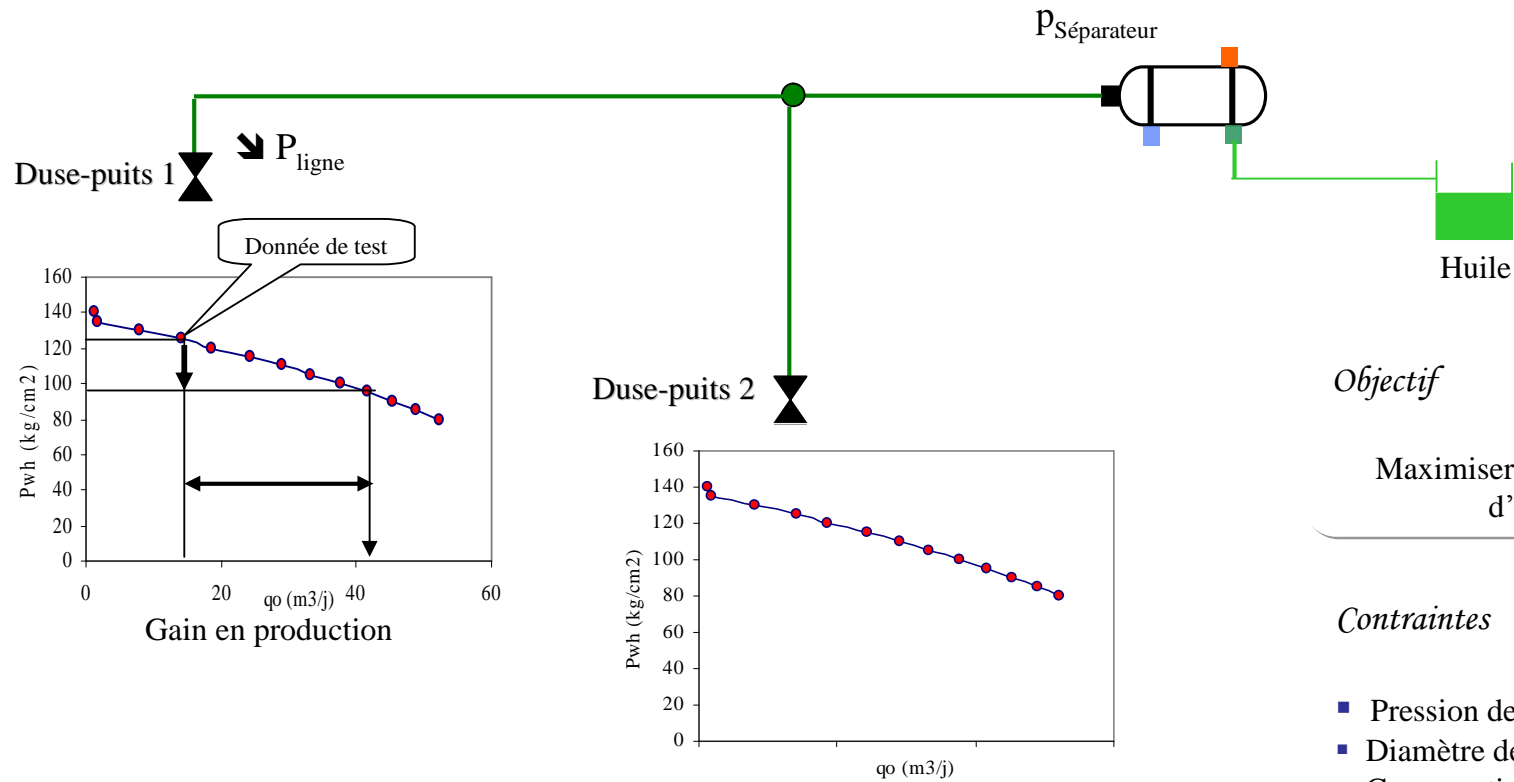
5. Optimisation du réseau de surface

- Résultats du calage (réseau de CTH1)

Puits	P_{whm} (kg/cm²)	P_{whc} (kg/cm²)	Erreur (%)	P_{lm} (kg/cm²)	P_{lc} (kg/cm²)	Erreur (%)	q_{om} (m³/j)	q_{oc} (m³/j)	Erreur (%)
HR170	102,97	100,567	2,3	19,38	19,673	1,5	34,3	36,3	5,8
HR189	79,77	86,129	7,9	30,63	30,27	1,1	108,82	108,4	0,4
HRE403	59,17	59,963	1,3	18,4	17,521	4,7	61	58,1	4,7
HRE406	99,95	91,622	8,3	16,36	17,79	8,7	15,8	15,4	2,5
HRE407	36,53	35,324	3,3	17,34	16,27	6,7	24,8	24,9	0,4
HRE408	53,05	55,602	4,8	17,34	17,69	2,0	40	38,8	3,0
HRZ002	139,46	138,756	0,5	37,94	38,3	0,9	55,68	57	2,3



■ Le principe

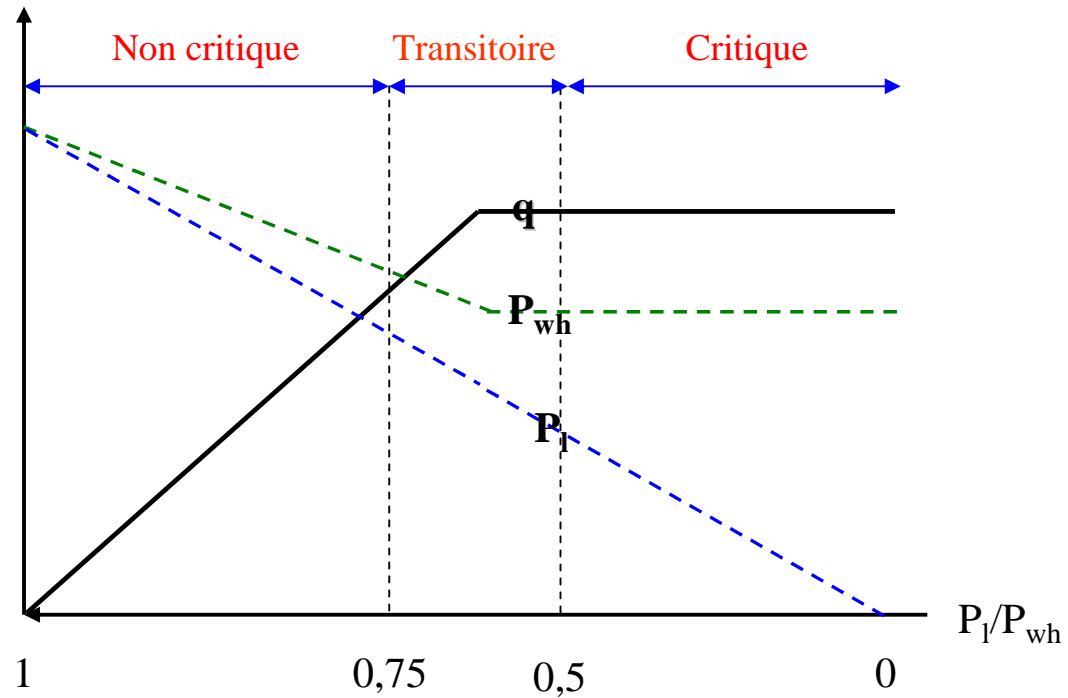


Objectif

Maximiser la production d'huile

Contraintes

- Pression de séparation
- Diamètre de la duse
- Conservation de débit



- Régimes d'écoulement à travers la duse -



Plusieurs scénarios ont été réalisés afin de mettre en évidence la configuration optimale.

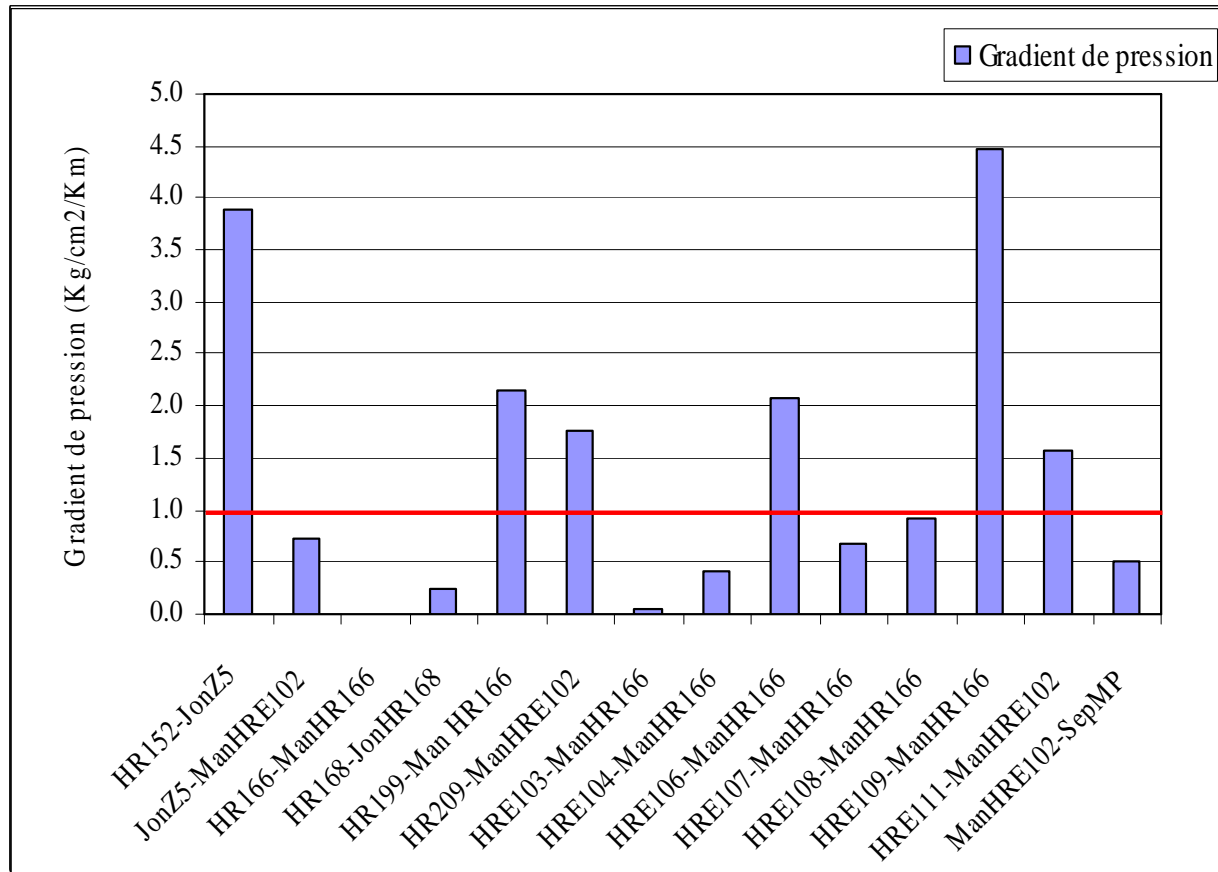
Les changements suivants ont été effectués sur les réseaux existants :

- Changement sur les diamètres des lignes de collecte
- Changement sur le raccordement des lignes au niveau du manifold
- Changement sur le nombre de lignes entre le manifold et le séparateur.



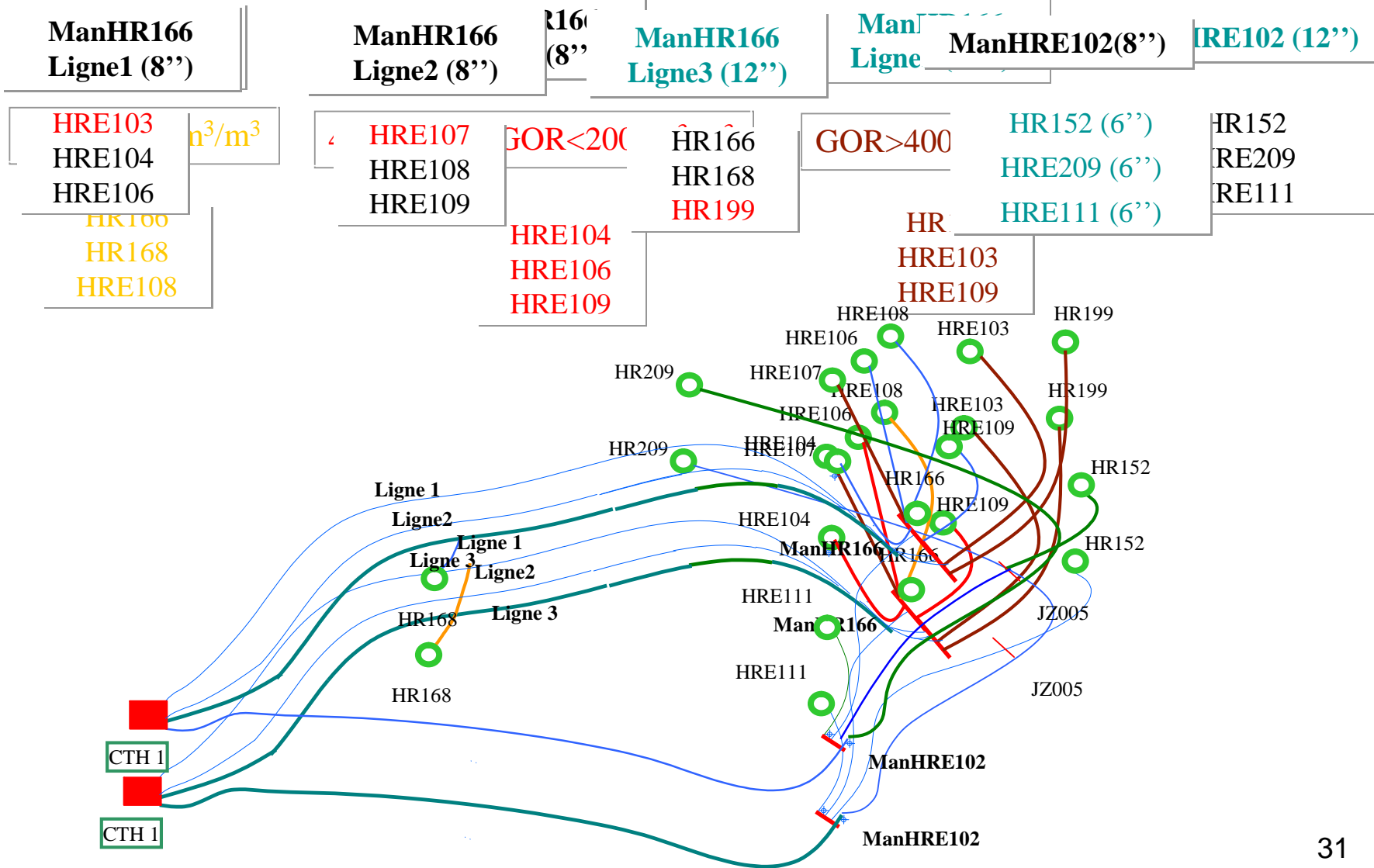
La démarche consiste à :

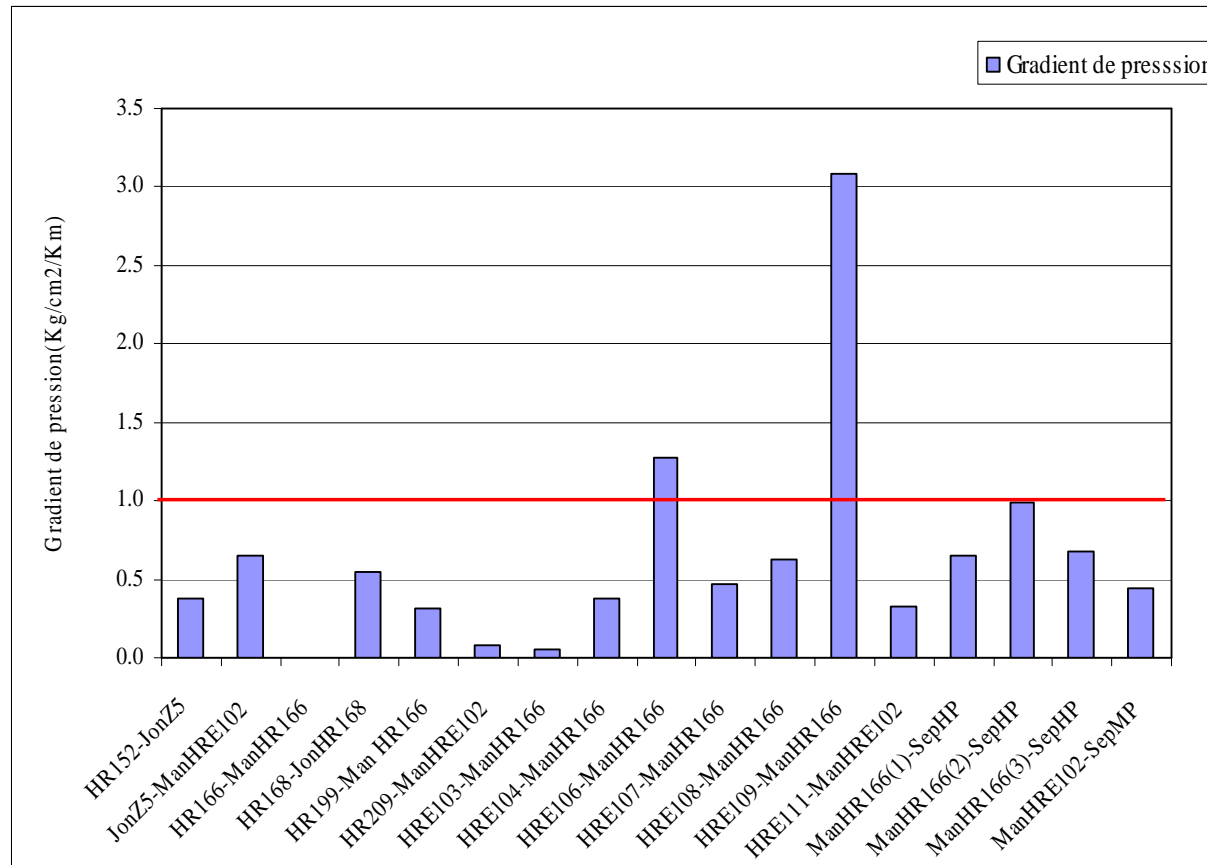
- 1- baisser la pression de manifold de telle sorte que le gradient de pression dans les lignes sortant du manifold soit inférieur à $1\text{kg/cm}^2/\text{km}$ pour résoudre le problème d'étranglement.
- 2- diminuer les pressions de ligne tel que le rapport P_1/P_{wh} soit inférieur à la constante qui définit le régime critique, d'où l'indépendance du réseau et l'augmentation de la production.



- Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 2) -

Scénario 5



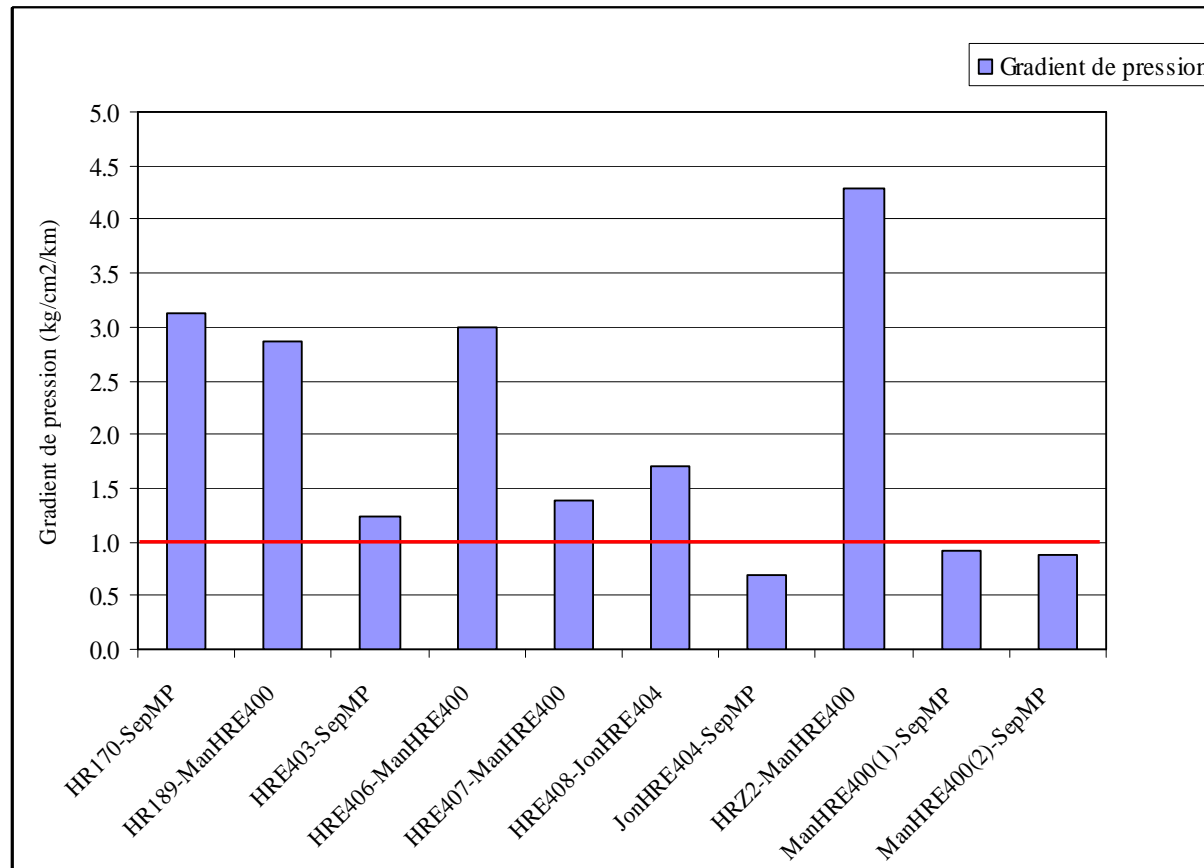


- Gradient de pression dans le réseau de CTH1 (scénario 4) -



5. Optimisation du réseau de surface

- Simulation



- Gradient de pression dans le réseau de CTH4 (scénario 2) -



Résultat de la simulation (réseau de CTH1)

Puits	Réseau existant			Réseau modifié					
	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	Scénario 1			Scénario 2		
				q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)
HRE104	39,9	102,30	28,42	39,9	102,30	26,52	39,9	102,30	13,91
HR166	91	105,65	28,62	91	105,65	25,92	91	105,65	32,92
HR152	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	17,58
HRE111	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	11,92
HR168	37,7	90,73	27,60	37,7	90,73	25,69	37,7	90,73	30,79
HR199	19,8	120,82	36,00	19,8	120,82	34,20	19,8	120,82	45,52
HRE103	23,5	109,11	30,27	23,5	109,11	15,62	23,5	109,11	33,03
HRE106	24,6	128,94	31,50	24,6	128,94	29,87	24,6	128,94	36,14
HRE107	15,5	117,64	28,90	15,5	117,64	17,34	15,5	117,64	15,69
HRE108	28,2	128,15	29,81	28,2	128,15	28,07	28,2	128,15	17,10
HRE109	25,9	125,80	30,85	25,9	125,80	20,21	25,9	125,80	18,79
HR209	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	20,35



Résultats de la simulation (réseau de CTH1)

Puits	Réseau existant			Scénario 3			Scénario 4			Scénario 5		
	q _o (m ³ /j)	P _{wh} (Kg/cm ²)	P ₁ (Kg/cm ²)	q _o (m ³ /j)	P _{wh} (Kg/cm ²)	P ₁ (Kg/cm ²)	q _o (m ³ /j)	P _{wh} (Kg/cm ²)	P ₁ (Kg/cm ²)	q _o (m ³ /j)	P _{wh} (Kg/cm ²)	P ₁ (Kg/cm ²)
HRE104	39,9	102,30	28,42	39,9	102,30	11,22	39,9	102,30	21,93	39,9	102,30	24,11
HR166	91	105,65	28,62	91	105,65	10,84	91	105,65	17,88	91	105,65	19,60
HR152	58,3	35,07	17,58	58,3	35,07	15,17	58,3	35,07	15,43	58,3	35,07	11,26
HRE111	20,8	28,02	11,92	20,8	28,02	8,67	20,8	28,02	9,04	20,8	28,02	9,05
HR168	37,7	90,73	27,60	37,7	90,73	15,71	37,7	90,73	20,02	37,7	90,73	19,08
HR199	19,8	120,82	36,00	19,8	120,82	32,13	19,8	120,82	33,31	19,8	120,82	22,49
HRE103	23,5	109,11	30,27	23,5	109,11	11,21	23,5	109,11	13,92	23,5	109,11	24,11
HRE106	24,6	128,94	31,50	24,6	128,94	17,94	24,6	128,94	26,29	24,6	128,94	28,16
HRE107	15,5	117,64	28,90	15,5	117,64	13,42	15,5	117,64	15,80	15,5	117,64	21,48
HRE108	28,2	128,15	29,81	28,2	128,15	15,03	28,2	128,15	20,68	28,2	128,15	22,56
HRE109	25,9	125,80	30,85	25,9	125,80	16,90	25,9	125,80	25,50	25,9	125,80	23,90
HR209	12,2	38,31	20,35	12,2	38,31	18,29	12,2	38,31	18,52	12,2	38,31	8,95

Scénario 2

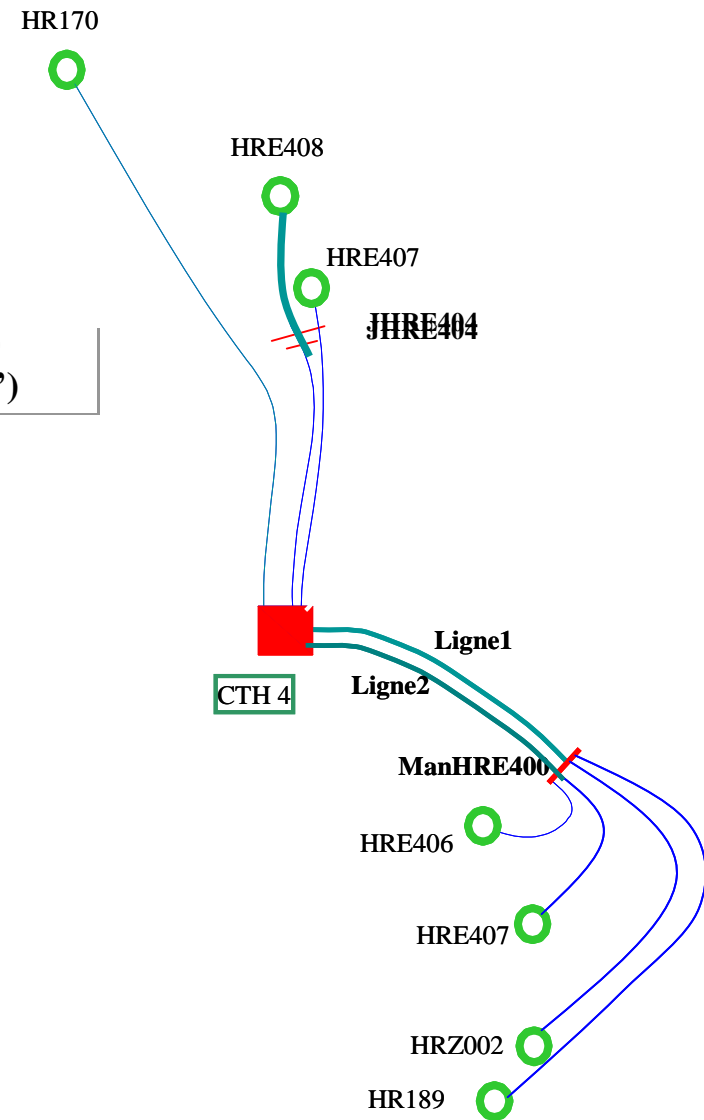
ManHRE400
Ligne1 (8'')

HR170
HRE407

ManHRE400
Ligne2 (12'')

HR189
HRZ002

HR189(6')
HRE408(6'')

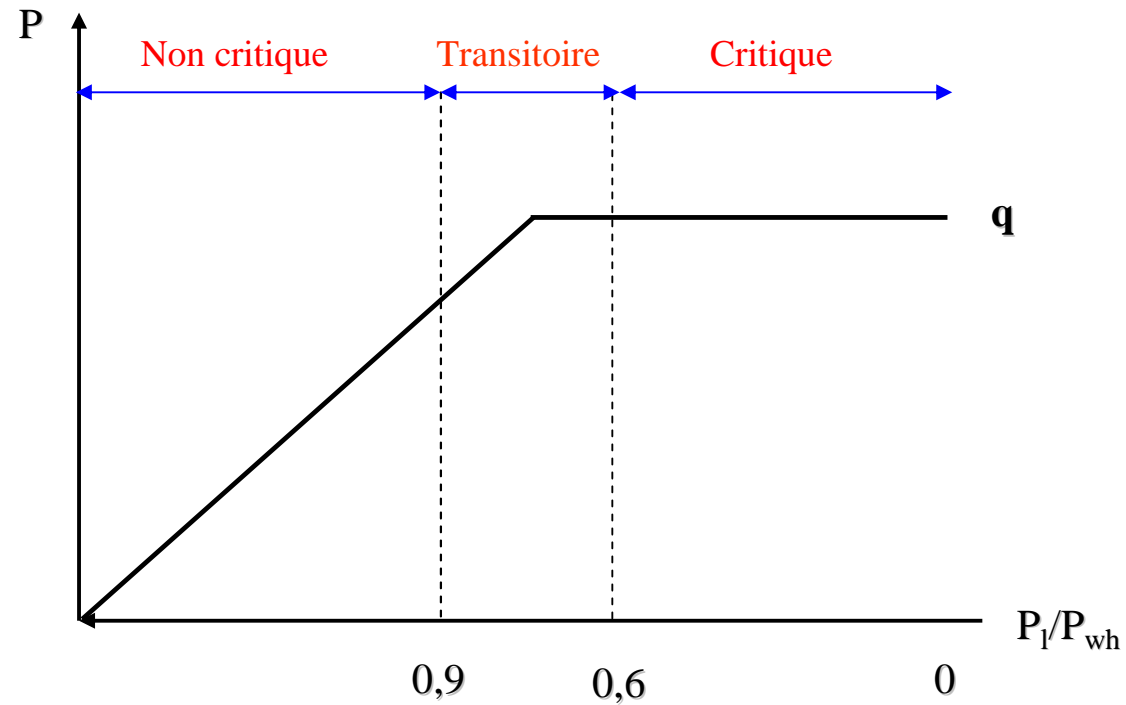


	Réseau existant			Scénario 1			Scénario 2		
Puits	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)	q_o (m ³ /j)	P_{wh} (kg/cm ²)	P_1 (kg/cm ²)
HR170	34,3	100,56	19,673	34,3	100,56	19,67	34,3	100,56	19,67
HR189	108,82	86,12	30,27	108,82	86,12	24,34	108,82	86,12	24,34
HRE403	61	59,96	17,521	61	59,96	17,52	61	59,96	7,83
HRE406	15,8	91,62	17,79	15,8	91,62	12,90	15,8	91,62	12,90
HRE407	24,8	35,32	16,27	24,8	35,32	10,65	24,8	35,32	10,65
HRE408	40	55,60	17,69	40	55,60	17,70	40	55,60	9,57
HRZ002	55,68	138,75	38,3	55,68	138,75	33,33	55,68	138,75	33,33



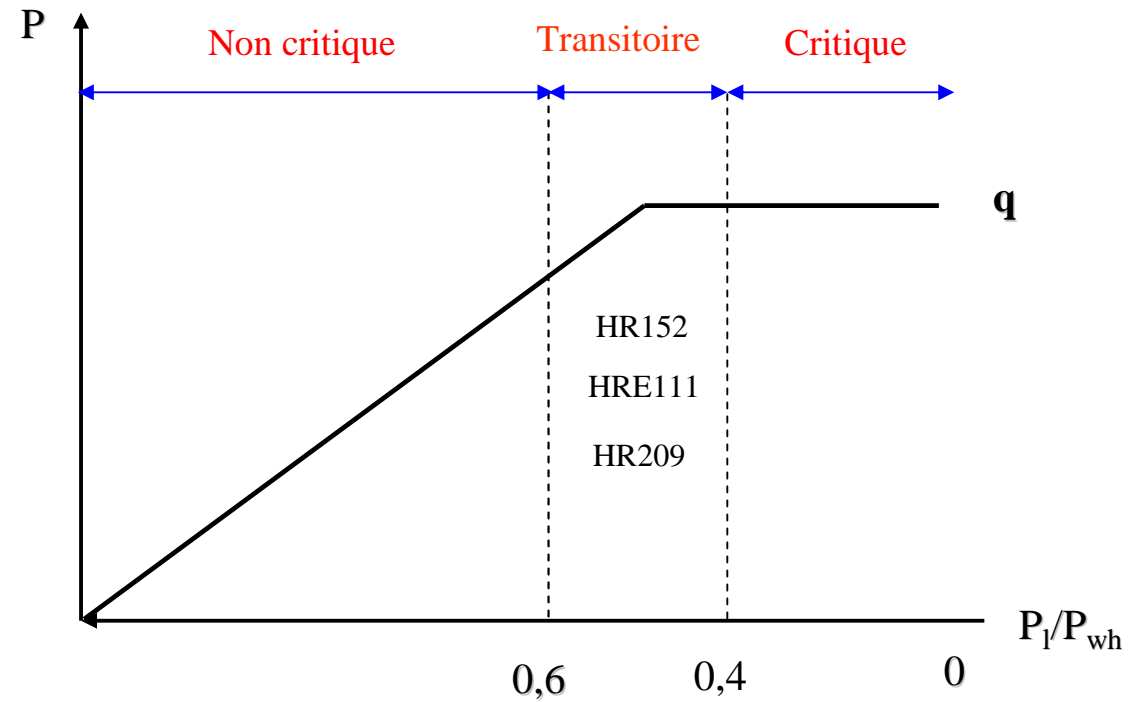
Régime d'écoulement à travers la duse (Cas de ReO)

HR166 HRE104
HR152 HRE108
HRE111 HRE103
HR168 HRE109
HR199 HRE107
HR209 HRE106



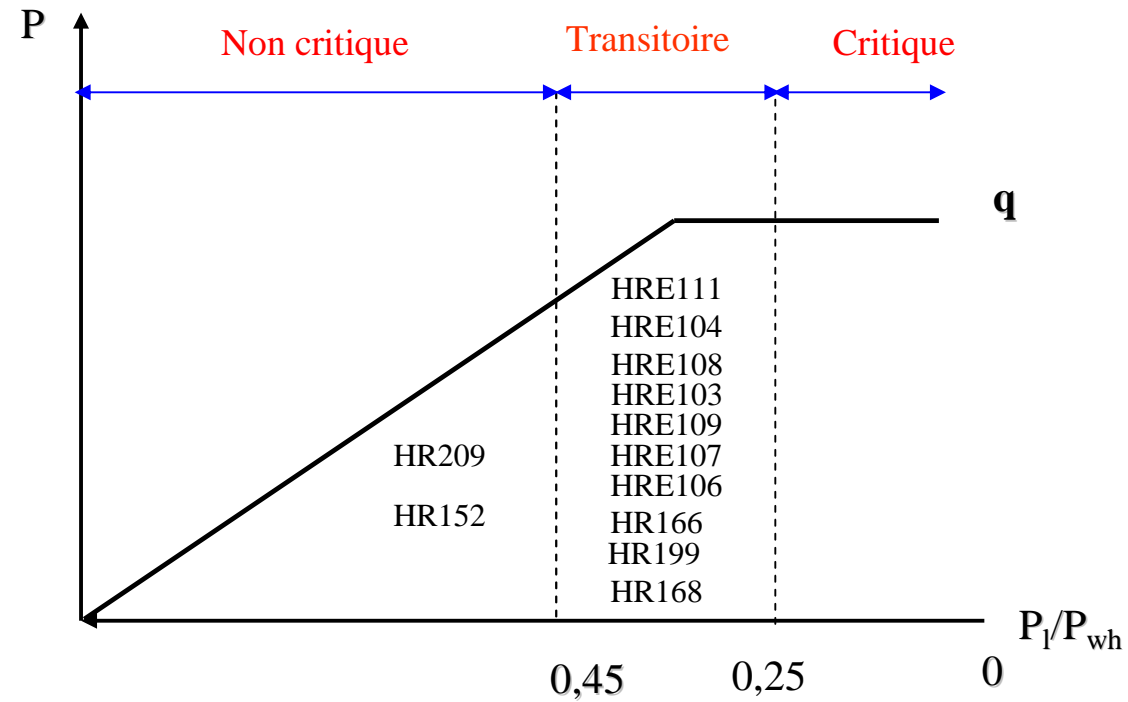


Régime d'écoulement à travers la duse ($P_1/P_{wh} = 0,4$)





Régime d'écoulement à travers la duse ($P_1/P_{wh} = 0,25$)





Conclusions

- Les débits des puits des deux réseaux CTH1 et CTH4 sont indépendants de la pression de ligne

- Les débits d'un ensemble des puits dépendant du réseau.

- Fluctuation sur le réservoir pour les puits qui se trouvent en régime non critique
 - Le réseau nécessitant une optimisation



Conclusions

- La pression de réservoir a tendance à baisser au fur et à mesure que la quantité d'huile produite augmente, d'où la pression de tête va diminuer.

- L'évolution des paramètres GOR et WOR va engendrer une augmentation de pression de ligne.
 - Augmentation de la valeur du rapport P_l/P_{wh} , et par conséquent les puits deviennent en régime non critique



Recommandations

- Mesurer la pression de fond dynamique afin de retenir la corrélation qui reproduit au mieux le comportement du système réservoir- puits

- Réaliser des tests de sensibilité sur le diamètre de la duse
 - Corrélation pour le calcul des pertes de charges dans la duse ;

 - Rapport entre la pression de ligne et la pression de tête définissant le régime critique.

Merci pour votre attention

Puits	P_{wh} (Kg/cm²)	P_{wf} (Kg/cm²)	P_r (Kg/cm²)	q_o (m³/j)	IP (m³/j)/(kg/cm²)	Corrélation
HR152	35,65	168,55	183	58,46	4,04	Poettman et Carpenter
HR166	105,78	166,69	173,5	93,44	13,72	Poettman et Carpenter
HR168	90,55	123,41	164	38,52	0,95	Fancher et Brown
HR199	120,90	172,19	184	19,38	1,64	Poettman et Carpenter
HR209	39,55	99,09	184	12,87	0,15	Orkiszewski
HRE103	108,60	178,3	183	24,11	5,13	Orkiszewski
HRE104	102,60	150,63	171	40,70	2,00	Fancher et Brown
HRE106	126,52	163,31	177	24,75	1,81	Fancher et Brown
HRE107	116,36	154,27	183	16,89	0,59	Fancher et Brown
HRE108	124,41	179,91	184	27,76	6,79	Fancher et Brown
HRE109	121,25	167,69	173,5	25,90	4,46	Fancher et Brown
HRE111	26,90	45,17	168	21,70	0,17	Fancher et Brown
HR170	102,97	158,23	173	34,3	2,32	Poettman et Carpenter
HR189	79,77	147,15	193	108,82	2,37	Poettman et Carpenter
HRE403	59,17	136,61	174	61	1,63	Fancher et Brown
HRE406	99,95	148,57	173	15,8	0,65	Poettman et Carpenter
HRE407	36,53	90,38	180	24,8	0,28	Fancher et Brown
HRE408	35,05	104,57	184	40	0,50	Poettman et Carpenter
HRZ002	139,46	180,6	194	55,68	4,16	Fancher et Brown

