

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 d'Hydraulique
Projet de fin d'études d'ingénieur d'état

Thème

**Etude de l'extension du champ
pétrolier de Hassi Messaoud**

Présenté par :

Melle FARES Ryma

Melle ABBAZ Lamia

Dirigé par :

Dr S. BENMAMAR

M. R. MESSAHLI

M. Z. MEKSOU

ملخص

الغرض من هذا العمل هو دراسة تمديد حقل النفط لحاسي مسعود من خلال استعمال شبكة التجميع الحالية في إنتاج جديد ونعتمد لذلك في مجال دراستنا الشبكة القائمة كنموذج قاعدي و منطلق لافتراض التوسع مع اقتراح اختيارين لأفاق 2026.

ولبلوغ هدفنا هذا و انجاز هذا العمل من الضروري توفير بعض الأدوات مثل : WellFlo لنمذجة الآبار و ReO لنمذجة الشبكات و المنشآت السطحية

كلمات مفتاحية: نفط ، شبكة التجميع ، حاسي مسعود ، WellFlo ، ReO ، نموذج ، اختيار.

Résumé

Le but de ce travail est d'étudier l'extension du champ pétrolier de Hassi Messaoud. Il est question de prendre en charge une nouvelle production par un réseau déjà existant. Nous construirons le modèle du réseau de notre champ d'étude déjà existant, pour le prendre comme un modèle de base pour faire une simulation de l'extension, et proposer par la suite deux scénarios pour l'année 2026. Pour atteindre notre objectif, des outils étaient nécessaire pour la réalisation de ce travail, le logiciel WellFlo pour la modélisation des puits, et le logiciel ReO pour la modélisation des réseaux et les installations de surface. Il faut dire que cette étude a pour objectif principal l'augmentation de la production.

Mots clés : Pétrole, Réseaux de collecte, Hassi Messaoud, WellFlo, ReO, Modèle, Scénario.

Abstract

The purpose of this work is to study the Hassi Messaoud Peripheral Fields. We will build the gathering network model of existing surface facilities, to take it as a base model to propose two possible scenarios evaluated in year 2026. To achieve our objective, tools were needed to carry out this work, Well performance models were constructed using WellFlo well modeling tool, and the surface network and facility models were constructed using the Resource Optimizer (ReO) network modeling tool. It must be said that the main objective of this study is the increase of production.

Keywords: Oil, Gathering networks, Hassi Messaoud, WellFlo, ReO, Model, Scenario.

A ceux qui étaient la cause de mon existence.
A ceux qui leur réjouit mon sourire et leur vénère mon succès
A ceux qui étaient toujours là pour moi, et ils continuent à être là
A ceux qui sont la lumière de mes yeux, la lueur de mon chemin et, l'éclat de ma réussite
A mes parents, qui sont toute ma vie, que Dieu les garde pour moi.
A mon frère Anis, et ma sœur Selma, qui ont complété ma vie.
A mes amies d'enfance Karima, Latifa et Khadidja, qui ont partagé tous mes souvenirs.
A mes amies Amina, Hakima, Karima, sans elles, mes années passées à polytechnique auraient été très difficiles.
A tous mes amis qui sont si nombreux, qui m'ont envahi de bonheur.
A mon binôme Lamia, avec qui j'ai passé des moments inoubliables.
A toute ma famille (Fares et Cherifi), mon trésor, qui m'a toujours soutenue.
A mes camarades de classe, on a formé un groupe très solidaire.
A tous mes professeurs, qui ont contribué à ma formation.
A tous ceux qui aiment faire le bien, et aider les gens
A tous ceux qui souffrent et espèrent une meilleure vie, que Dieu soit avec eux.
A toute personne qui va lire cette thèse.
A toutes ces personnes je dédie ce modeste ouvrage.

FARES Ryma

A ma mère, qui est tout pour moi et sans elle je ne suis rien.
A mon père qui est mon modèle.
A mon frère Ziad qui complète mon existence.
A mes grands parents, que j'aime plus que tout, que Dieu les garde pour moi.
A mes tantes Aicha, Nacera, Yasmina, Karima et Hassina.
A mes cousines Ahlamo et Zozo que Dieu vous donne tous ce que vous souhaitez dans la vie.
A mes cousins Zaki El kouz, Walid Tchérie, Yacine et Imad que Dieu vous protège et vous donne tout le bonheur du monde.
A Ryma qui a toujours était la pour moi dans les moments les plus difficiles et les moments les plus agréables.
A Yasmine et Hana merci de faire partie de ma vie.
A Zico mon voisin, mon ami qui est plus qu'un frère pour moi, merci d'exister.
A mes amies Aziza, Rime, Asma, Kenza qui ont complété ma vie.
A mes amis Mehdi, Amine, Adlene, Oussama, Imad, Nacer qui ont remplie ma vie de bonheur.
A Aammer, Shahid et Kajol qui nous ont soutenus pendant ces mois de dur labeur surtout à Hassi Messaoud.
A la promotion H2O 2008 que Dieu vous protège et vous donne les clés de la réussite.
A toutes les personnes que je n'ai pas citées.

ABBAZ Lamia

Remerciements

Merci à notre bon Dieu, notre guide, notre force, notre bonheur, et la raison de notre existance. C'est lui qui nous a fait comprendre le but de cette vie, et qui nous a donné le pouvoir d'aimer les gens et d'apprécier les choses. Merci d'être là dans les moments les plus difficiles.

Merci à notre mère, sœur, amie Melle Benmamar Saadia, pour tout le temps qu'elle nous a consacré, et tout l'intérêt qu'elle nous a accordé, pour tous les conseils qu'elle nous a donné, et les remarques qu'elle nous a fait. Elle était toujours présente et prête à nous aider. On vous dit merci chère professeur pour votre expérience et le savoir que vous nous avez transmis.

Nous remercions très vivement M. Meksoud Zahreddine qui nous a accueilli dans son bureau, et qui nous a proposé ce sujet. Il nous a accordé ce qui est le plus précieux, son temps, et son attention. Nous le remercions pour son aide et sa disponibilité.

Nous tenons à remercier M. Messahli pour ses conseils, sa disponibilité et sa gentillesse.

C'est avec un plaisir particulier que nous remercions messieurs Bachiri Salim, Braham Chaouche, Djoumadi, Khoudja Said, et Attman le brave homme, car leur disponibilité et leurs encouragements ont été essentiels pour la réalisation de ce travail.

Nous ne saurions comment remercier toutes les personnes d'EP à Hassi Messaoud (IRARA), commençant par M. Abbas, M. Mouloud, et surtout M. Boukhalat pour ses conseils techniques et les discussions que l'on a eues. Sans oublier tous les chefs de départements, qui nous ont bien accueilli, et pour le temps qu'il nous ont consacré. Nous remercions également M. Smail, pour les sorties sur terrains, qui nous ont beaucoup aidé pour la réalisation de ce travail.

Nous tenons à remercier M. Kettab pour l'honneur qu'il nous fait en présidant notre jury.

Nous remercions très chaleureusement toutes les personnes ayant contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce travail.

Merci.

Tables des matières

Nomenclature

Liste des figures

Liste des tableaux

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

Chapitre I : Généralités.....	3
--------------------------------------	----------

I. Pétrole.....	4
------------------------	----------

1. Introduction.....	4
----------------------	---

2. Définitions préliminaires.....	4
-----------------------------------	---

3. Pétrole.....	8
-----------------	---

<i>a. Etat chimique</i>	<i>8</i>
-------------------------------	----------

<i>b. Etat physique.....</i>	<i>9</i>
------------------------------	----------

<i>c. L'origine et la formation du pétrole.....</i>	<i>9</i>
---	----------

<i>d. Qualité du pétrole brut</i>	<i>10</i>
---	-----------

<i>e. Les réserves du pétrole.....</i>	<i>11</i>
--	-----------

4. Exploration	12
----------------------	----

<i>a. La géologie pétrolière ou l'observation de la surface.....</i>	<i>12</i>
--	-----------

<i>b. La géophysique ou l'étude des profondeurs</i>	<i>12</i>
---	-----------

<i>c. Vérification des hypothèses</i>	<i>13</i>
---	-----------

5. Classification des puits	14
-----------------------------------	----

6. Construction des puits.....	15
--------------------------------	----

7. Pression de gisement ou de formation	18
---	----

8. Principe de la production	20
------------------------------------	----

9. Ecoulement dans les collectes	21
--	----

II. Les écoulements.....	21
---------------------------------	-----------

1. Introduction.....	21
----------------------	----

2. Ecoulement monophasique.....	21
---------------------------------	----

3. Ecoulement diphasique	23
--------------------------------	----

4. Les modèles du diphasique.....	24
-----------------------------------	----

<i>a. Modèle homogène</i>	<i>25</i>
---------------------------------	-----------

<i>b. Modèle à phases séparées.....</i>	<i>25</i>
---	-----------

5. Les régimes d'écoulement	26
-----------------------------------	----

6. Détermination du type d'écoulement.....	28
7. Conclusion : Et demain ?	29

Chapitre II : Présentation du champ pétrolier de Hassi Messaoud... 30

I. Champ pétrolier de Hassi Messaoud..... 31

1. Situation géographique.....	31
2. Situation géologique.....	31
3. Historique du champ de Hassi Messaoud	32
4. Stratigraphie du champ	33

II. Présentation du champ d'étude 40

1. Les équipements existants.....	41
<i>a. Les puits</i>	<i>41</i>
<i>b. Les manifolds.....</i>	<i>41</i>
<i>c. Les stations satellites</i>	<i>43</i>
<i>d. Centre Industriel Sud (CIS).....</i>	<i>44</i>
2. Le réseau existant	45

Chapitre III : Réseau de collecte 48

I. Introduction 49

II. La tête du puits 49

III. Collecte du pétrole..... 51

IV. Réseau de collecte 52

V. Les accessoires des collectes..... 56

1. Les joints isolants.....	56
2. Les racleurs et les gares de racleurs	56
<i>a. Les racleurs.....</i>	<i>56</i>
<i>b. Les gares des racleurs</i>	<i>56</i>
3. Vannes utilisées sur les réseaux de collecte	57
<i>c. Vannes montées en ligne</i>	<i>57</i>
<i>d. Vannes des manifolds.....</i>	<i>58</i>
<i>e. Vannes auxiliaires</i>	<i>59</i>
4. Les manifolds	59
5. Purgeurs et séparateurs	60

VI. Effets de dilatation	60
VII. Traitement de l'huile	62
Chapitre IV: Equations et corrélations	64
I. Introduction	65
II. Equations et corrélations	65
1. Les équations d'état cubique.....	65
a. <i>Introduction</i>	65
b. <i>L'équation de Van der Waals</i>	66
c. <i>Les équations d'état cubiques généralisées</i>	68
i. <i>Modèle de Redlich-Kwong (1949)</i>	69
ii. <i>Modèle de Soave Redlich Kwong (1972)</i>	71
d. <i>Peng et Robinson (1976)</i>	72
e. <i>Autres développements d'équations d'état cubiques</i>	74
2. Les différentes corrélations utilisées dans le multiphasique.....	75
a. <i>Introduction</i>	75
b. <i>Le développement des corrélations</i>	76
c. <i>Calcul de pertes de charge</i>	79
i. <i>Corrélation de Hagedorn et Brown (1965)</i>	80
ii. <i>La corrélation de Duns et Ros (1963)</i>	82
iii. <i>Corrélation de Orkiszewski 1966</i>	82
iv. <i>Corrélation de Beggs & Brill (1973)</i>	83
d. <i>Calcul de la viscosité et de la pression de bulle</i>	87
i. <i>Les corrélations pour le calcul de viscosité</i>	87
ii. <i>Les corrélations pour le calcul de la pression de bulle...</i>	88
III. Recommandations générales.....	91
Chapitre V : Présentation des logiciels.....	92
I. Introduction	93
II. WellFlo	93
1. <i>Introduction</i>	93
2. <i>Les applications de WellFlo</i>	94
a. <i>Configuration et design des puits</i>	94

b.	<i>Design de complétion</i>	94
c.	<i>Design des écoulements artificiels (artificial lift)</i>	95
d.	<i>Prédiction</i>	95
e.	<i>Surveillance du réservoir et du puits</i>	95
3.	Les caractéristiques de WellFlo	95
a.	<i>Modélisation de complétion et d'afflux</i>	95
b.	<i>Modèles de performance d'afflux [Inflow Performance - IP]</i>	96
c.	<i>Modélisation des PVT (Pression – Volume –Température)</i>	96
d.	<i>Propriétés du fluide</i>	97
e.	<i>Calcul de la température et de la pression</i>	97
4.	Les corrélations	97
a.	<i>Corrélation pour la duse</i>	97
b.	<i>Corrélation pour les écoulements</i>	98
III.	ReO	98
1.	Introduction	98
2.	Objectifs	98
3.	Les Principales caractéristiques de ReO	99
a.	<i>Technologie du Solvreur</i>	99
b.	<i>Les propriétés des fluides</i>	102
c.	<i>La conception des objets orientés</i>	102
d.	<i>Modélisation des puits</i>	102
e.	<i>Interface utilisateur graphique</i>	103
f.	<i>Modèle d'ingénierie</i>	103
g.	<i>Modélisation des réseaux dans ReO</i>	103
4.	Le fonctionnement de ReO	104
a.	<i>Nouvelles fonctionnalités de ReO</i>	104
b.	<i>La phase d'optimisation</i>	105
5.	Petite manipulation sur ReO	106
IV.	Conclusion	110
Chapitre VI :	Modélisation	111
I.	Introduction	112
II.	Concepts de base et terminologie	112
1.	Notion de modèle	112

2. Calage.....	113
III. Construction d'un modèle	113
1. Modélisation des puits.....	113
<i>a. Collectes des données.....</i>	<i>114</i>
i. Caractérisation des réservoirs	114
ii. Caractérisation des roches.....	114
iii. Observation du milieu	114
iv. Projet de développement.....	115
v. Enregistrements des données	117
<i>b. La saisie des données</i>	<i>118</i>
<i>c. Le choix des corrélations.....</i>	<i>118</i>
<i>d. Caler le modèle et tracer la courbe (Q,P_t).....</i>	<i>118</i>
i. La procédure de calibrage et l'étalonnage pour les puits	118
ii. Exemple d'un modèle du puits	119
2. Modélisation du réseau et les installations de surface	132
<i>a. Construire le réseau</i>	<i>132</i>
<i>b. Saisir les données</i>	<i>132</i>
<i>c. Calibrer le modèle.....</i>	<i>132</i>
iii. Date de calibration.....	132
iv. Les paramètres des manifolds et séparateurs.....	133
v. Modèle calibré par ReO et les résultats de la vérification	134
<i>d. Etablir le modèle.....</i>	<i>136</i>

Chapitre VII : Simulation.....	138
I. Introduction	139
II. Les prévisions de données.....	140
III. Le réseau de production de la périphérie	140
1. Le champ de la périphérie.....	141
IV. Les scénarios	146
1. Scénario S1	146
2. Scénario S2.....	148
V. Comparaison entre les deux scénarios	151
1. Potentiel maximal pour chaque scénario	151

2. Variation de pression le long de réseau de collecte	153
3. Pression du manifold et pression de tête de puits	153
4. L'analyse de chaque scénario.....	154
5. Impact sur W2A.....	155
VI. Le choix du Scénario.....	156

Conclusion	159
-------------------------	------------

Bibliographie

Nomenclature

- d : Diamètre de tube.
- dP : Perte de charge.
- f : Facteur de friction.
- g : L'accélération de la chute libre
- G : Vitesse massique du gaz .
- H : La profondeur de la couche
- H_L : Le hold up.
- L : Vitesse massique du liquide .
- m : Paramètre.
- M_g : Débit massique du gaz.
- M_l : Débit massique du liquide.
- N_D : Nombre du diamètre de la conduite.
- N_f : Nombre de Froude.
- N_{gV} : Nombre de la vitesse du gaz.
- N_L : Nombre de la viscosité du liquide.
- N_{LV} : Nombre de la vitesse du liquide.
- N_{we} : Nombre de Weber.
- P : Pression.
- P_{att} : Pression attractive.
- P_c : Pression critique.
- P_{rep} : Pression répulsive.
- P_t : La pression sur la tête de puits.
- R : constante de chaleur.
- Re : Nombre de Reynolds
- T : Température.
- T_c : Température critique.
- v : Volume.
- V_m : La vitesse du mélange.
- V_{sg} : La vitesse superficielle di gaz.
- V_{sL} : La vitesse superficielle di liquide.
- w : Débit massique.
- α(T) : Fonction alpha.
- γ : Tension superficielle du liquide.
- θ_l : Fraction de Volume du liquide.
- μ_g : Viscosité du gaz.
- μ_l : Viscosité du liquide
- ρ_{dmG} : La densité moyenne du Gaz.
- ρ_{dmL} : La densité moyenne du liquide.
- ρ_{dmm} : La densité moyenne du mélange.
- ρ_G : Masse spécifique du gaz

ρ_L : Densité du liquide.

ρ_m : Densité du mélange.

σ : Tension de surface

φ : L'inclinaison de la conduite.

ω : Facteur acentrique.

Liste des figures

Figure I-1 : Structure des molécules.	9
Figure I-2 : Etapes de la formation du pétrole et quelques exemples de pièges.	10
Figure I-3 : Part des régions dans les réserves mondiales prouvées de pétrole brut en pourcentage.	11
Figure I-4 : Construction type d'un puits.	17
Figure I-5 : Coupe transversale d'un puits.	18
Figure I-6 : Détermination de la pression de gisement réduite.	19
Figure I-7 : Organigramme des deux modèles homogène et séparé.	26
Figure I-8 : Les types d'écoulements diphasiques.	27
Figure I-9 : Le diagramme de G.E.Alves.	29
Figure II-1 : Carte de l'Algérie.	31
Figure II-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.	32
Figure II-3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.	39
Figure II-4 : Schéma représentatif de la zone d'étude.	40
Figure II-5 : Puits OMN 442.	41
Figure II-6 : Puits MD1 naturel.	41
Figure II-7 : Puits injecteur.	41
Figure II-8 : Manifold HGA'.	41
Figure II-9 : Manifold HGA.	42
Figure II-10 : Manifolds W2A'.	42
Figure II-11 : Le séparateur de W2A'.	42
Figure II-12 : Le séparateur FTS de W2A.	43
Figure II-13 : Schéma représentatif de FTS.	43
Figure II-14 : Les séparateurs et compresseur de W2A.	44
Figure II-15 : Schéma représentatif de CIS.	44
Figure II-16 : Schéma représentatif des connections entre puits et manifold - MDF HGA', HGA.	45
Figure II-17 : Schéma représentatif des connections entre puits et manifold - MDF W2A'.	46

Figure II-18 : Schéma représentatif des connections entre puits et manifold - MDF W2A.....	47
Figure III-1 : Schéma présentatif d'une tête de puits.....	50
Figure III-2 : Tête de puits.....	50
Figure III-3 : Pipelines.....	51
Figure III-4 : Schéma de principe de la collecte de pétrole de gaz et d'eau.....	52
Figure III-5 : Collecte par ligne individuelle.....	53
Figure III-6 : Collecte avec manifold satellite.....	55
Figure III-7 : Vanne à opercule.....	57
Figure III-8 : Vanne à boisseau.....	58
Figure III-9 : Vanne pointeau.....	59
Figure III-10 : Manifolds.....	60
Figure III-11 : Ancrage d'une collecte.....	62
Figure III-12 : Massif d'ancrage.....	62
Figure III-13 : Schéma représentatif d'un séparateur.....	63
Figure IV-1 : Isotherme calculé avec l'équation d'état de van der waals.....	68
Figure IV-2 : Modélisation de la pression de vapeur saturante du méthane.....	70
Figure IV-3 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide vapeur du méthane.....	70
Figure IV-4 : Modélisation de la pression saturante de l'eau pure (Redlich-Kwong).	71
Figure IV-5 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide vapeur de l'eau pure (Redlich-Kwong).	72
Figure IV-6 : Modélisation de la pression saturante de l'eau pure (Soave Redlich Kwong).	73
Figure IV-7 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide vapeur de l'eau pure (Soave Redlich Kwong).	73
Figure IV-8 : Régimes d'écoulements à bulles en conduite verticale.....	75
Figure IV-9 : Les différents régimes en écoulement verticaux.....	76
Figure IV-10 : Régimes d'écoulement en conduites horizontales.....	76
Figure IV-11 : Les types d'écoulements de Beggs and Brill.....	85
Figure V-1 : Interface de WellFlo.....	94
Figure V-3 : Paramètres du fluide.....	97

Figure V-4 : La logique du Solveur.....	100
Figure V-5 : Délimitation d'une contrainte.....	101
Figure V-6 : Schéma de contrôle des fonctions objectives disponibles dans ReO.	101
Figure V-7 : La structure du programme de ReO.....	105
Figure V-8 : Création d'un projet en utilisant ReO.....	106
Figure V-9 : Options avancées.	106
Figure V-10 : Interface de ReO.	107
Figure VI-1 : Mode injection d'eau où de l'huile.	116
Figure VI-2 : Méthode thermique.	116
Figure VI-3 : Equipe wire line.	117
Figure VI-4 : Fiche technique du puits MD60.....	120
Figure VI-5 : Interface WellFlo.	121
Figure VI-6 : Section des informations générales.	121
Figure VI-7 : Type du fluide et type d'écoulement.	121
Figure VI-8 : Control du réservoir.	122
Figure VI-9 : Les performances des effluents.....	122
Figure VI-10 : Choix des paramètres de la perméabilité.....	122
Figure VI-11 : Edition des paramètres de la perméabilité.....	123
Figure VI-12 : Choix de l'IPR.....	123
Figure VI-13 : Courbe les performances des effluents.....	123
Figure VI-14 : Les paramètres du fluide.	124
Figure VI-15 : Calage du modèle.	124
Figure VI-16 : Résultats du calage.	125
Figure VI-17 : Déviation du puits.	125
Figure VI-18 : Les équipements du puits.....	126
Figure VI-19 : Les données du gaz lift.....	126
Figure VI-20 : Option de calcule.	127
Figure VI-21 : Choix des corrélations.....	127
Figure VI-22 : Résultats du calcule.	128
Figure VI-23 : Les options du tracé.....	128
Figure VI-24 : La courbe du puits MD 60.	129

Figure VI-25 : Le modèle du puits MD 60.	129
Figure VI-26 : Fiche technique du puits MD279.	131
Figure VI-27 : Modèle du réseau existant.	137
Figure VII-1 : Les champs de la périphérie de La Zone 24.	139
Figure VII-2 : Profil de production des gisements HTF et HDZ.	140
Figure VII-3 : Réseau de production utilisé dans le modèle.	141
Figure VII-4 : Le modèle complet sur ReO.	142
Figure VII-5 : Le modèle de la zone 24 uniquement.	143
Figure VII-6 : Modèle de la périphérie dans ReO.	144
Figure VII-7 : Modèle de HTFW dans ReO.	145
Figure VII-8 : schéma représentatif du Scénario S1.	148
Figure VII-9 : Les installations à HGA.	149
Figure VII-10 : Schéma représentatif du scénario S2.	151
Figure VII-11 : Taux de production de Gaz de la périphérie pour les deux Scénarios.	152
Figure VII-12 : Taux de production de l'huile de la périphérie pour les deux Scénarios.	152
Figure VII-13 : Variation de pression.	153
Figure VII-14 : La pression minimale des têtes de puits.	154
Figure VII-15 : Différence entre la production de Gaz et la capacité du séparateur et du compresseur.	155
Figure VII-16 : Chute de la production de l'huile dans W2A en 2026.	156
Figure VII-17 : Schéma représentatif du Scénario 2.	157
Figure VII-18 : Schéma plus détaillé des installations et des équipements du Scénario 2.	158

Liste des tableaux

Tableau IV-1 : Expressions du terme attractif de quelques équations d'état.....	74
Tableau IV-2 : Variables adimensionnelles.....	77
Tableau IV-3 : Les différentes méthodes.....	83
Tableau IV-4 : Facteurs de friction.....	85
Tableau IV-5 : Détermination des coefficients.....	86
Tableau IV-6 : Corrélations pour le calcul de la viscosité de l'huile.....	87
Tableau IV-7 : Corrélations pour le calcul de la viscosité du gaz.....	88
Tableau IV-8 : Résumé des corrélations.....	89
Tableau IV-9 : Limites d'utilisation des corrélations pour la détermination des PVT.....	90
Tableau V-1 : Barre d'outils de ReO.....	107
Tableau V-2 : Les équipements utilisés par ReO.....	108
Tableau VI-1 : Données du dernier jaugeage.....	133
Tableau VI-2 : Donnée de la production calibré de chaque puits de la périphérie durant la date du calibrage.....	133
Tableau VI-3 : La production totale de la zone 24 pendant la date de calibrage.....	133
Tableau VI-4 : Données du HGA Durant la date de calibrage.....	134
Tableau VI-5 : La différence entre les débits reportés et les données du modèle.....	134
Tableau VI-6 : Différence entre les pressions reportées et les données du modèle.....	135
Tableau VI-7 : Les différents facteurs D pour caler le modèle.....	136
Tableau VII-1 : Résumé des pressions pour le scénario 1.....	147
Tableau VII-2 : Résumé des pressions du scénario 2.....	150



*Introduction
générale*

Introduction générale

Le présent mémoire traite le réseau de collecte des fluides produits par les différents puits qui seront forés, dans un nouveau gisement dans la périphérie de Hassi Messaoud et les installations de surfaces nécessaire pour l'acheminement de cette nouvelle production au centre de traitement.

Il est question dans le sujet de mémoire de faire une étude d'un nouveau réseau de collecte de la périphérie de Hassi Messaoud sur la base d'un modèle qui sera conçu par la suite.

L'objet de ce mémoire est donc d'exposer la démarche suivie dans l'étude et les outils utilisés pour l'accomplissement du réseau.

Le premier chapitre est consacré aux généralités, pour donner des notions sur le pétrole et les écoulements diphasiques, qui sont indispensables pour la compréhension de l'étude.

La présentation du champ de Hassi Messaoud ainsi que le champ d'étude, est exposée dans le deuxième chapitre. Il donne toutes les informations sur le champ et tous les équipements et les installations de surfaces existants.

Le troisième chapitre présente le réseau de collecte. Il traite la chaîne de production : la tête de puits, manifold, séparateur,...etc. et aussi il traite les divers types de réseaux possibles.

Le quatrième chapitre, est consacré aux équations et corrélations utilisées dans le développement des outils de travail (logiciels).

La présentation de ces logiciels est exposée dans le cinquième chapitre. Deux logiciels sont utilisés, WellFlo pour la modélisation des puits, et ReO pour la modélisation du réseau et les installations de surface.

Le sixième chapitre s'intéresse à la modélisation du réseau déjà existant. En travaillant en état d'équilibre « steady state », le réseau est construit dans ReO, tout en utilisant les modèles des puits construits à l'aide de WellFlo. Le modèle est ensuite calé avec des données calibrées pour avoir un modèle fiable.

Le septième et le dernier chapitre arrive au but. Deux scénarios sont proposés pour acheminer la production de la périphérie au centre de traitement, en traversant les anciennes installations.



Chapitre I :
Généralités

Chapitre I

Généralités

I. Pétrole

1. Introduction

L'utilisation du pétrole remonte à la plus haute antiquité. D'abord, on utilisait ses affleurements dans les crevasses et les roches perméables dans le but curatif et comme combustible. Puis, à l'emplacement des affleurements, on a commencé à creuser des puits pour en extraire du pétrole.

Parmi les produits de raffinage du pétrole, on employait au début que le kérosène pour l'éclairage et comme combustible, alors que le fuel-oil et l'essence étaient considérés comme des déchets et brûlés dans des abris souterrains.

Ce n'est qu'après l'invention du gicleur qu'on a commencé à utiliser largement le fuel-oil comme combustible dans l'industrie et dans le transport ferroviaire, fluvial et maritime. Le fuel-oil devint ainsi le produit principal du raffinage du pétrole.

On sait que le pétrole, le gaz et leurs dérivés fournissent non seulement des combustibles à valeur calorifique élevée, mais constituent également une matière première précieuse pour l'industrie chimique. Ils permettent d'obtenir des alcools, du formol, de l'acétylène, du caoutchouc artificiel, différentes matières plastiques, des fibres artificielles, des colorants, des solvants, des détergents, des médicaments, des engrais artificiels, des huiles, des graisses, et des revêtements routiers [Sidorov, 1982].

2. Définitions préliminaires

- *Arbre de Noël ou tête de puits* : Ensemble de l'équipement (conduites, raccords, vannes, manomètres, thermomètres, etc.) situé à la sortie d'un puits de production et destiné à régler le débit.
- *Baril* : Unité de mesure de volume utilisée pour le pétrole brut (159 litres). Elle est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière, en particulier aux États-Unis et en Grande-Bretagne. Son origine remonte aux tonneaux qui servaient à transporter les liquides au temps de la marine à voile.
- *Boue de forage* : Mélange d'eau et d'additifs spécifiques circulant dans les puits de forage. Cette « boue » a plusieurs rôles :
 - Refroidir le trépan ;
 - Enlever et remonter en surface les déblais ;

- Prévenir l'éboulement des parois du puits ;
- Maintenir une pression suffisante en fond de puits pour éviter une remontée incontrôlée des hydrocarbures.
- **Brut** (pétrole) : Pétrole non transformé.
- **BSW « Base sediment and water »** : C'est un test pour déterminer la composition du pétrole sortie du puits.
- **Build Up** : C'est la remontée de pression après la fermeture du puits.
- **Casing ou tubages** : Ensembles des tubes d'acier pour consolider le puits.
- **Champ** : Nom désignant un gisement et l'ensemble de ses installations de production, de traitement et d'évacuation.
- **Complétion ou conditionnement d'un puits** : Ensemble des opérations qui permettent de mettre un puits en production.
- **Cuvelage** : Tube ou ensemble de tubes d'acier que l'on descend dans les puits de pétrole pour en consolider les parois.
- **Densité** : Rapport entre la masse volumique d'un corps et celle du même volume d'eau (ou d'air pour les gaz).
- **Derrick** : Tour métallique supportant le système de forage d'un puits d'exploitation. Dressée à la verticale du forage, elle permet d'effectuer les manœuvres de levage et de descente des tiges, des tubes et des outils.
- **Drew down** : C'est la différence de pression de gisement et de la pression de fond, $\Delta P = P_G - P_F$.
- **DST « Drilling Steam Test »** : Le DST c'est la première opération effectuée sur un puits après le forage ou après un Work over pour aider le démarrage ou redémarrage du puits.
- **Exploration** : Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
- **Forer** : Creuser le sol à l'aide d'une machine adaptée pour former un puits.
- **Forage dirigé** : Le forage le plus courant est vertical mais, pour différentes raisons, il peut être incliné. Le trou peut même, à l'extrême, être percé horizontalement. On parle alors de forage horizontal.
- **Gazoduc** : Canalisation souterraine en acier destiné au transport du gaz naturel sur de longue distance.

- **Gisement** : Accumulation naturelle de matières minérales (solides, liquides ou gazeuses) susceptibles d'être exploitées.
- **Hydrocarbure** : Composé chimique formé uniquement de carbone et d'hydrogène. L'essence (C₇H₁₆) ou le méthane (CH₄) du gaz naturel sont, par exemple, des hydrocarbures.
- **Indice de gravité API** : Est une échelle de valeurs arbitraire utilisée pour mesurer la densité du pétrole brut. La mesure se fait en degrés API (° API). Plus un brut est léger (plus sa densité est faible), plus son indice API est élevé. La plupart des bruts extraits ont des indices entre 20° (lourd) et 60° (léger).

Imaginée par l'American Petroleum Institute (API) et le National Institute of Standard and Technology (NIST), la formule pour déterminer l'indice API est la suivante :

$$\text{Indice API} = (141.5 / (\text{SpG à } 60 \text{ °F})) - 131.5$$

Où, SpG est l'abréviation de la gravité spécifique. Dans la pratique, l'indice n'est utilisé que pour les pétroles, mais, à titre de comparaison, l'eau est à 10° API.

- **Liner** : C'est l'extension du tubing au cas où la roche du réservoir n'est pas rigide, il a des trous qu'on appelle perforations.
- **Liquid Hold up** : La fraction de la zone d'une conduite occupée par le liquide.
- **Manomètre** : Instrument servant à mesurer la pression d'un fluide dans un espace clos.
- **Offshore** : Terme anglo-saxon signifiant « au delà du rivage ». Il désigne les gisements et les installations pétrolières situés en mer.
- **Oléoduc** : Canalisation servant à acheminer le pétrole brut. En anglais, on parle de pipe-line.
- **Pétrole** : Du latin « *petra oleum* » signifiant « huile de pierre ». Le pétrole est un liquide huileux inflammable, composé d'hydrocarbures très divers, dont la couleur varie du jaune au noir. On le trouve dans les couches sédimentaires de l'écorce terrestre.
- **Pipeline** : Canalisation pour le transport des fluides.
- **Plate-forme** : Ensemble des installations surélevées en mer, servant à exploiter les gisements d'hydrocarbures marins, en supportant les installations de production.
- **Pression** : Force qui agit sur une surface donnée, exprimée en bar dans le milieu pétrolier.

-
- **Production** : Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.
 - **Productivité** ou débit d'un puits le débit journalier global des fluides de gisement. La productivité d'un puits de pétrole est déterminée par le débit journalier de pétrole, de gaz et de l'eau. Le pétrole se mesure en tonne.
 - **Puits** : Trou pratiqué dans le sous-sol nécessaire à l'exploration et à l'exploitation pétrolière. On distingue notamment :
 - Les puits d'exploration, forés pour rechercher un gisement d'hydrocarbures ;
 - Les puits d'appréciation, forés afin d'évaluer les caractéristiques d'un gisement ;
 - Les puits de production, mis en œuvre lors de la production d'hydrocarbures ;
 - Les puits d'injection, par lequel on injecte de l'eau ou du gaz pour maintenir la pression ou remettre en pression un gisement.
 - **Réservoir ou roche réservoir** : Roche poreuse dans laquelle le pétrole et le gaz sont concentrés.
 - **Roche mère** : Roche dans laquelle se sont formés des hydrocarbures.
 - **Skin ou effets de peau** : C'est l'endommagement du fond du puits (Skin > 0 le fond est endommagé).
 - **Tige** : Tube d'acier d'une longueur standard de 9 mètres environ. Des raccords permettent de les visser les uns aux autres tout au long du forage.
 - **Torchère** : Dispositif destiné à évacuer et à brûler les gaz qui ne sont pas utilisés sur les exploitations gazières ou pétrolières. Ce brûleur sert de soupape de sécurité.
 - **Traitement** : Ensemble des opérations que l'on fait subir à des matières premières pour les transformer.
 - **Trépan** : Outil utilisé par les foreurs pour la désagrégation mécanique des roches en vue de s'enfoncer progressivement dans le sous-sol. Le trépan permet de creuser un trou circulaire de diamètre constant.
 - **Tubing ou colonne de production** : Colonne d'acier utilisée pour l'équipement d'un puits producteur et servant à acheminer les fluides exploités.
 - **Water cut** : Taux de l'eau dans les hydrocarbures.
-

→ **Work over** : C'est la solution ultime pour changer complètement le tubing ou les éléments du puits. on tue le puits par injection de boue pour éviter l'éruption, avant de commencer un Work over.

3. Pétrole

Le pétrole (littéralement huile de pierre) est un liquide huileux combustible, préférentiellement de couleur sombre et à l'odeur particulière, d'après la composition le pétrole est un mélange de différents hydrocarbures qui déterminent ses propriétés physique et chimiques [Sidorov, 1982].

a. Etat chimique

Le pétrole est un produit constitué d'une multitude de molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène uniquement, on parle d'hydrocarbures.

Ces différentes molécules sont caractérisées par le nombre et la structure des atomes de carbone. La chimie minérale distingue quatre grands types d'hydrocarbures en fonction de la nature des liaisons atomiques entre atomes de carbone:

1. **Les alcanes** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone est composée de liaisons simples, c'est une chaîne aliphatique saturée. Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 1 et 20. Autrefois, les alcanes étaient appelés paraffines. Exemples : le méthane, le butane, l'hexane. Formule brute : $C_n H_{2n+2}$. Un groupe d'alcanes est particulier, ce sont les cycloalcanes dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle hexane ou pentane. Exemples : le cyclohexane, le méthyle cyclopentane. Formule brute : $C_n H_{2n}$
2. **Les alcènes ou carbures éthyléniques** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient une liaison double. Le nombre de carbone varie le plus souvent entre 2 et 20. Autrefois, les alcènes étaient appelés oléfines. Exemples : l'éthylène, le butène, l'isobutène. Formule brute : $C_n H_{2n}$
3. **Les diènes ou alcynes** : Ce sont les molécules qui contiennent plus d'une double liaison dans la chaîne aliphatique. Exemples : l'acétylène, les butadiènes.
Formule brute : $C_n H_{2n-2}$
4. **Les chaînes aromatiques** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle benzénique. Le nombre de carbone est au minimum de 6. Exemples : le benzène, le naphthalène.

Formule brute : C_6H_{5-Y} (où Y représente une molécule attachée au cycle benzénique). [Secrétariat de la CNUCED (Conférence des Nations Unies sur le commerce)]

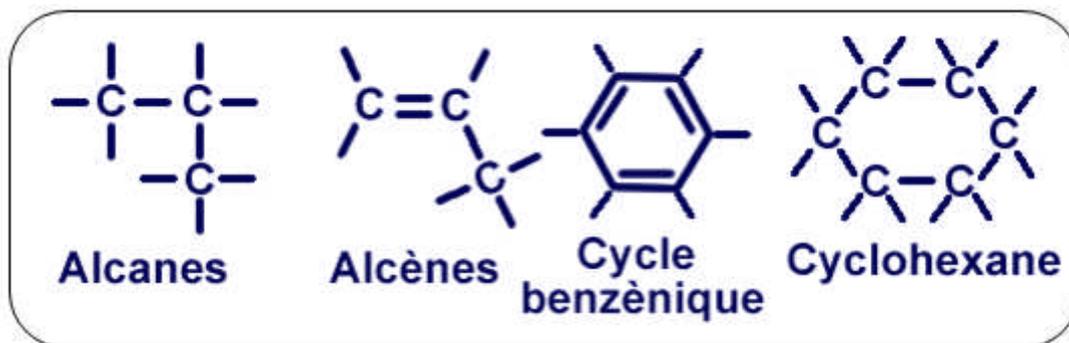


Figure I-1 : Structure des molécules.

b. Etat physique

L'état physique des composés du pétrole dans les conditions normales varie suivant la longueur de la chaîne aliphatique. En effet, plus la chaîne est longue, plus la masse volumique du composé est grande et plus le composé est visqueux.

A titre d'exemple, les composés du méthane au butane (C_1 à C_4) sont gazeux à température ambiante ; à partir de cinq atomes de carbone les composés sont liquides et au delà d'une quinzaine d'atomes de carbone, ils sont solides. Comme pour toute molécule, l'état physique des composés varie en fonction de la température et de la pression. Ces propriétés sont utilisées en vue de séparer les chaînes de différentes longueurs : la distillation est un exemple de séparation des molécules par la chaleur. [Secrétariat de la CNUCED]

c. L'origine et la formation du pétrole

L'origine du pétrole est envisagée par deux théories, l'une inorganique et l'autre organique. D'après la théorie inorganique avancée par D. Mendeleïev, la matière pétrolière première se forme au sein de la terre par interaction des eaux souterraines avec les carbures de fer incandescents. Sous l'action durable des températures élevées, cette matière première se transforme progressivement en pétrole et en gaz. Toutefois cette théorie simple n'est confirmée ni par la composition ni par la distribution des champs pétrolières dans l'écorce terrestre.

D'après la théorie organique, partagée par la plupart des savants, le pétrole est issu de la décomposition de matières organiques végétales et animales. Ces particules se déposent en même temps qu'une sorte de boue. Le milieu d'accumulation est confiné (peu oxygéné). A mesure qu'ils se déplacent en profondeur, la température et la pression de la roche augmentent, et sous leurs actions les matières organiques se transforment en pétrole et en gaz [Sidorov, 1982].

Au fur et à mesure du recouvrement de cet ensemble, la transformation en hydrocarbures commence. Elle débute vers 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres. La vitesse de transformation augmente jusqu'à 100°C (3000m) puis, au-delà de cette limite, elle diminue lorsque la température augmente. Si l'enfouissement est supérieur à 4000m (soit plus de 150°C), il ne se forme plus que du méthane. En tout état de cause, ces transformations sont très lentes et nécessitent plusieurs millions d'années.

La matière organique en décomposition, est en quelque sorte coincée dans la roche qui s'est formée au moment de son enfouissement. On parle de *roche mère*. Le pétrole en formation est moins dense que la roche qui l'entoure, il peut donc migrer vers la surface à condition qu'il ne soit pas arrêté dans sa progression par des roches imperméables par exemple. Si tel est le cas, le pétrole est alors stoppé dans sa remontée et se concentre pour former des poches. Ces pièges sont à l'origine des réservoirs actuels de pétroles [Pomerol C. et Renard M., 1999].

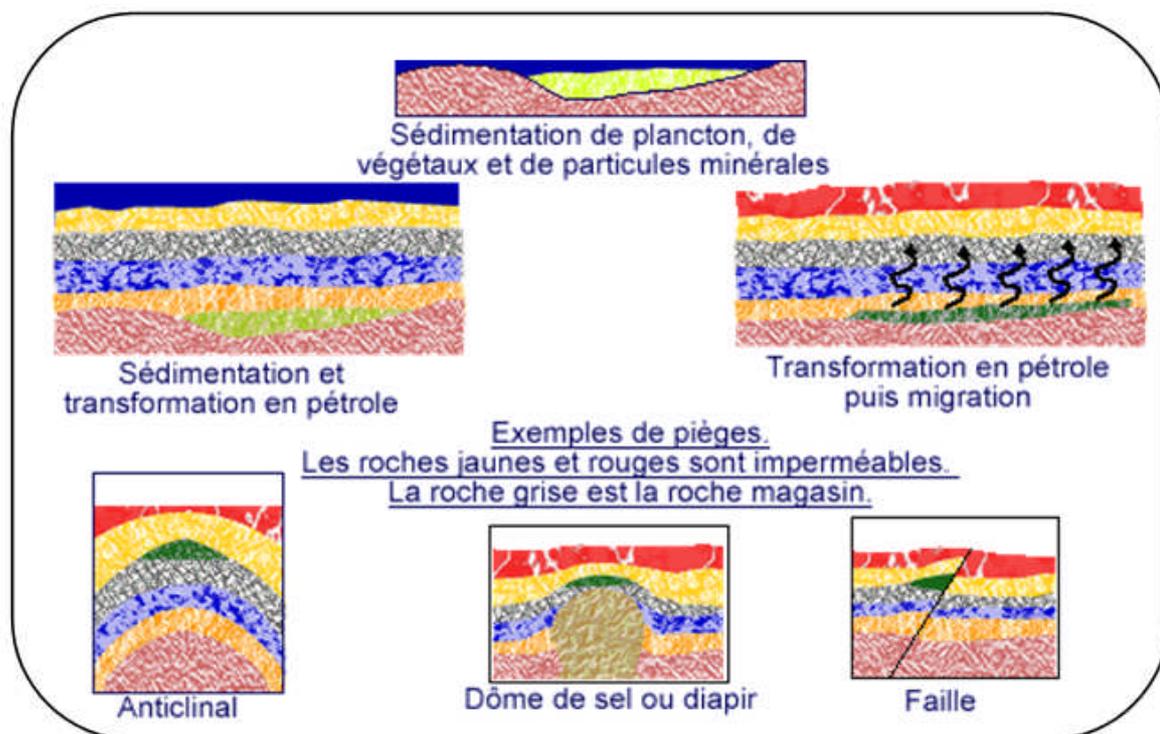


Figure I-2 : Etapes de la formation du pétrole et quelques exemples de pièges.

d. Qualité du pétrole brut

Il existe autant de qualités de pétrole qu'il y a de puits de pétrole dans le monde. En effet, chaque poche de pétrole a des caractéristiques qui lui sont propres et qui sont dues à l'histoire géologique de la formation du pétrole de cette poche en particulier.

Néanmoins, le pétrole est classifié suivant ses composants majoritaires et la mesure de sa viscosité par la gravité API (du nom de « American Petroleum

Institute ») ; ainsi un pétrole est léger (light) si le degré API est supérieure à 31.1, moyen (medium) s'il est compris entre 22.3 et 31.1, lourd (heavy) s'il est compris entre 10 et 22.3 et extra lourd (extra heavy) s'il est inférieur à 10. L'échelle API rend compte de la viscosité et donc de la longueur des chaînes carbonées des composés : plus les chaînes sont longues, plus le pétrole est lourd.

e. Les réserves du pétrole

Evaluer les réserves de pétrole est une question importante afin de gérer au mieux cette ressource non renouvelable. En effet, une fois l'ensemble des ressources pétrolifères épuisées, cette source d'énergie sera définitivement tarie. Cependant les réserves évoluent sans cesse, et contrairement à ce qu'on pourrait penser les réserves identifiées (ou prouvées) n'ont jamais été aussi importantes qu'à l'heure actuelle : les estimations varient entre 140 Gt (giga tonnes ou milliards de tonnes, équivalent à 1050 Gb ou giga barils) d'après le Oil and Gas Journal (OGJ) et 160 Gt (1200 Gb) d'après l'US Geological Survey (USGS). En se basant sur la consommation actuelle du pétrole, ces chiffres nous mèneraient entre 53 et 63 ans de production (suivant les ressources). Le tableau ci-dessous indique la répartition des réserves de pétrole prouvées en fonction des différentes zones géographiques de production. [Secrétariat de la CNUCED]

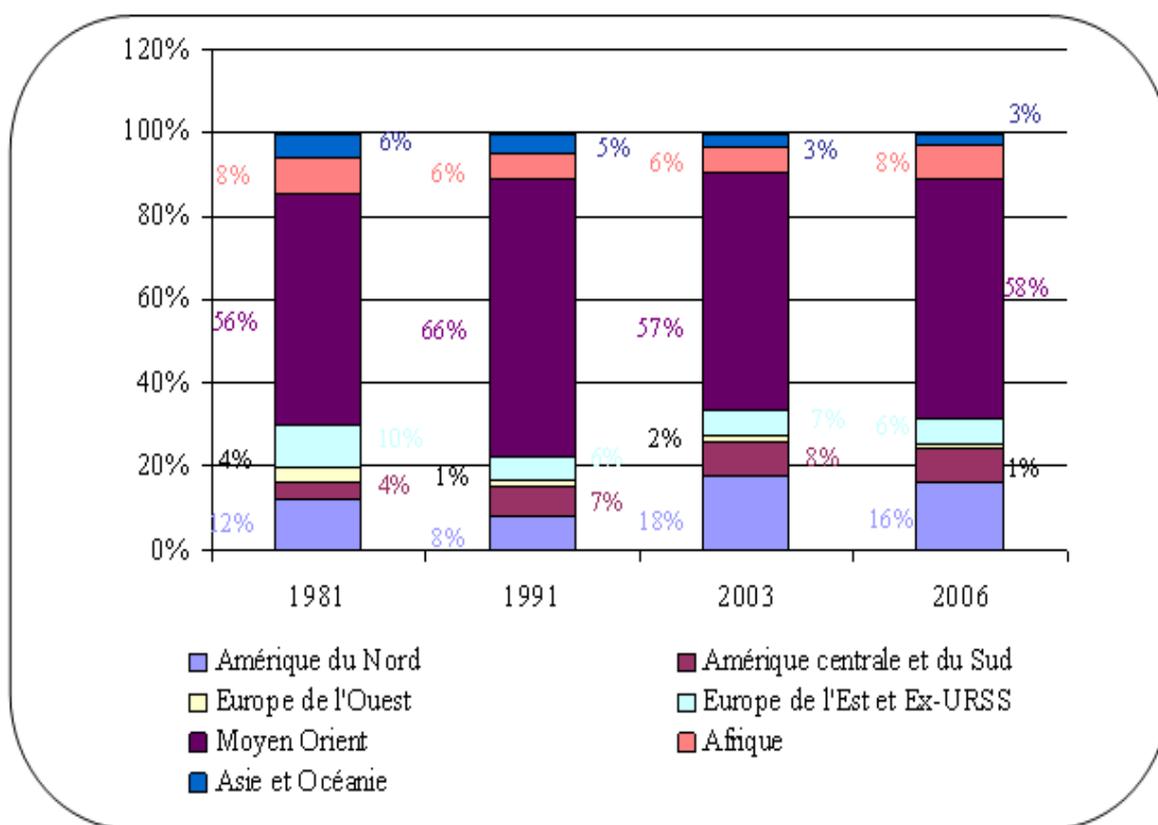


Figure I-3 : Part des régions dans les réserves mondiales prouvées de pétrole brut en pourcentage.

4. Exploration

L'exploration a beaucoup progressé en terme de fiabilité et ce, depuis l'invention de la sismique à trois dimensions. En effet, jusqu'alors les études du sous-sol terrestre, essentielles pour découvrir de nouvelles nappes de pétrole ainsi que pour déterminer les meilleurs emplacements pour le forage, étaient basées sur des études sismiques à deux dimensions. Les résultats amenaient à un taux de réussite d'environ 30 à 40 %. Depuis moins de dix ans, l'apparition de l'exploration à trois dimensions a permis d'atteindre un taux de réussite de 70%. Ces techniques sont au départ identiques à celles à deux dimensions : des ondes issues d'explosions provoquées se propagent dans le sous-sol terrestre et les « échos » de ces ondes sont enregistrés puis analysés pour en déduire la configuration du terrain en profondeur. La sismique à trois dimensions quadrille une surface avec des émetteurs et des récepteurs, multipliant considérablement la quantité de données à traiter ; alors que la sismique à deux dimensions utilisait une seule ligne d'émetteurs et de récepteurs. Seuls les progrès informatiques récents et la création d'algorithmes spécifiques permettent de traiter ces données. La quantité d'information récoltée est de l'ordre du Téraoctets (soit l'équivalent de mille milliards de caractères écrits). Le coût de la sismique 3D est bien plus élevé que la sismique 2D, néanmoins elle est de plus en plus utilisée du fait de la qualité des résultats obtenus.

L'exploration pétrolière commence par l'identification d'indices permettant de supposer où se trouve le pétrole et en quelle quantité. Géologue et géophysicien collaborent à cette enquête minutieuse à fort enjeu économique qui commence à la surface de la terre pour descendre vers le sous-sol.

a. La géologie pétrolière ou l'observation de la surface

C'est la première étape, qui permet de repérer les zones sédimentaires méritant d'être étudiées (plissements, failles...). Les géologues utilisent des photographies aériennes et des images satellites puis vont sur le terrain examiner les affleurements. Ces derniers peuvent en effet renseigner sur la structure en profondeur. Ensuite, l'analyse en laboratoire d'échantillons de roche prélevés permet de déterminer l'âge et la nature des sédiments afin de cerner les zones les plus prometteuses. Cette étape représente 5 % du budget consacré à la prospection.

b. La géophysique ou l'étude des profondeurs

Son objectif : donner le maximum d'informations pour que les forages soient entrepris ensuite avec le maximum de chance de succès. Il s'agit essentiellement d'accumuler des données sismiques riches en informations, grâce à une sorte « d'échographie » du sous-sol ou « sismique réflexion ». Ces données sont obtenues

à l'aide de vibreurs pneumatiques (ou autres) qui génèrent de mini-ébranlements du sous-sol. Les signaux recueillis en surface sont traités par de puissants logiciels de calcul qui reconstituent l'image du sous-sol. Les pièges possibles mis en évidence sont classés selon leur probabilité d'existence et leur volume prévisionnel. Cette étape représente 15 % du budget consacré à la prospection.

c. Vérification des hypothèses

C'est l'étape du forage d'exploration qui seule permet de certifier la présence de pétrole.

On perce la roche à l'aide d'un trépan.

À terre, l'ensemble du matériel est manipulé à partir d'un mât de forage.

En mer, l'appareil de forage doit être supporté au-dessus de l'eau par une plateforme métallique spécialement conçue. Cette étape qui dure de 2 à 6 mois est la plus lourde dans le budget d'exploration : 60 % en moyenne.

Avant d'envisager l'exploitation, il s'agit d'évaluer la rentabilité du gisement : volume des réserves récupérables et conditions de production ne peuvent être déterminés qu'en procédant à des forages de délimitation en vue de délimiter le gisement. Des équipes pluridisciplinaires constituées de géologues, de géophysiciens, d'architectes pétroliers, de foreurs, de producteurs et d'ingénieurs de gisement sont chargées d'étudier les résultats issus de la phase de prospection. Leurs conclusions sont déterminantes pour limiter les risques financiers que prennent les compagnies pétrolières.

En effet, sur cinq forages d'exploration, un seul, en moyenne, met en évidence une quantité de pétrole suffisante pour justifier économiquement son exploitation.

C'est la phase d'exploitation du gisement qui demande la mise en place de tout l'équipement nécessaire : forage de production appelé « puits de développement », installation de production, équipements de traitement et de comptage et système d'évacuation du pétrole. Cette phase, qui représente 40 à 60 % du coût total d'un projet, s'étale sur 2 à 3 ans.

La technique de forage la plus répandue est celle du forage Rotary qui s'est beaucoup renouvelée, en particulier avec les forages déviés - permettant de contourner un obstacle souterrain - ou horizontaux - permettant de traverser le réservoir sur toute sa longueur. Les puits multidrains, quant à eux, permettent de limiter le nombre de forages, en traitant plusieurs parties du réservoir à partir d'un point unique. *[D'après l'article de l'Institut Français de pétrole]*

5. Classification des puits

En s'accumulant en profondeur dans des terrains poreux et fissurés le pétrole et le gaz forment des gisements. La découverte, l'exploration et l'exploitation de ces gisements ou champs se font à l'aide des puits.

On appelle puits (puits de forage, sonde) une excavation cylindrique verticale ou déviée établie à partir de la surface du jour dans un massif de roches à l'aide des dispositifs mécaniques, sans accès direct de l'homme. Son origine au jour s'appelle tête de puits, son fond dans le massif des roches, front de taille. La méthode d'exécution d'un puits s'appelle forage ou sondage. Les tâches assumées par le forage déterminent cinq catégories suivantes des puits : sondes géologiques, paramétriques, puits d'exploration, de recherche et de production.

Puits géologique : Leur objectif est l'étude de la structure en profondeur des régions pour établir les lois générales du gisement des roches et si ces roches présentent les conditions nécessaires pour la constitution des gîtes de pétrole. Ces puits sont forés jusqu'à la fondation cristalline et si elle repose à une profondeur trop grande, la profondeur du puits est déterminée par les moyens techniques de l'installation de forage et le niveau technologique atteint dans le domaine.

Dans le forage des puits géologique, on procède au prélèvement des carottes, ainsi qu'à d'autres études géophysique. L'étude des renseignements fournis par le sondage géologique permet aux spécialistes d'évaluer les zones de la région envisagée et les dépôts favorisant la constitution éventuelle des accumulations de pétrole.

Les sondages paramétriques sont réalisés dans les zones où les conditions sont supposées favorables pour la constitution des champs de pétrole. Ces sondages rendent possible l'étude de la structure des roches en profondeur et permettent d'évaluer les réserves de pétrole. Le prélèvement des carottes est ici moins intense que dans le cas des sondages géologiques. D'après les données fournies par les sondages paramétriques on établit les superficies susceptibles de donner lieu à des gisements de pétrole.

Les puits d'exploration : sont forés d'après les données des sondages paramétriques et autres recherches, notamment, par les recherches géophysique. Ces puits confirment que dans les aires explorées il existe ou il n'existe pas de champs de pétrole. Dans les champs explorés ils permettent d'étudier les coupes du terrain à des profondeurs plus grandes que celles des gîtes exploités. Le prélèvement des carottes ne se fait que dans les limites de la présence éventuelle des horizons productifs. Outre les recherches géophysiques de chantier, les puits d'exploration assurent l'échantillonnage de toutes les couches productives éventuelles.

Les sondages de recherches sont amorcés une fois que le sondage d'exploration a établi la présence des horizons encaissant du pétrole. Les taches du sondage de recherche sont d'évaluer la puissance du gisement, d'apprécier les réserves d'hydrocarbures en tant que matières premières et d'accumuler les données nécessaires pour établir le projet de forage des gîtes isolés. Dans le sondage de recherche les carottes ne sont prélevées qu'à la hauteur des horizons productifs ; on réalise un ensemble déterminé des explorations géophysiques et de chantier et l'échantillonnage des horizons productifs aux testes de formation, ainsi que l'essai de production des horizons prometteurs. Si les sondages de recherche qui ont fourni du pétrole ou du gaz satisfont aux prescriptions imposées, ils passent dans la catégorie des puits de production. En présence des défaillances qui empêchent ce transfert, les puits de recherche sont soit arrêtés, soit tués comme ayant rempli leur mission.

Les puits de production sont forés pour extraire du pétrole, du gaz, et, dans plusieurs cas de l'eau de formation (par exemple, l'eau d'iode et brome). A cette catégorie, on rapporte également les puits d'injection, d'évaluation, témoins et piézométriques.

Les puits d'injection servent pour maintenir la pression dans la couche. A travers ces trous, on pompe dans les couches à partir de la surface du jour de l'eau, du gaz et parfois de l'air.

Les puits témoins et piézométriques s'emploient pour l'observation systématique dans la couche du déplacement du contact eau-huile (eau-gaz) et de la variation de la pression au cours de l'extraction du fluide (pétrole, eau) et du gaz.

Les puits d'évaluation sont réalisés pour établir la quantité de pétrole qui reste dans une couche productive. A cet effet, on y prélève une carotte pour déterminer au laboratoire la quantité de pétrole restant dans les pores et évaluer la saturation éventuelle de la couche en pétrole [Sidorov, 1982].

6. Construction des puits

Le cycle de construction d'un puits quelle que soit sa destination (recherche, exploration, production du pétrole et du gaz) compte trois étapes :

- a. Construction des structures au jour et montage du matériel de forage ;
- b. Forage et tubage ;
- c. Essai des objets productifs.

La première étape commence par les terrassements (nivellement du terrain, établissement des fouilles prévues pour la fondation), suivis de montage de la tour,

la construction des structures au jour, le montage du matériel de forage et de l'équipement énergétique ou le déplacement et le montage des blocs porteurs de cet équipement et de la tour jusqu'à l'emplacement du nouveau forage. Ensuite, le matériel de forage est mis à l'essai, après quoi, on procède aux travaux préparatoires.

La deuxième étape (forage et tubage du puits) est considérée comme achevée après la descente de la colonne de production.

La troisième étape et le cycle de la construction tout entier se terminent soit par la venue du pétrole ou du gaz, soit par l'achèvement des essais de tous les objets prévus à cet effet.

Avant de s'attaquer à la construction d'un puits, des aménagements sont prévus à l'emplacement du site :

- Une route reliant le puits au réseau routier ;
- Une conduite d'eau ;
- Une ligne d'éclairage ;

Et si le forage est assuré par des moteurs électriques, des aménagements supplémentaires sont prévus :

- Une ligne de transmission électrique ;
- Une ligne téléphonique ;
- Une liaison radio-électrique.

L'étape la plus laborieuse et la plus onéreuse est la deuxième, celle de forge et de tubage. Beaucoup de temps demande également la troisième étape, celle des essais. Il faut donc s'efforcer à réduire au minimum le temps nécessaire pour la réalisation de la deuxième et de la troisième étapes et les frais absorbés par l'exécution de la deuxième étape, ce qui, naturellement, n'élimine pas les mesures à prendre pour réduire le temps et les frais imposés par la première étape.

→ *Isolation des couches (tubages)*

Au cours du forage, le trou de sonde dégage des terrains différents suivant :

- La composition ;
- Les propriétés physiques et chimiques ;
- Les pressions de gisement ;
- Les pressions de pore ;

Les roches peuvent être stables ou susceptibles d'éboulements et de gonflements dans le sens du trou par effet de fluage. Un trou de sonde peu

découvrir des couches à basses pression, qui absorbent le fluide de forage, et à pression élevée, productives et improductives.

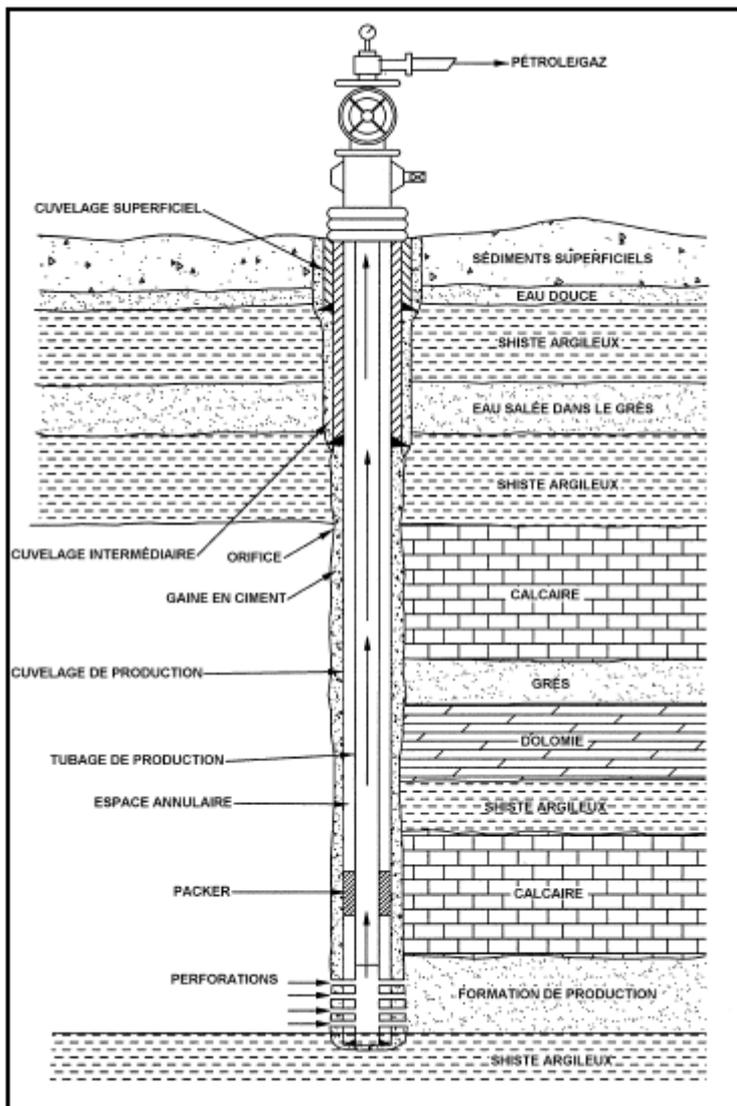


Figure I-4 : Construction type d'un puits.

Pour assurer un forage sans aléas, il faut consolider le puits par des tubes d'acier dont l'ensemble s'appelle tubage ou casing, alors que l'espace annulaire parois-tubage reçoit par pompage du coulis de ciment qui en se solidifiant forme une pierre de ciment.

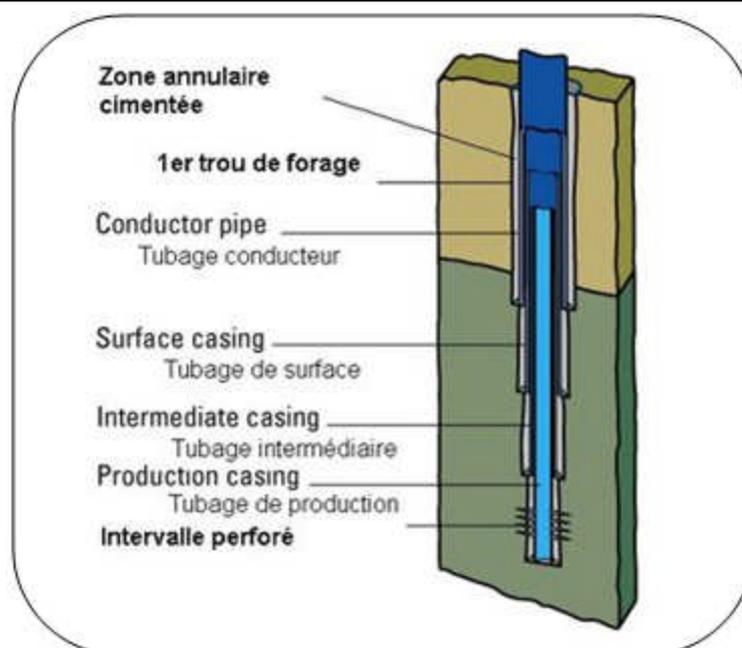


Figure I-5 : Coupe transversale d'un puits.

Les objectifs principaux du tubage sont :

- Former un canal durable et étanche pour le transfert du pétrole, du gaz et de l'eau de la couche à la surface du jour ou pour refouler dans la couche divers agents (eau, gaz, vapeur, etc.) ;
- Assurer la sécurité de l'isolation des horizons à pression différentes, ainsi que l'isolation des horizons productifs et improductifs entre eux ;
- Raffermer les parois du trou constituées par des roches à stabilité insuffisante.

7. Pression de gisement ou de formation

Les fluides encaissés par la couche subissent une pression définie dite de gisement ou de formation.

La pression de la couche avant son exploitation est dite initiale $P_{g.in}$. Sa valeur est liée à la profondeur et peut être calculée d'après la formule approchée :

$$P_{g.in} = \rho g H \quad (I.1)$$

Où, H est la profondeur de la couche (m) ; ρ la densité du liquide (de l'eau), en kg/m^3 ; et g , l'accélération de la chute libre, $9.81\text{m}/\text{s}^2$.

En réalité, la valeur de la pression de gisement initial peut être plus élevée (anormalement grande) ou plus basse que celle calculée d'après la formule (I.1). Sa valeur exacte est déterminée avec des manomètres de fond ou, si l'on connaît la densité du fluide remplissant le puits, par calcul d'après la formule (I.1), et en présence d'une pression excédentaire sur la tête, d'après l'équation :

$$P_g = \rho g H + P_t \quad (I.2)$$

Où, H est la profondeur de la couche productive (m) ; P_t est la pression sur la tête de puits (Pa).

Lorsque le liquide ne remplit qu'une partie du puits, la pression de gisement vaut :

$$P_g = \rho g H_t \quad (I.3)$$

(H_t est la hauteur de la colonne du liquide dans le puits, m).

La pression de gisement n'est pas la même suivant tout le champ (elle est la plus faible dans sa partie libre, et la plus forte sur les flancs du puits (figure I-5), ce qui rend plus difficile l'analyse de la variation de la pression de gisement au cours de l'exploitation du puits ; on utilise donc sa valeur rapportée à un plan retenu par convention, qu'on appelle pression de gisement réduite. Par plan conventionnel, on entend le plan qui correspond au niveau de la mer ou du contact initial eau - pétrole.

Pour la figure I-5, la pression réduite (en Pa) rapportée à la position initiale du contact pétrole- eau vaut :

$$P_1 \text{ réd} = P_1 + x_1 \rho_{\text{pét}} g ; P_2 \text{ réd} = P_2 + x_2 \rho_{\text{pét}} g ;$$

$$P_3 \text{ réd} = P_3 + x_3 \rho_{\text{eau}} g ;$$

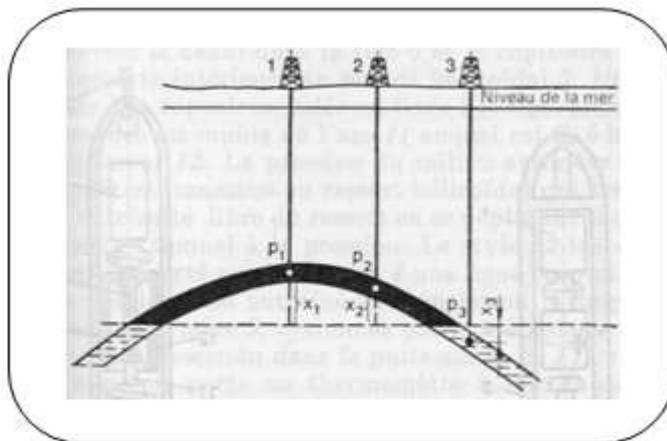


Figure I-6 : Détermination de la pression de gisement réduite.

Où, x_1 , x_2 , et x_3 sont les distances du fond du puits suivant le plan de contact pétrole - eau ; $\rho_{\text{pétrole}}$ et ρ_{eau} , respectivement les densités du pétrole et de l'eau, kg/m^3 ; g , accélération de la chute libre, m/s^2 .

Au cours de l'exploitation des champs de pétrole toutes les variations de la pression de gisement sont enregistrées scrupuleusement. Leur étude permet de

juger les processus dont la couche est le siège et de régulariser l'exploitation des puits.

La pression dans le puits est mesurée avec des manomètres enregistreurs de pression de fond [Sidorov, 1982].

8. Principe de la production

Il s'agit de générer au fond des puits de pétrole ou de gaz une pression inférieure à la pression du réservoir. Ainsi, sous l'effet de la différence de pression, les hydrocarbures vont se diriger vers le puits et remonter vers la surface. Pratiquement, le puits est entièrement coffré par un tubage jusqu'au réservoir. Ce tubage, difficilement amovible lorsqu'il est cimenté, assure l'intégrité du puits tout au long de son exploitation. Le pétrole et le gaz remontent par un autre tubulaire, le tube de production, tubing en anglais, placé dans le cuvelage. Ce dernier est amovible et peut être changé quand apparaissent corrosion ou dépôts.

Parfois, la pression du gisement est suffisante pour que les hydrocarbures remontent d'eux-mêmes jusqu'à la surface, les puits sont alors dits « éruptifs ». Dans d'autres cas, les puits ne sont jamais éruptifs. De toute façon, dans tous les cas, la pression du gisement diminue au fur et à mesure que l'on produit. Au bout d'un temps, elle ne suffit plus à produire de façon éruptive. Il faut alors stimuler la production. C'est ce qu'on appelle la récupération assistée.

En arrivant à la surface, les effluents des puits de production vont commencer leur circuit dans les installations de surface. [<http://www.planete-energies.com/contenu/petrole-gaz/transport-petrole.htm>]

→ *Maintenir la pression*

Une fois que le trépan a atteint le réservoir, un tuyau est mis en place pour faire remonter les hydrocarbures en surface. À cette grande profondeur, la température est élevée et la pression très forte. Percer un gisement revient donc à enlever la soupape d'une cocotte-minute chaude. Le liquide jaillit. Pour contrôler la pression, on injecte dans le trou creusé par le derrick une « boue » très dense. La boue sert aussi pendant le forage à remonter les déblais en surface et à refroidir le trépan. Une série de robinets et de manomètres permet ensuite d'affiner plus précisément les débits souhaités.

Après plusieurs années d'exploitation, la pression commence à diminuer dans le puits, comme celle d'une cocotte-minute qui se vide. Il faut alors percer un nouveau puits afin d'introduire un autre liquide sous pression, souvent de l'eau, qui va pousser les hydrocarbures restant vers le haut et permettre de continuer encore un peu l'exploitation.

9. Écoulement dans les collectes

Les lignes de collecte transportent un effluent presque toujours polyphasiques.

En l'état actuel des connaissances, on ne dispose d'aucune loi générale qui permet de déterminer avec précision les pertes de charge liées à ce type d'écoulement. Toutes les méthodes de calcul proposées utilisent des données expérimentales et ne fournissent que des valeurs plus au moins approchées. Il est prudent, lors de l'étude d'un projet, de compter avec cette précision et d'admettre, en cas de doute, qu'il est moins onéreux de surdimensionner légèrement une conduite que d'avoir à suppléer par la suite à son insuffisance. [Mailhe, 1974]

II. Les écoulements

1. Introduction

La mécanique des fluides diphasique est le domaine de la mécanique des fluides (gaz ou liquide) qui consiste à étudier ce qu'il se passe lorsque l'on a affaire à plusieurs fluides qui s'écoulent ensemble : il peut s'agir d'un même fluide présent en deux phases différentes (eau et vapeur par exemple...), de deux liquides différents dans une même phase (eau et huile liquides par exemple, cela intéresse particulièrement l'industrie pétrolière) ou encore deux fluides différents dans une phase différente (eau et air pour un exemple trivial)... Le comportement d'un écoulement en présence de deux fluides différents se trouve fortement modifié par rapport au cas monophasique ; c'est pourquoi il est à l'heure actuelle l'un des sous-domaines les plus actifs (au niveau de la recherche et des publications) de la mécanique des fluides.

2. Écoulement monophasique

Un écoulement est dit monophasique si le fluide qui s'écoule comporte une seule phase c'est-à-dire que le fluide est homogène lors de son écoulement et qu'il n'est pas sujet à des modifications physiques tout le long de son action.

Définition d'une phase

Bien que le concept de phase soit simple, il est difficile de le définir précisément. Une bonne définition de la phase d'un système est une région de l'espace des paramètres thermodynamiques du système dans lequel l'énergie libre est une fonction analytique. Ceci signifie que deux états d'un système sont dans la même phase s'il existe une transformation physique passant de l'un à l'autre sans qu'il y ait des changements dans les propriétés thermodynamiques.

Dans un fluide newtonien, la force tangentielle est proportionnelle au taux de variation de la vitesse, ce qui conduit aux équations de Navier-Stokes. L'importance relative de la viscosité est mesurée par le nombre de Reynolds.

Si l'écoulement est uniforme, la viscosité n'a aucun effet puisque toutes les particules se déplacent à la même vitesse. Ce sont les parois, sur lesquelles la vitesse d'un fluide visqueux s'annule, qui créent une variation de vitesse entre 0 et la vitesse de l'écoulement non perturbé.

En toutes circonstances, il suffit de s'éloigner suffisamment des parois pour trouver des vitesses quasi-constantes qui permettent de négliger la viscosité. Plus la valeur du nombre Reynolds est élevée, plus cette zone, dans laquelle on peut considérer que l'on a affaire à un fluide parfait, est importante. Les effets de la viscosité se concentrent alors dans la couche limite assez mince pour permettre de simplifier les équations visqueuses.

Dans une première gamme de Reynolds, l'écoulement reste généralement irrotationnel, dépourvu de tourbillons. Pour de plus fortes valeurs, la couche limite engendre un sillage tourbillonnaire à l'aval de l'obstacle.

Lorsque le nombre de Reynolds atteint des valeurs encore plus élevées, la couche limite, laminaire à l'amont, devient turbulente à l'aval, cette turbulence se transmet au sillage, ce qui complique considérablement le problème.

D'autre part, tous les fluides sont plus ou moins compressibles, l'effet de la compressibilité étant mesuré par le nombre de Mach. Là encore, il est souvent possible de simplifier les équations en négligeant la compressibilité pour les faibles nombres de Mach.

Résolution des systèmes

La méthode de résolution des problèmes des systèmes en monophasique diffère des méthodes de la dynamique du solide par le fait que l'élément étudié est un milieu continu. Il y a lieu alors d'isoler l'ensemble de ce milieu en un élément défini formé d'un ensemble de particules dans un volume défini ; il convient d'appliquer à ces particules - non réactives - les étapes suivantes :

- Le bilan de la quantité de mouvement ; principe fondamental de la dynamique : conservation en l'absence de forces extérieures ou variation en présence de telles forces ;
- La loi de la variation de l'énergie cinétique en fonction des travaux des forces intérieures et extérieures ;
- La loi de la conservation de l'énergie ;

- Le principe de la conservation de la masse qui conduit l'équation de la continuité ;
- Eventuellement des équations d'état du fluide.

3. Ecoulement diphasique

Un écoulement est dit diphasique si le fluide qui s'écoule comporte deux phases.

La complexité de ces systèmes est générale telle qu'il est impossible de les décrire dans le détail à l'aide des concepts de la mécanique des fluides habituelle (monophasique). Même en se limitant au cas d'un mélange de deux phases, les phénomènes sont très complexes.

Divers noms ont été donnés à des mélanges particuliers, par exemple :

- **Emulsion** : Mélange liquide-liquide finement divisé ; ce terme est parfois appliqué à un mélange gaz-liquide sous forme de très petites bulles très nombreuses ;
- **Mousse** : Mélange gaz-liquide à très fort taux de gaz ; interfaces à géométrie polyédrique ;
- **Brouillard, aérosol** : Suspension dans un gaz de très fines gouttelettes de liquide ; l'appellation dépend de la taille des particules ;
- **Lit fluidisé** : Suspension de corps pulvérulents par un faible courant de gaz.

Il peut exister des systèmes diphasiques en équilibre, mais la plupart du temps, il y a mouvement et transfert entre phase et entre les phases et l'extérieur du système. On constate en général :

- Un échange de masse entre l'extérieur et le système : c'est le plus souvent le but recherché ou le résultat des forces appliquées ;
- Un échange de masse entre phases provenant d'un déséquilibre chimique entre les phases ; cet échange peut ne pas avoir lieu et ne pas être recherché ;
- Un échange de quantité de mouvement avec l'extérieur, pouvant s'accompagner d'échange d'énergie : propulsion ou non des effluents, efforts sur les parois du système ;
- Un échange de quantité de mouvement entre phases, dû à leur différence de densité ; cet échange est lié au glissement entre phases qui est une notion essentielle de la mécanique diphasique ;

- Un échange d'énergie entre phases, qui peut être accompagné d'échange de masse : réaction, changement d'état ; ou non : transfert de chaleur ;
- Un échange d'énergie entre l'extérieur et le système, qui peut provenir de la convection des effluents ou des déséquilibres entre le système et l'extérieur.

Le transfert entre phases s'effectue à travers les interfaces : c'est en général le phénomène le plus difficile à analyser. Le transfert aux parois du système est un des résultats recherchés mais nécessite d'abord l'analyse du transfert entre phases.

Résolution des systèmes

Pour un phénomène aussi complexe ; il convient d'établir les lois de conservation locales instantanées pour chaque phase séparément :

- Conservation géométrique ;
- Masse ;
- Quantité de mouvement ;
- Energie cinétique ;
- Energie totale ;
- Enthalpie ;
- Entropie ;

On établit les équations locales et globales moyennées pour chaque équation de conservation ; pour obtenir les équations diphasiques, il faut faire la somme des termes correspondant à chacune des phases.

4. Les modèles du diphasique

Le mot « modèle » désigne un système d'équations décrivant une certaine image que l'on se donne d'un écoulement diphasique réel.

Considérons par exemple un écoulement eau-air à bulles dans une conduite verticale. Un tel écoulement diphasique n'est jamais strictement axisymétrique et de plus les bulles circulent à vitesse plus élevée que le liquide en raison des forces d'Archimède. En revanche, on peut décider de remplacer l'écoulement réel par une image idéalisée où l'écoulement serait supposé axisymétrique et où les vitesses des deux phases seraient égales. Le modèle mathématique peut être à une ou deux variables d'espace indépendantes selon le type d'équations moyennées que l'on utilisera : moyenne surfacique instantanée ou moyenne temporelle locale. Le choix d'une image de l'écoulement diphasique repose essentiellement sur le choix de propriétés géométriques (configuration axisymétrique, interfaces

cylindriques, annulaires, etc.), de propriétés cinématiques (vitesses relatives entre les phases), ou de propriétés thermiques (conditions de saturation pour une ou deux phases). Ces deux dernières propriétés représentent les déséquilibres cinématiques et thermiques entre phases.

Un modèle global est un modèle qui ne prend pas en compte le type d'écoulement (par exemple : modèle homogène ou modèle à phases séparées). En revanche, les modèles particuliers tiennent compte du type d'écoulement.

a. Modèle homogène

Dans le modèle global homogène, on remplace l'écoulement diphasique par un pseudo - fluide monophasique incompressible dont les propriétés (vitesse, température, masse volumique et viscosité) sont les moyennes du mélange obéissant aux lois d'un écoulement monophasique.

Remarque : Ce modèle a longtemps été utilisé en génie pétrolier, dans la production de vapeur, dans les systèmes de réfrigération, etc. Plus les pressions et les vitesses sont élevées dans le mélange, plus ce modèle global représente d'autant mieux la réalité.

b. Modèle à phases séparées

→ On tient compte des propriétés de chaque phase (vitesse, température, taux de vide, etc).

Trois (03) équations moyennées pour chaque phase (moyennes surfaciques)

→ Corrélations empiriques pour la fermeture du système d'équations.

[<http://www.sciences.univ-nantes.fr/physique/perso/aloui/dea-diphasique/chap5-dea/ch5-dea.htm>].

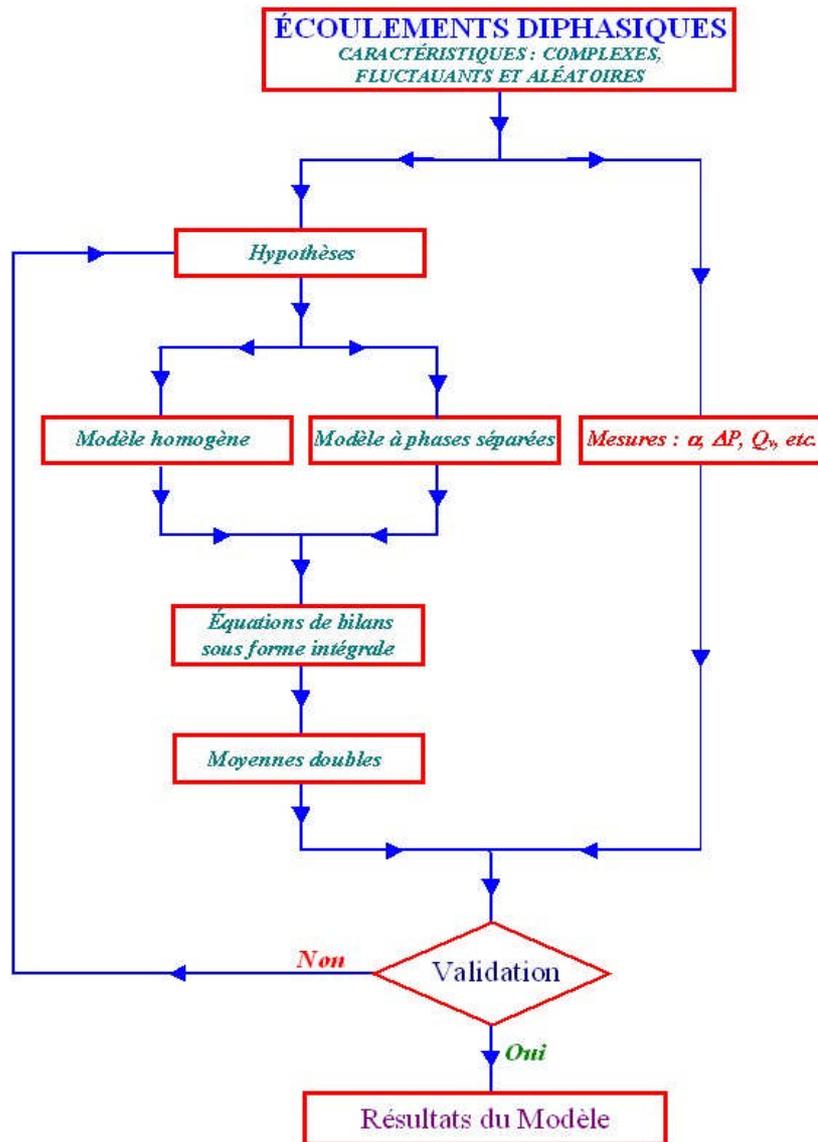


Figure I-7 : Organigramme des deux modèles homogène et séparé.

5. Les régimes d'écoulement

L'expérience a montré qu'une variation dans le rapport des phases d'un fluide diphasique peut changer l'allure de l'écoulement. On a ainsi relevé sept types d'écoulement qui sont représentés sur la figure I-8 dans l'ordre où ils apparaissent quand augmente progressivement le GOR (Gaz Oil Ratio). Ce sont :

- a) *Écoulement avec bulles* (bubble flow). Le gaz, en petite quantité, se déplace sous forme de bulles à la partie supérieure de la conduite, à peu près à la même vitesse que le liquide. Le cheminement du fluide total s'apparente à celui d'une mousse ou d'une émulsion.
- b) *Écoulement avec vagues moutonnantes* (slug flow). La vitesse du gaz devient suffisante pour arracher des crêtes d'écume aux vagues. L'écume forme un brouillard qui se déplace avec le gaz, plus vite que le liquide.

- c) *Écoulement avec bouchons* (plug flow). La phase gazeuse croît. Le gaz s'accumule à la partie supérieure de la conduite. L'écoulement se fait avec alternance de bouchons de liquide et de gaz.
- d) *Écoulement annulaire* (annular flow). La vitesse du gaz très grande. Le liquide est plaqué sur la paroi du tube, le gaz circule dans la partie centrale laissée libre.
- e) *Écoulement stratifié* (stratified flow). Le gaz occupe toute la partie supérieure de la conduite, le liquide la partie inférieure. Les vitesses d'écoulement étant encore à peu près identiques, l'interface gaz-liquide est plane.
- f) *Écoulement en brouillard* (spray flow). L'importance de la phase liquide est faible par rapport à celle de la phase gazeuse. La plus grande partie du liquide, voire sa totalité, entraînée sous forme de brouillard.
- g) *Écoulement avec vague* (wavy flow). Le régime d'écoulement est analogue au précédent. Mais l'importance de la phase gazeuse s'étant accrue. Le gaz circule plus vite que le liquide et des ondulations apparaissent sur l'interface.

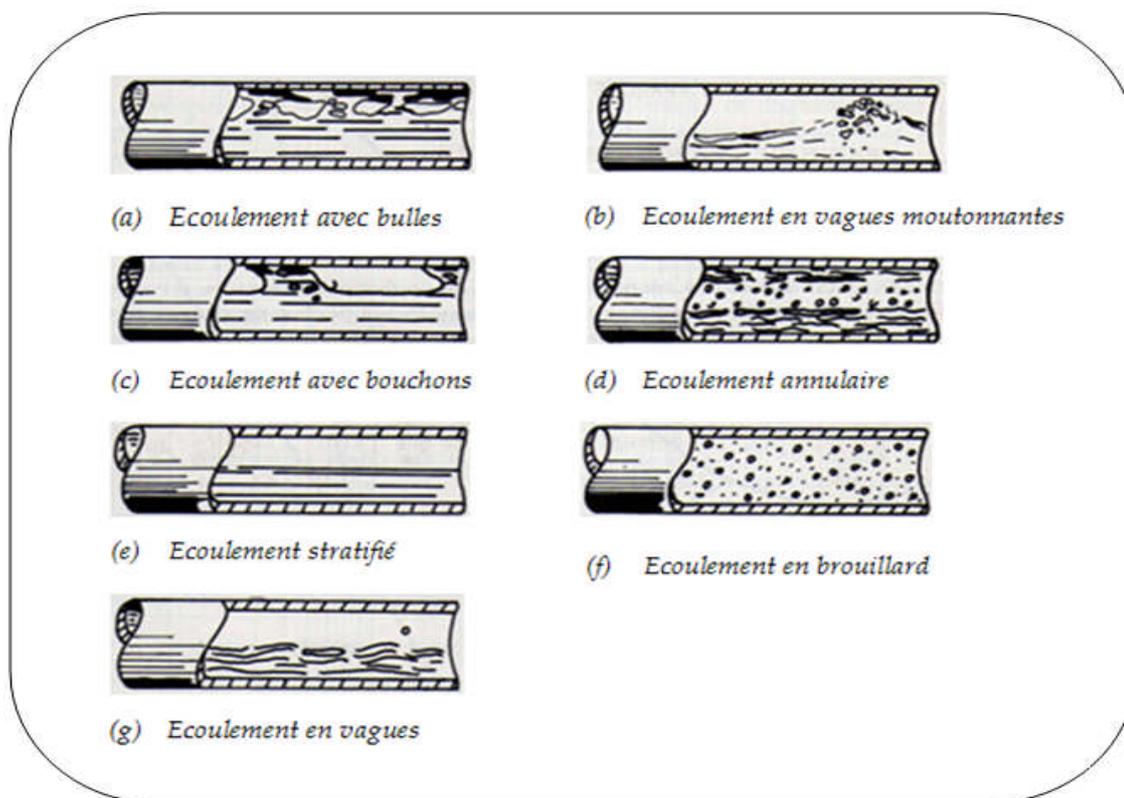


Figure I-8 : Les types d'écoulements diphasiques.

6. Détermination du type d'écoulement

Le diagramme établi par G.E.Alves (figure I-9) est utilisé pour identifier le type d'écoulement. Ce diagramme, établi expérimentalement pour de l'eau et de l'air, a été corrigé en fonction des paramètres G/λ en ordonnée, et $L\lambda\psi/G$ en abscisse. En calculant ces valeurs pour le problème posé, on situe un point sur le diagramme, où des courbes délimitent les sept zones qui correspondent aux sept régimes d'écoulement

→ Symboles utilisés

G : vitesse massique du gaz en kilogrammes par heure par centimètre carré.

L : vitesse massique du liquide en kilogrammes par heure par centimètre carré.

ρ_G : masse spécifique du gaz en grammes par centimètre cube (conditions moyennes de la conduite).

ρ_L : masse spécifique du liquide en grammes par centimètre cube.

$$\lambda = (833,5 \times \rho_G \times \rho_L)^{0,5}$$

μ_L : viscosité du liquide en centipoises (conditions moyennes de la conduite).

$$\psi = \frac{73}{\gamma} \left[\mu_L \left(\frac{0,887704}{\rho_L} \right)^2 \right]^{1/3}$$

γ : tension superficielle du liquide en dynes par centimètre.

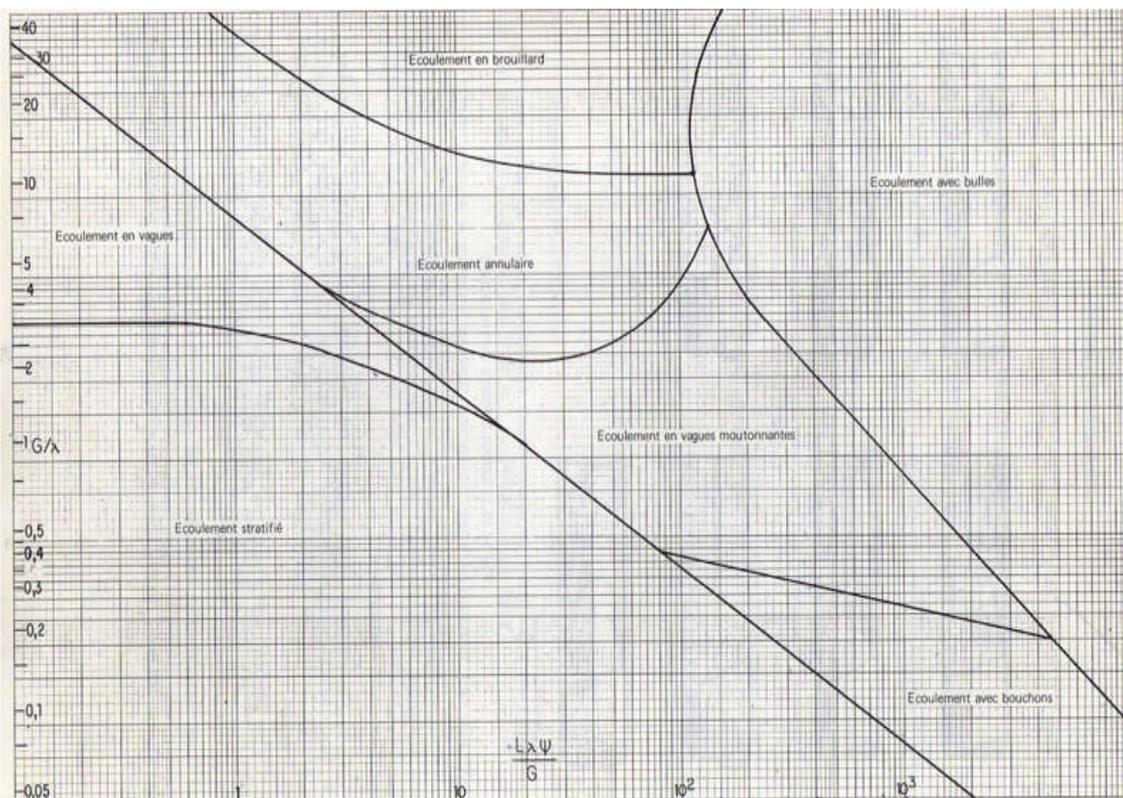


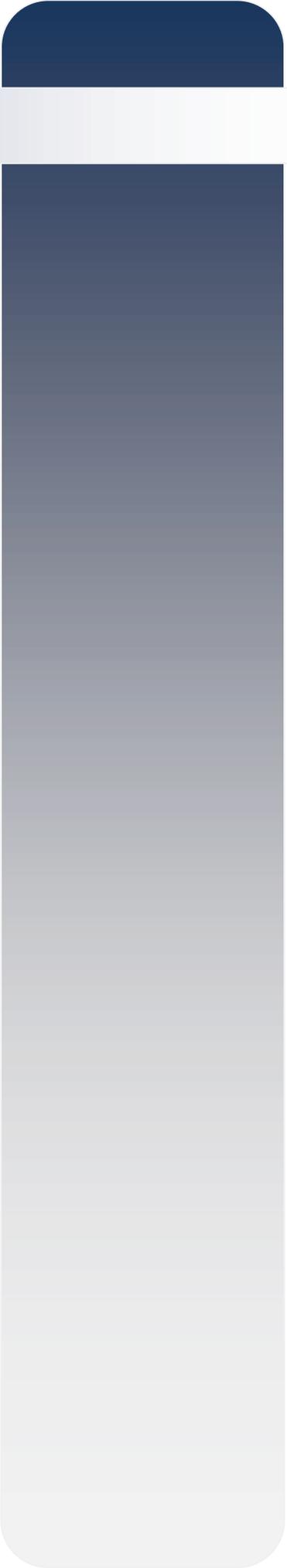
Figure I-9 : Le diagramme de G.E.Alves.

Il convient de se montrer prudent si le point calculé tombe à proximité immédiate d'une limite de zone. Il est alors préférable de se placer dans le cas le plus défavorable. [Mailhe, 1974]

7. Conclusion : Et demain ?

Les hydrocarbures sont des ressources énergétiques non renouvelables, c'est-à-dire qu'elles mettent beaucoup plus de temps à se former que l'homme n'en met à les consommer. Certains gisements ont plusieurs millions d'années d'existence, alors qu'il aura fallu moins d'un siècle à quelques pays industriels pour les épuiser. On estime que près de la moitié du pétrole mondial a déjà été exploité. La croissance démographique mondiale et la généralisation du mode de vie industriel suscitent une croissance importante de la demande énergétique. Malgré les avancées techniques et l'amélioration des procédés de production, il est peu probable que l'on puisse découvrir encore beaucoup de pétrole au XXI^e siècle.

Les compagnies pétrolières investissent donc des sommes considérables dans les énergies renouvelables pour diversifier leurs activités et se préparer à la versatilité des marchés, la politique extérieure des États les plus riches étant largement dictée par leurs intérêts énergétiques. Les économies d'énergie, si elles ne naissent pas d'une prise de conscience citoyenne pour la durabilité de notre planète, viendront sans doute de la dure réalité. Les technologies connues à l'heure actuelle ne nous permettront pas de continuer longtemps à consommer autant. La course à la production semble porter en elle ses propres limites.



Chapitre II :
Présentation
du champ pétrolier
de Hassi Messaoud

Chapitre II

Présentation du champ pétrolier de Hassi Messaoud

I. Champ pétrolier de Hassi Messaoud

1. Situation géographique

Le champ de Hassi-Messaoud est situé à 850 Km au Sud-Est d'Alger, et à 300 Km de la frontière Algéro - Tunisienne, il est considéré, comme étant le plus grand gisement de la province triasique.

Sa localisation en coordonnées Lambert (Sud Algérie) :

X = [790.000 - 840.000] Est.

Y = [110.000 - 150.000] Nord.



Figure II-1 : Carte de l'Algérie.

2. Situation géologique

Le champ de Hassi-Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, (vaste formation évaporitique du trias) ; il est limité :

- Au Nord, par les structures de Djamâa-Touggourt.
- A l'Ouest, par la dépression de Oued Mya.
- Au Sud par le fond d'Amguid et d'El-Biod.

- A l'Est, par les hauts fonds de Dahar, Rhourd-El-Baguel et la dépression de Ghadames.

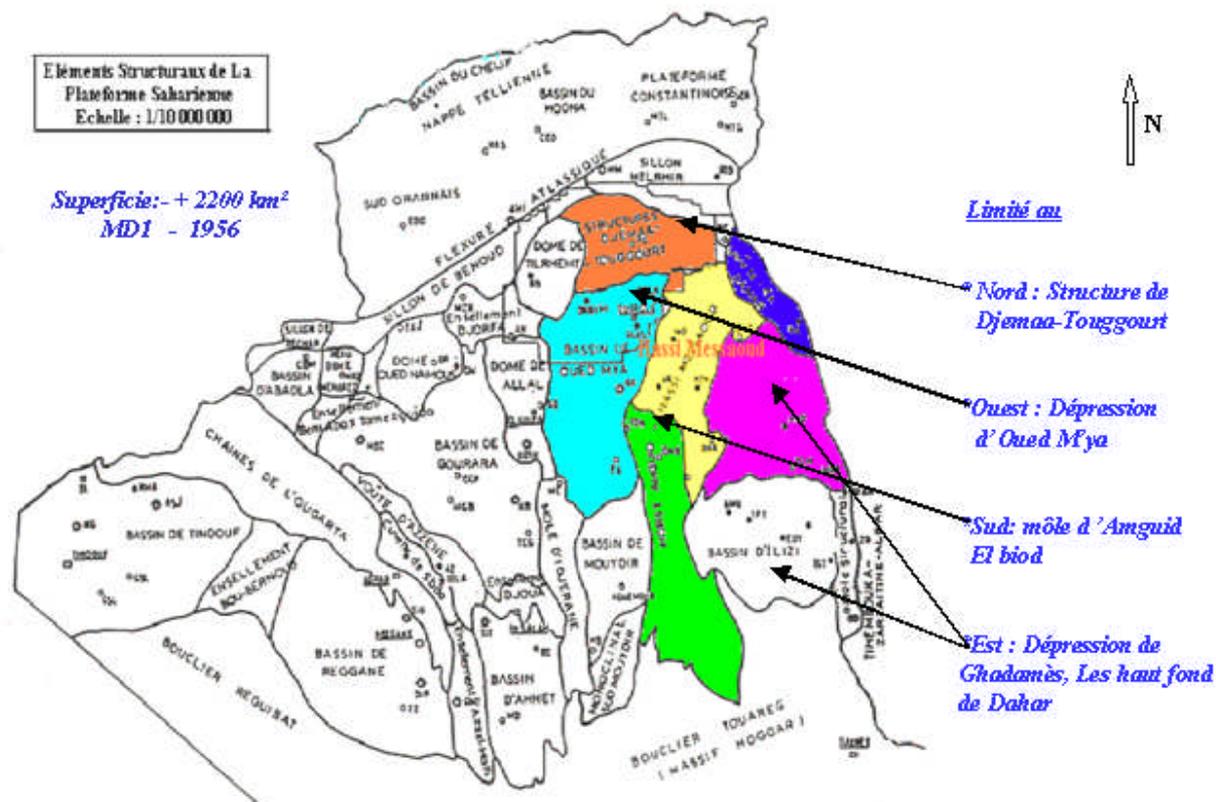


Figure II-2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud.

3. Historique du champ de Hassi Messaoud

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes, CFPA (Compagnie française des pétroles (Algérie) groupe Total) au niveau de la partie Nord du champ, la SN Répal (Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie groupe ELF) au niveau de la partie sud du Champ. En 1946, la SN. Répal a commencé sa recherche à travers le Sahara algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique. En 1951, le premier tir sismique a été effectué dans la région de Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à SN Répal et son associé, la CFPA de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par SN-REPAL qui a amorcé le premier forage MD1, implanté, à la suite d'une campagne sismique, le 15 juin de la même année. Ce forage découvert à 3338 mètres de profondeur, confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien. En mai 1957,

à 7 kms au nord-ouest de MD1, la CFPa confirmait l'existence d'un autre gisement par le forage OM1.

Les forages qui étaient alors de 10 par an, n'ont cessé de se multiplier depuis 1967 et surtout à partir des mesures de nationalisation des hydrocarbures, le 24 Février 1971.

Actuellement le champ est divisé en 25 zones de production. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et se comportant de la même manière du point de vue pression de gisement.

4. Stratigraphie du champ

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète.

On distingue :

Le Socle	Rencontré aux environs de profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.
Le Paléozoïque	Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine. De la base au sommet on distingue: [L'infra-Cambrien - Le Cambrien - L'Ordovicien]

L'infra-Cambrien	C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.
Le Cambrien	Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.
	On y distingue trois (3) lithozones R1 (Ra + Ri), R2 et R3.

Lithozone R3	<p>Son épaisseur moyenne est de 370 mètres.</p> <p>Il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.</p>
Lithozone R2	<p>Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.</p> <p>Il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.</p>
Lithozone Ra	<p>Son épaisseur moyenne est de 125 mètres.</p> <p>Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, par fois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.</p>
Lithozone Ri	<p>Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.</p> <p>Il se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconieu à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de Tigillites.</p>

L'Ordovicien	<p>On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques. [Zone des alternances - Argile d'El Gassi- Les grès d'El Atchane- Les quartzites de Hamra]</p>
--------------	--

Zone des alternances	<p>Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.</p> <p>Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques.</p>
Argile d'El Gassi	<p>Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.</p> <p>Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.</p>
Les grès d'El Atchane	<p>Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.</p> <p>Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.</p>
Les quartzites de Hamra	<p>Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.</p> <p>Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.</p>

Le Mésozoïque	Il est subdivisé comme suit [Le Trias- Le Jurassique- Le Crétacé- Le Sénonien]
---------------	--

Le Trias	Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. Il est subdivisé en trois (3) unités [Trias-Gréseux- Trias Argileux- Trias Salifère]
----------	--

Trias-Gréseux	<p>Son épaisseur varie de 0 à 75 mètres.</p> <p>Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque, et se subdivise en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques, accompagné par des coulées éruptives.</p>
Trias Argileux	<p>Son épaisseur moyenne est de 113 mètres.</p> <p>Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.</p>
Trias Salifère	<p>Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.</p> <p>Il est constitué de banc de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.</p>

Le Jurassique	<p>Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.</p> <p>Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias) .[Le Lias- Le Dogger- Le Malm]</p>
---------------	--

Le Lias	<p>Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.</p> <p>Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.</p>
---------	--

Le Dogger	<p>Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.</p> <p>Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.</p>
Le Malm	<p>Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.</p> <p>Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.</p>

Le Crétacé	<p>Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.</p> <p>Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue : [Le Néocomien-Le Barrémien-L'Aptien- L'Albien-Le Cénomaniens-Le Turonien]</p>
------------	--

Le Néocomien	<p>Son épaisseur est de 182 mètres.</p> <p>Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.</p>
Le Barrémien	<p>Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.</p> <p>Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.</p>
L'Aptien	<p>Son épaisseur est de 25 mètres.</p> <p>Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique.</p>

L'Albien	<p>Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.</p> <p>Constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.</p>
Le Cénomanién	<p>Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.</p> <p>Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.</p>
Le Turonien	<p>Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.</p> <p>Alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.</p>

Le Sénonien	<p>Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.</p> <p>A la base , une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite , dolomie et d'argile grise , au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite .</p>
-------------	---

Le Cénozoïque	<p>Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.</p> <p>Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.</p>
---------------	--

[Ruhland, Thouvenin, 1971].

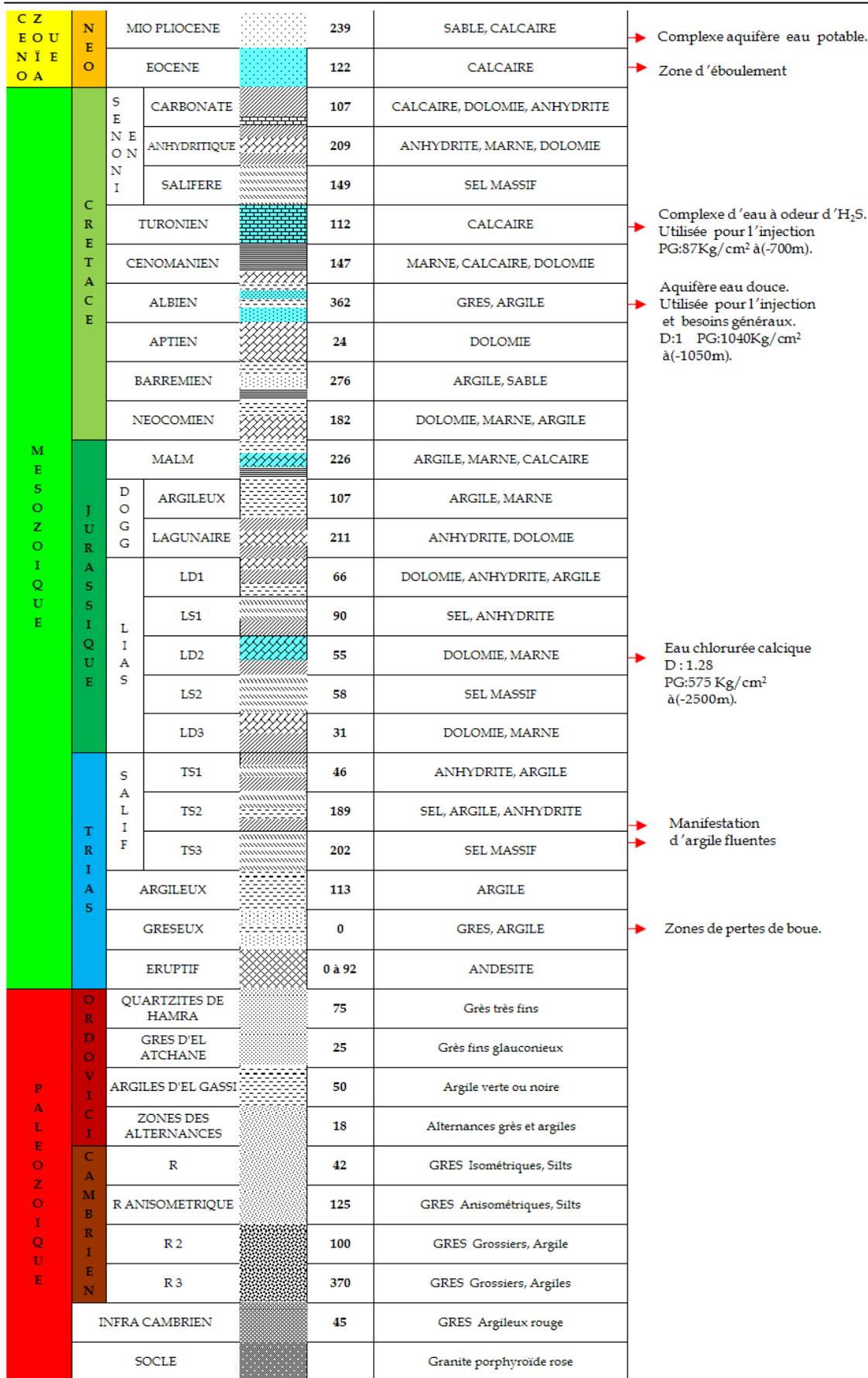


Figure II-3 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud.

II. Présentation du champ d'étude

Notre zone d'étude est composée de plusieurs zones :

- Zone 24 : Elle comporte deux manifold (W2A et W2A') et 51 puits (7 puits injecteur de gaz, 12 puits Gaz lift et 32 puits naturels).
- Hassi Guettar [HGA] : Comporte deux manifolds (HGA et HGA') et 21 puits naturels.
- La périphérie : Elle se divise en deux
 - Hassi Terfa [HTF, HTFW] ;
 - Hassi Dzabat [HDZ].Et elle comporte 3 puits naturels.

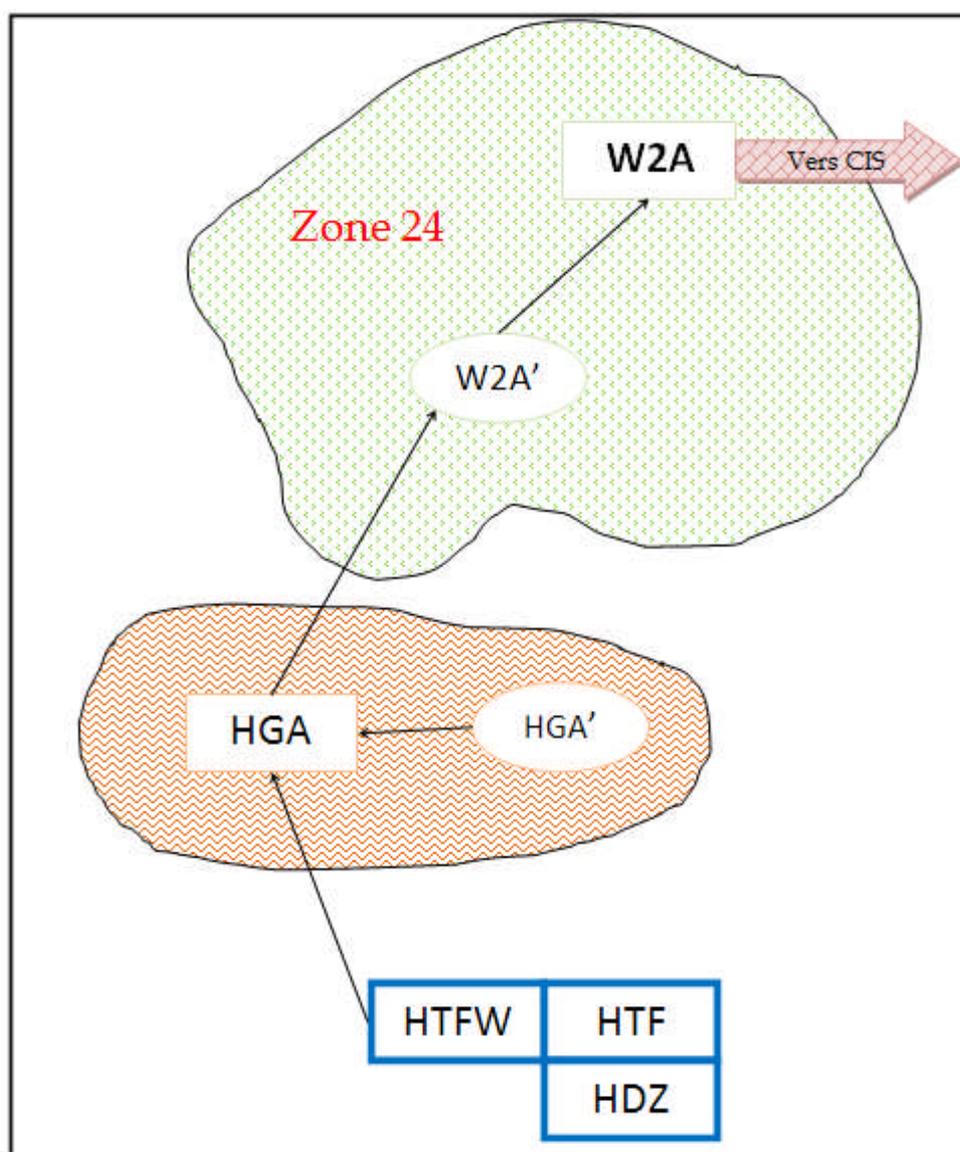


Figure II-4 : Schéma représentatif de la zone d'étude.

1. Les équipements existants

a. Les puits

En totale, il ya 75 puits dans notre champs d'étude (56 puits naturels, 12 puits gaz lift, et 7 puits injecteur).



*Figure II-5 : Puits OMN
Gaz lift.*



Figure II-6 : Puits MD1 naturel.



Figure II-7 : Puits injecteur.

b. Les manifolds

Il existe trois manifolds dans notre champ d'étude, HGA', HGA, et W2A'.

HGA' est composé d'un simple manifold de 5 entrées et 3 sorties.



Figure II-8 : Manifold HGA'.

HGA est composé d'un simple manifold de 5 entrées et 2 sorties et un séparateur mobile.

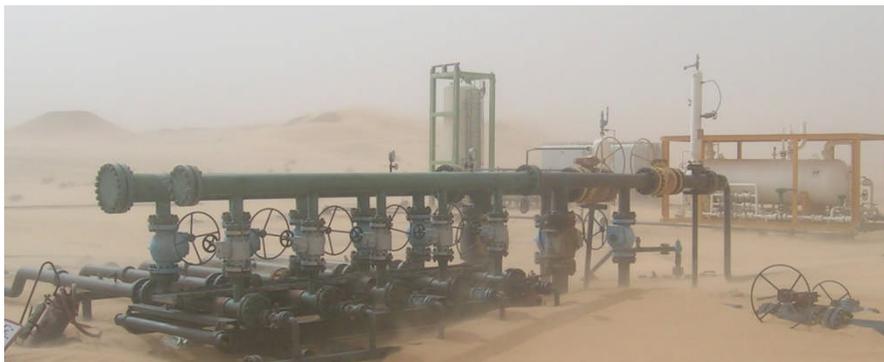


Figure II-9 : Manifold HGA.

W2A' comporte deux manifolds connectés de 10 entrées et 3 sorties, et un séparateur fixe.



Figure II-10 : Manifolds W2A'.



Figure II-11 : Le séparateur de W2A'.

c. Les stations satellites

Il y a une seule station satellite W2A, elle comporte deux manifolds connectés, un séparateur FTS (Finger Type Separator), des séparateurs fixes, et des compresseurs.



Figure II-12 : Le séparateur FTS de W2A.

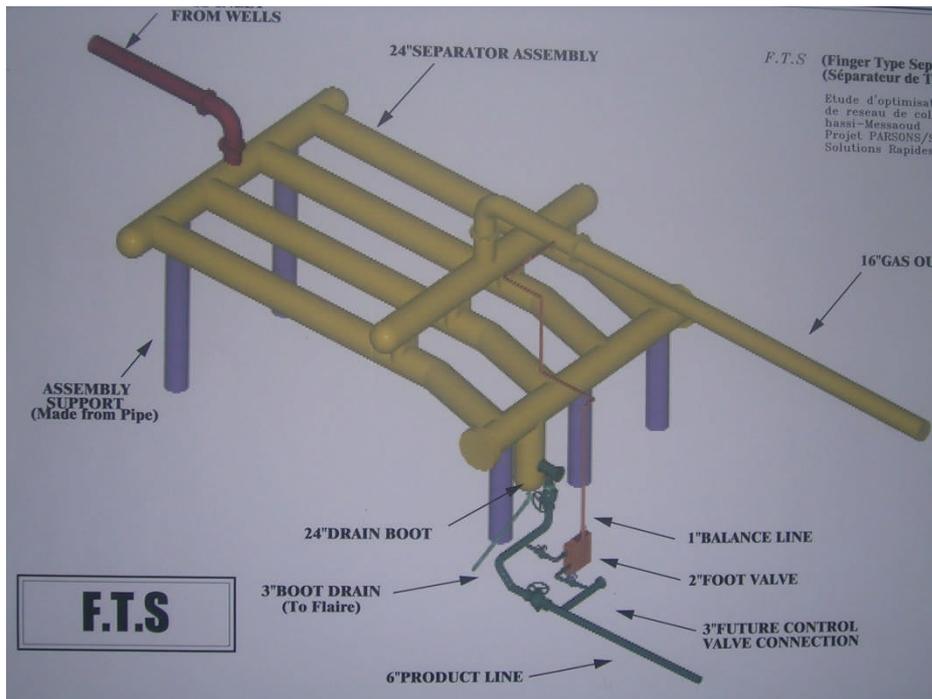


Figure II-13 : Schéma représentatif de FTS.



Figure II-14 : Les séparateurs et compresseur de W2A.

d. Centre Industriel Sud (CIS)

Dans le centre industriel Sud, se collecte toute la production du champ sud de Hassi Messaoud, où elle subit une chaîne de traitement, et de séparation, pour être envoyé après au centre de stockage Haoud EL Hamra.

On résumera les fonctions de CIS dans le schéma ci-dessous :

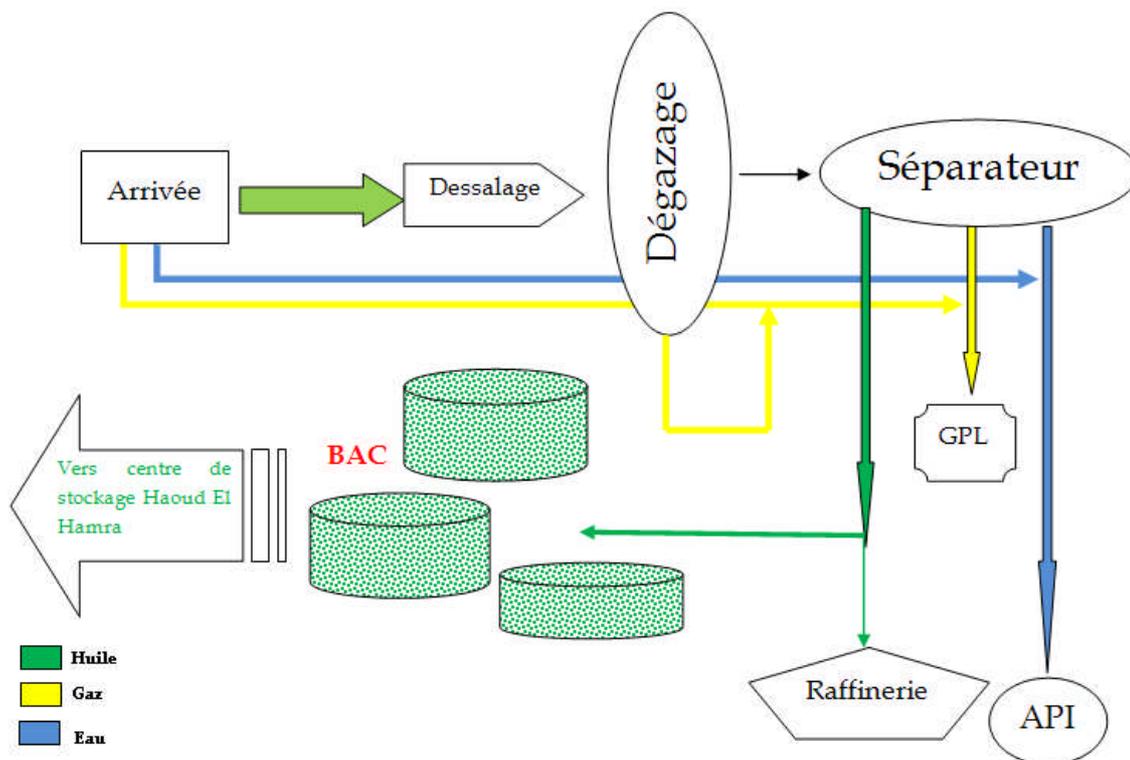


Figure II-15 : Schéma représentatif de CIS.

2. Le réseau existant

Les deux zones de Hassi Terfa et Hassi Dzabat procèdent 3 puits naturels en production ; ils sont reliés directement au manifold de Hassi Guettar (HGA) par un collecteur de 6''.

Le manifold HGA reçoit la production de HGA' par deux collecteurs de 6'', et la production des 12 puits connectés au manifold.

Une partie de la production de HGA' est envoyée directement au CIS (centre industrielle Sud) par une conduite de 12''.

Le manifold W2A' reçoit la production de HGA par un collecteur de 8'' et la production de 23 puits.

Une conduite de 12'' provenant de HGA va directement vers W2A.

Le manifold W2A reçoit la production de W2A' par 3 collecteurs : deux de 12'' et un de 8'', sans oublier celle de HGA et 21 puits en production.

A l'aide de 3 collecteurs 14'', 10'' et 6'' la production est acheminée au CIS.

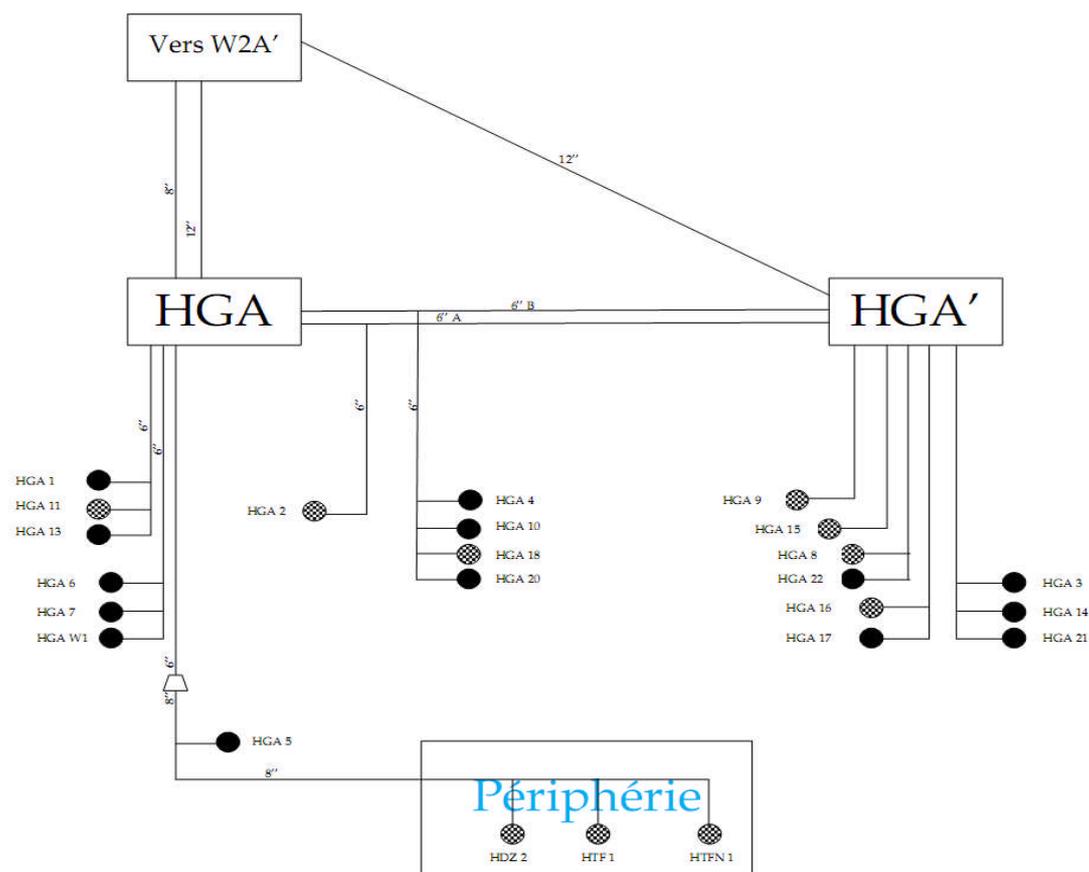


Figure II-16 : Schéma représentatif des connexions entre puits et manifold - MDF HGA', HGA.

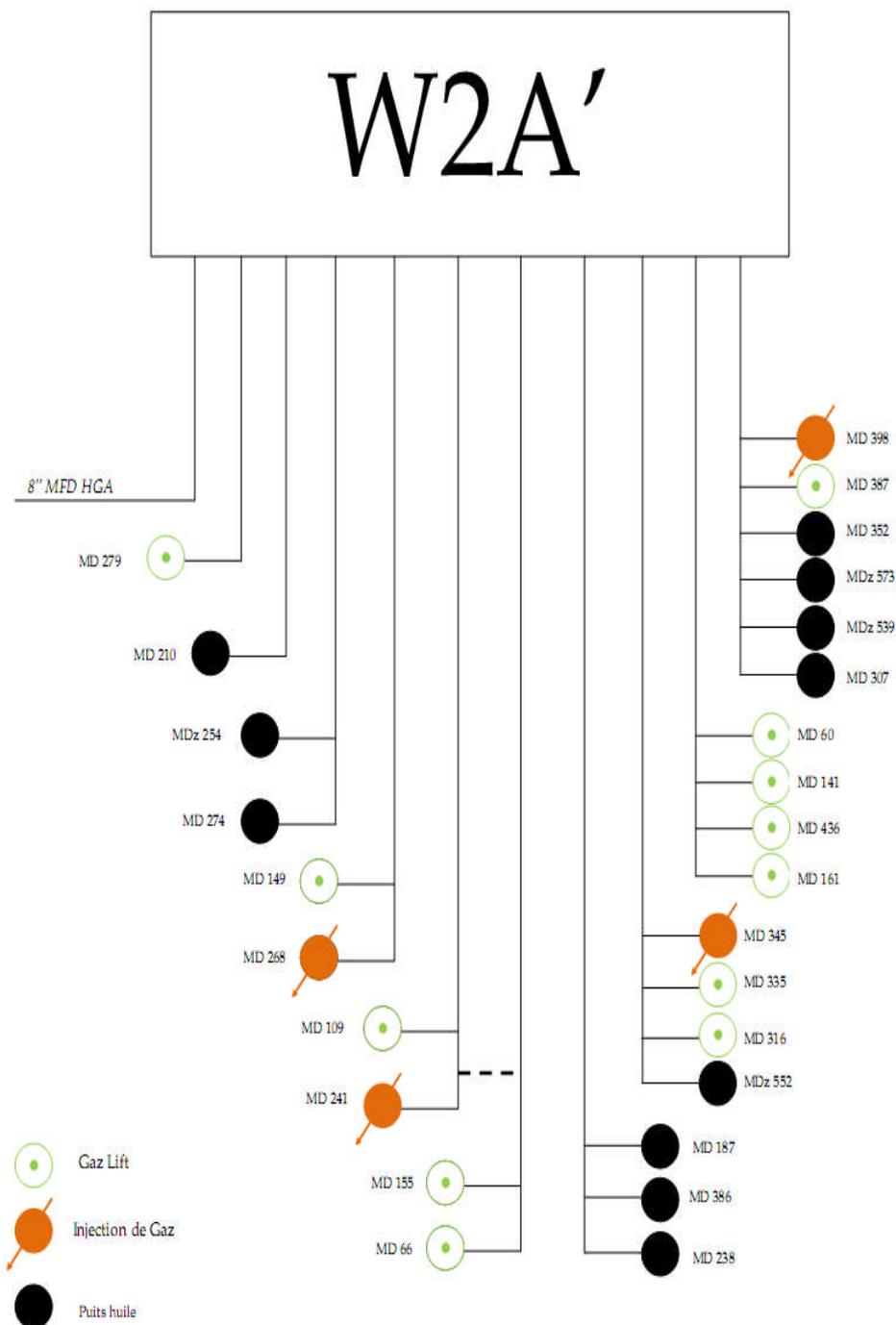


Figure II-17 : Schéma représentatif des connections entre puits et manifold - MDF W2A'.

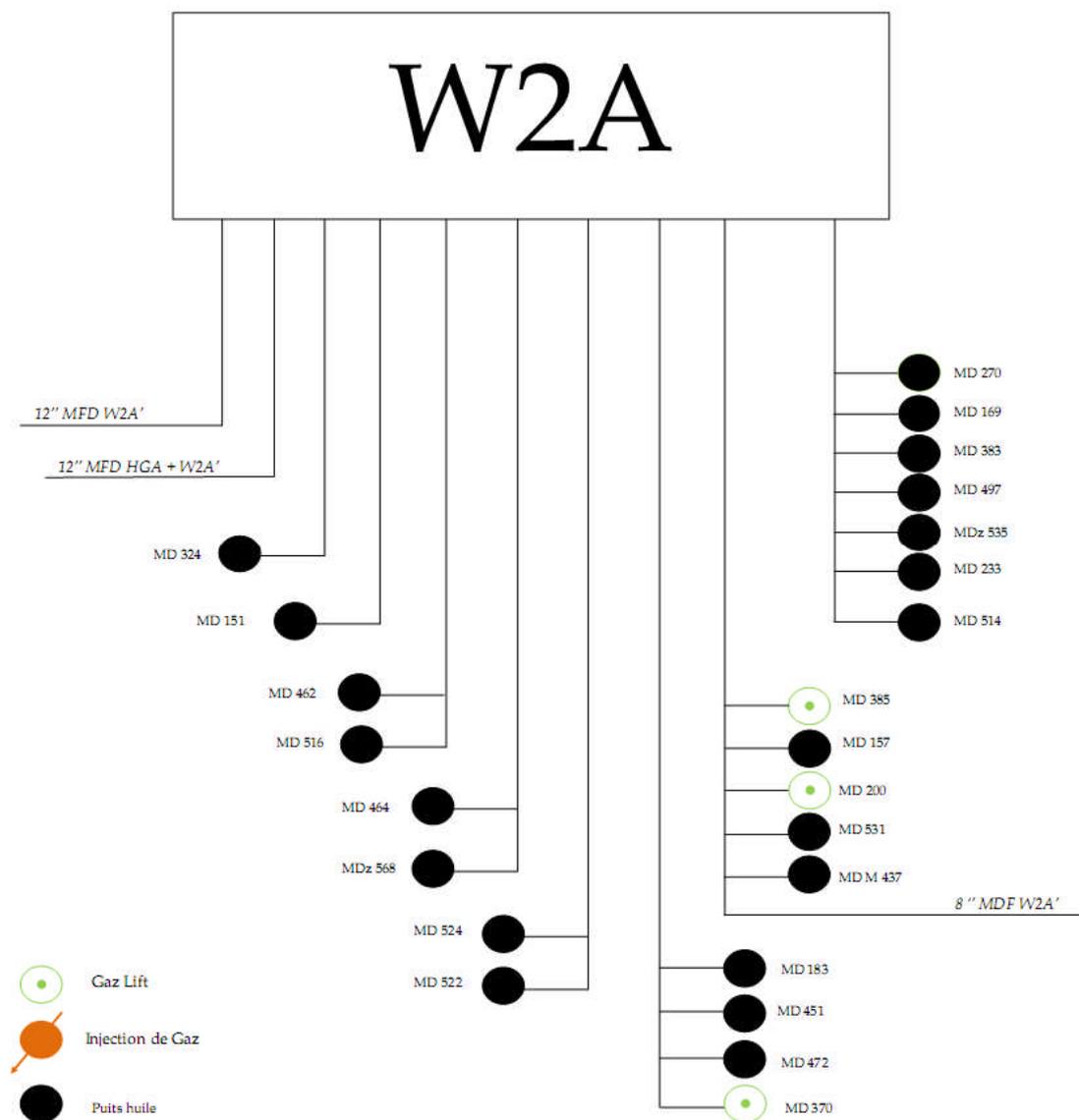


Figure II-18 : Schéma représentatif des connections entre puits et manifold - MDF W2A.



Chapitre III :
Réseau de
collecte

Chapitre III

Réseau de collecte

I. Introduction

Un réseau de collecte se doit, comme tout réseau de transport, d'allier l'efficacité et l'économie, et la présence en bout de ce réseau d'un stockage de dimensions convenables est une garantie de la régularité de l'exploitation des puits en même temps que de l'utilisation optimale de ce réseau.

Entre les têtes de puits et le stockage, vont s'interposer les appareils permettant l'élimination des matières dont la présence nuirait à la qualité des produits ou à la longévité des installations : le choix et la localisation de ces appareils sur les chantiers posent de délicat problème d'optimisation.

Le conditionnement des hydrocarbures sur chantier n'a rien de commun avec les traitements appliqués en raffinerie. Le premier, en effet, ne vise qu'à isoler, en fraction suffisamment homogènes et stables, des produits bruts, sans en modifier la constitution chimique. [Mailhe, 1974]

II. La tête du puits

Suivant la valeur de la pression de gisement, la pression éventuelle que la tête de puits subirait pendant l'exploitation, ainsi que la construction du puits, sa tête est munie de tête de tubing. Cette dernière est prévue pour relier les colonnes de tubage, assurer l'étanchéité des espaces annulaires tubing-tubage, produire une force de traction déterminée dans les tubes de la colonne de production.

Les têtes sont munies de plus en plus souvent de vannes à passage direct ou des robinets à boisseau avec garniture d'étanchéité. La particularité de la vanne à passage direct est que le courant de pétrole, qui passe par la vanne, n'entre pas en contact avec la surface d'étanchéité, ce qui rend leur usure négligeable et leur sureté élevée. Après l'usure d'un coté de la vanne, on la tourne de l'autre, ce qui assure un travail durable sans aléa [Sidorov, 1982].

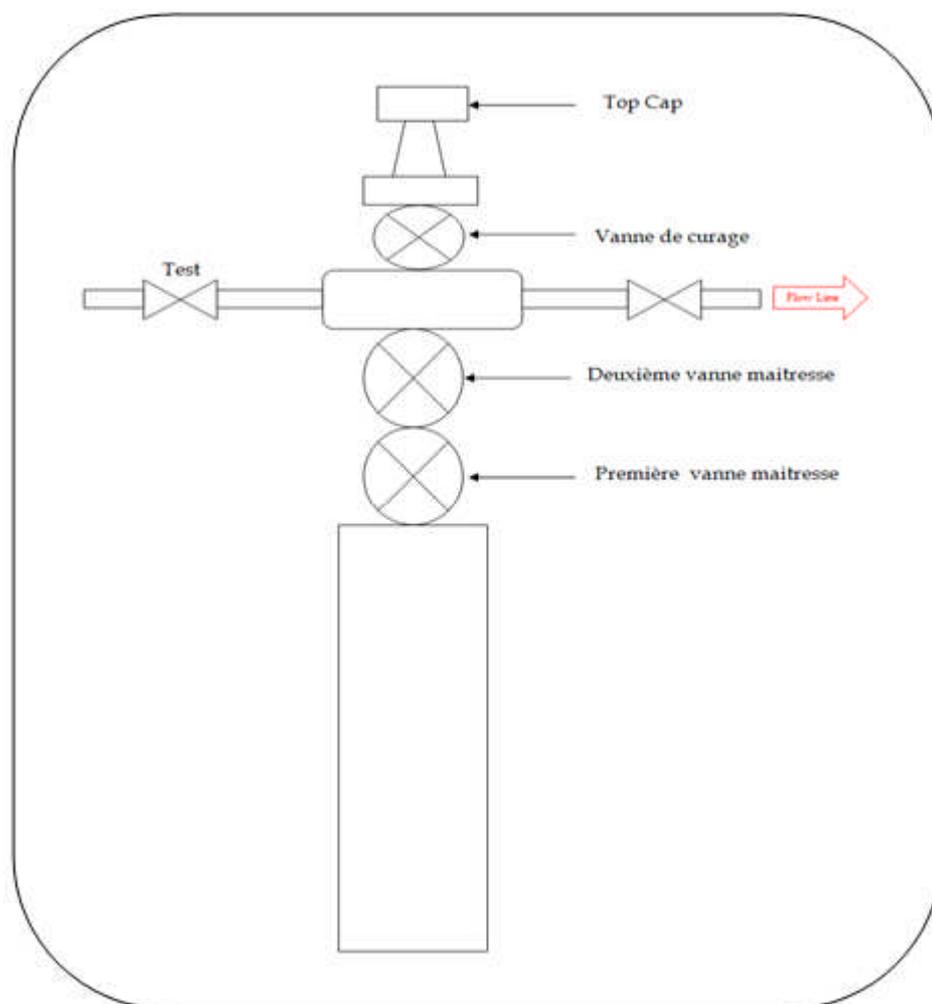


Figure III-1 : Schéma présentatif d'une tête de puits.



Figure III-2 : Tête de puits.

III. Collecte du pétrole

La production des puits de pétrole, composée de mélange de pétrole, de gaz, d'eau, d'additions de sable et d'autres particules solides, doit être recueillie et préparée pour l'expédition ultérieure vers les raffineries par les oléoducs, les moyens de transport ferroviaire et navigables.

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



Figure III-3 : Pipelines.

Chaque champ présente ses particularités des conditions naturelles et climatiques, de la distribution du faisceau de puits suivant le chantier, des modes et des volumes de la production du pétrole, du gaz, de l'eau, de leurs propriétés physique, etc. toutefois, tous les systèmes de collecte doivent présenter les traits communs suivants :

- ✓ Possibilité de mesurer le débit de chaque puits ou, au besoin, d'un faisceau de puits ;
- ✓ Canalisation de la production des puits vers le poste central de traitement sous une pression créée à la tête de puits et, lorsque cette pression est insuffisante, l'utilisation des pompes aux postes de collecte intermédiaires ou aux stations de pompage complémentaires ;
- ✓ Séparation du pétrole et du gaz et canalisation du gaz vers le poste de son traitement ; dans le cas de l'exploration par gaz lift, canalisation inverse du gaz dans la direction des puits ;

- ✓ Séparation du pétrole et de l'eau avant les postes de traitement du pétrole dans le cas des puits très humides ;
- ✓ Collecte séparée de la production de certains puits si, pour quelques raisons, il est indésirable de la mélanger à celle des autres puits ;
- ✓ Chauffage du pétrole à viscosité élevée si sa collecte et son expédition sont impossibles aux températures observées.

Le schéma du principe de la collecte du pétrole est présenté sur la figure III-4. [Sidorov, 1982].

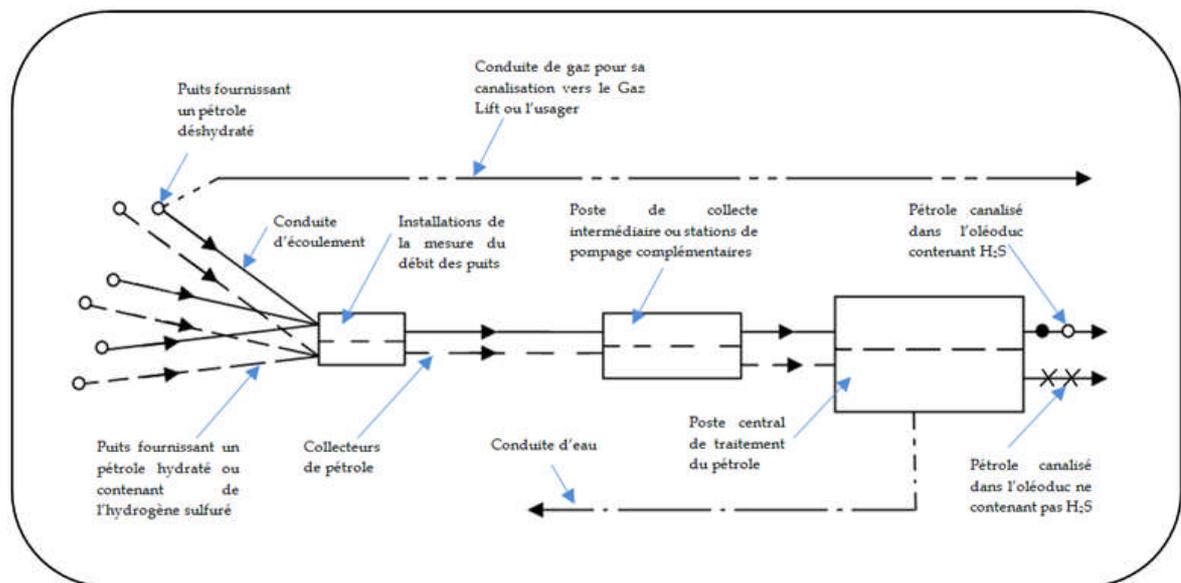


Figure III-4 : Schéma de principe de la collecte de pétrole de gaz et d'eau.

IV. Réseau de collecte

Le terme réseau de collecte désigne l'ensemble des conduites et des accessoires de ces conduites affectés 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.

→ Plan de collecte

On peut dire qu'il y a deux types essentiels de réseau de collecte :

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 ;
- Rapidité de passage en essai avec d'éventuelle possibilité de modification du régime par intervention au niveau du manifold ;
- 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.

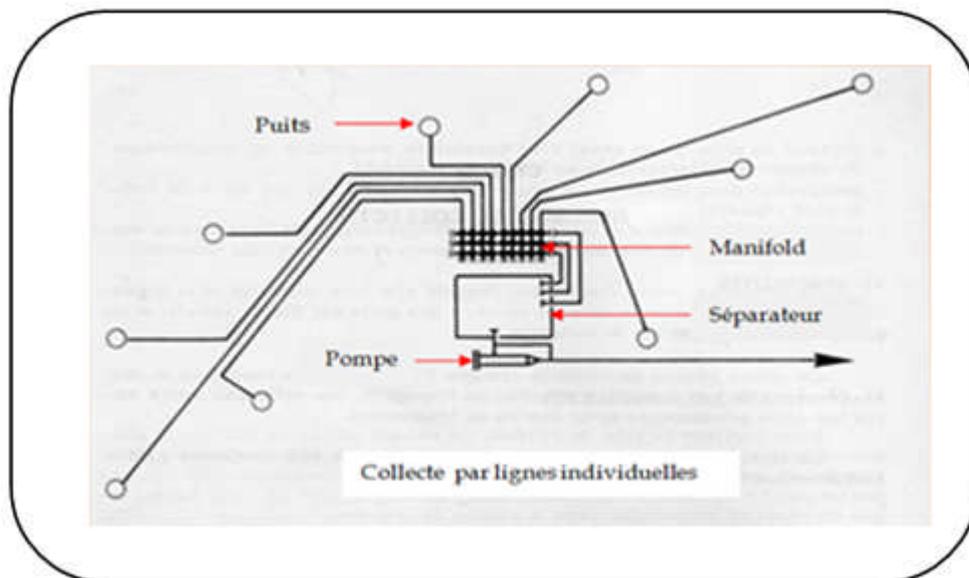


Figure III-5 : Collecte par ligne individuelle.

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, 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. En outre, quand le séparateur d'essai est placé, comme c'est souvent le cas, dans le centre de traitement, il faut doubler le collecteur par une ligne de « test » y aboutissant.

La construction des manifolds de vannes et des conduites d'essai coûte relativement cher mais, comme la capacité d'une conduite croît plus vite que son prix de revient quand on augmente sa section, le collecteur prend un avantage incontesté sur les champs de grande étendue où les puits sont nombreux et sur ceux où le centre de traitement est éloigné. Ceci n'est plus vrai pour la plupart des petits champs où la collecte individuelle est bien souvent préférable. Il faut en outre savoir que 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 ;
 - ✓ L'huile emplissant la conduite de « test » doit être chassée avant chaque nouvel essai, d'où pertes de temps gênantes quand les puits sont nombreux et que le programme de contrôle est chargé. La conduite et la surveillance de l'exploitation imposent des navettes fréquentes du personnel entre les manifolds et le centre de traitement. Les frais d'exploitation augmentent.

Cet ensemble de considérations explique que, dans un cas complexe, beaucoup de producteurs préfèrent opter pour la collecte à ligne individuelle, même si celle-ci revient un peu plus chère.

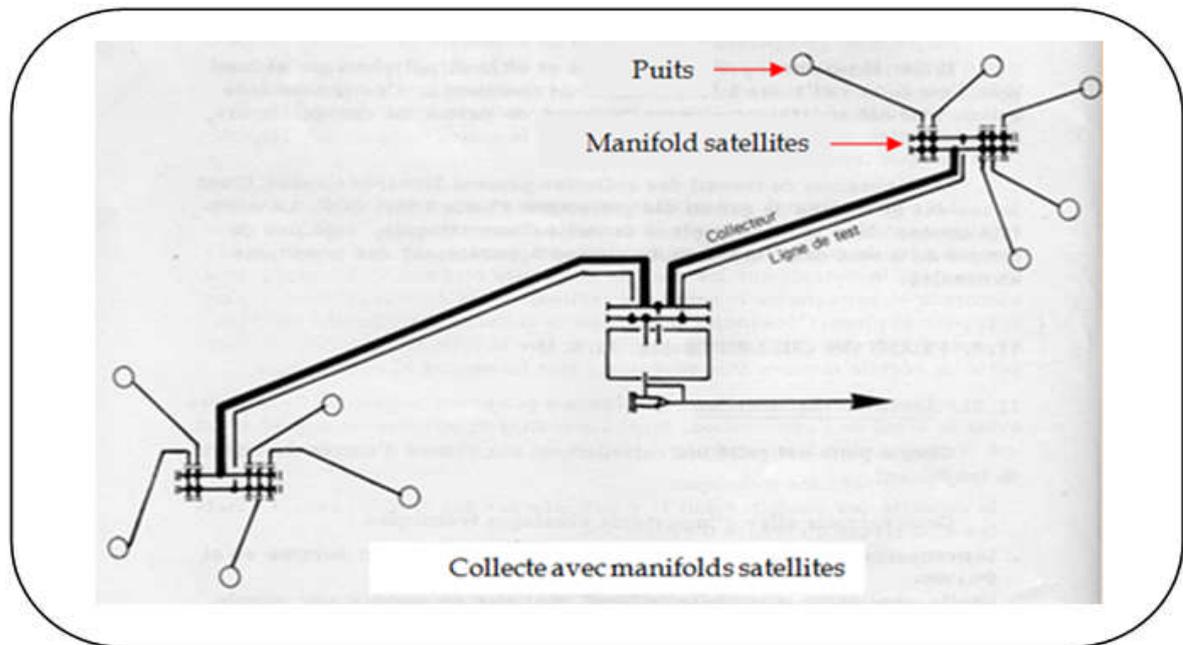


Figure III-6 : Collecte avec manifold satellite.

Autre types de réseau de collecte

Dérivées des systèmes précédents, on rencontre assez souvent deux solutions intermédiaires. Dans la première, on installe au niveau de chaque manifold une batterie de séparateurs d'essai qui permet de supprimer la conduite de test et d'éliminer les temps morts. Sur les petits champs, on se contente même parfois d'un séparateur mobile que l'on déplace selon le besoin. On réduit ainsi l'investissement, mais on alourdit les frais d'exploitation.

Dans la seconde solution, qui jouit d'une faveur certaine sur les gros champs, on implante au niveau de chaque manifold une station de traitement satellite. On revient ainsi à la collecte par ligne individuelle. Le produit traité est ensuite expédié par pipeline dans un parc de stockage général.

C'est la solution riche qui exige un personnel relativement nombreux ou une automatisation poussée et donc une bonne rentabilité de l'exploitation.

Collectes enterrées et aériennes

Les règlements de sécurité imposent en général d'enterrer les conduites. Cependant, il est parfois possible de laisser certaines lignes à la surface du sol, en zone désertique notamment. On économise ainsi des dépenses de génie civil et souvent de revêtement. L'inconvénient est que le tube non abrité est soumis à de grands écarts de température qui, en modifiant sans cesse l'équilibre polyphasique des fluides transportés, nuisent à la qualité du traitement.

Des refroidissements importants favorisent en outre les dépôts de paraffine ou de sels et, dans les conduites de gaz, amorcent parfois un processus de formation d'hydrates.

Des variations de température brusques et répétées peuvent aussi faire naître dans les tuyauteries aériennes des contraintes mécaniques préjudiciables à la résistance de l'ouvrage.

V. Les accessoires des collectes

1. Les joints isolants

Leur rôle est d'isoler électriquement les lignes de collecte des installations auxquelles elles se raccordent (têtes de puits et centres de traitement), car il est plus facile d'assurer la protection cathodique sur des ensembles séparés.

2. Les racleurs et les gares de racleurs

a. Les racleurs

Les racleurs ou « go devils » sont des pistons que l'on fait circuler dans une conduite sous l'action d'une pression de gaz ou de liquide. Ils sont à cet effet munis de garniture assurant une étanchéité suffisante contre les parois.

Il existe de très nombreux modèles conçus pour répondre à tous les besoins particuliers :

- Des pistons destinés à vérifier l'absence de corps étrangers dans la conduite ou à séparer des envois de deux produits différents. Ils peuvent être constitués par de simples balles en caoutchouc ou par un ensemble de coupelles d'étanchéité montées sur un axe.
- Des racleurs de nettoyage ou de maintenance. Ils sont munis de brosses. On les utilise pour enlever les dépôts de rouille, de sels et de paraffine.
- Des racleurs avec lames en carbure de tungstène. Ces racleurs sont envoyés avant la première mise en service d'une conduite pour rogner les gouttes de soudure.

b. Les gares des racleurs

Les gares de racleurs sont des dispositifs utilisés pour introduire et recevoir les racleurs dans une conduite en service, sans en interrompre le fonctionnement ou en ne l'interrompant que durant un minimum de temps.

3. Vannes utilisées sur les réseaux de collecte

Selon l'usage auquel on les destine et, en fait, selon leur position dans l'installation, il est possible de distinguer trois sortes de vannes :

- Les vannes montées en ligne ;
- Les vannes des manifolds ;
- Les vannes et robinets auxiliaires.

c. Vannes montées en ligne

Ce sont les vannes de sectionnement placées aux extrémités des conduites. Les qualités requises pour ces obturateurs sont : le passage direct qui ne provoque qu'un minimum de perte de charge et l'alésage « full bore », c'est-à-dire au diamètre de la conduite, qui laisse la totalité du passage libre pour les pistons racleurs. Les types qui répondent à ce besoin sont les vannes à opercule et les vannes à boisseau.

Dans la pratique actuelle, les vannes à opercule (figure III-7) seraient plutôt réservées aux réseaux à basse pression car elles sont encombrantes et surtout dures et longues à manoeuvrer. Ce dernier inconvénient peut toutefois devenir un avantage si l'on craint les coups de bélier.

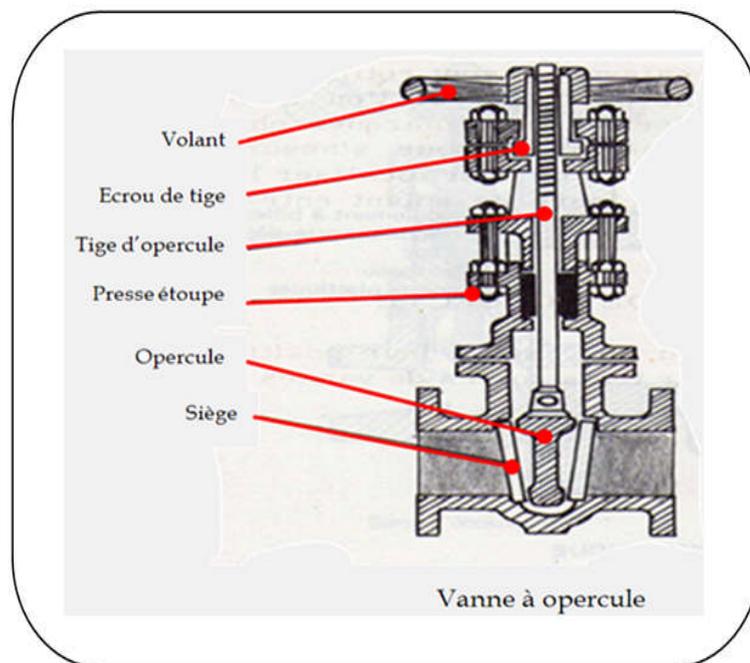


Figure III-7 : Vanne à opercule.

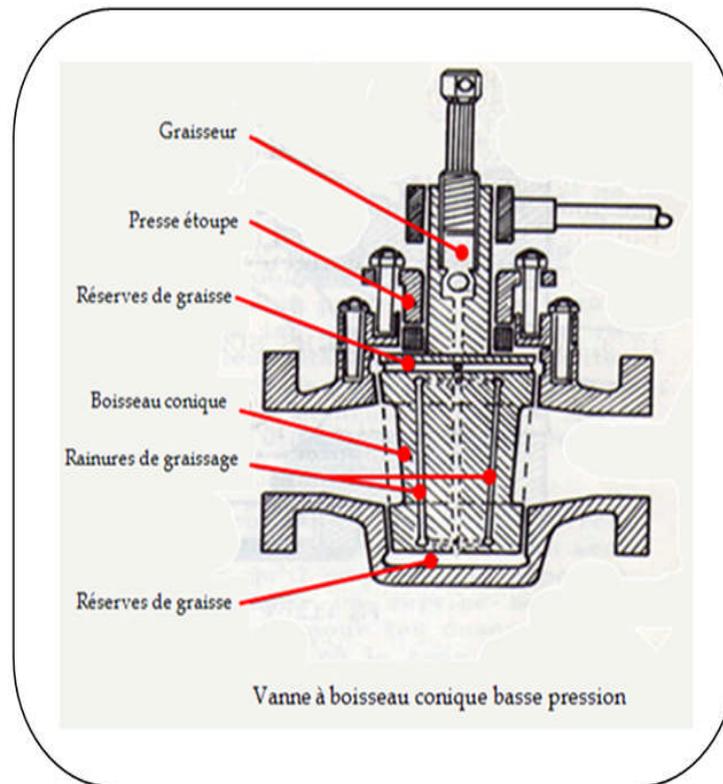


Figure III-8 : Vanne à boisseau.

Les vannes à boisseau (Figure III-8) dont l'usage se généralise, surtout depuis la création des boisseaux sphérique non lubrifiés, apportent de nombreuses améliorations quand elles sont bien conçues :

- Bonne étanchéité ;
- Faible encombrement ;
- Rapidité et douceur de manœuvre même en haute pression ;
- Entretien négligeable ;
- Remise en état facilité par le remplacement des pièces d'usure qui, sur certains modèles, s'effectue sans déposer la vanne.

d. Vannes des manifolds

Ces vannes sont de même type que les précédentes, à la seule différence que l'alésage à passage intégral n'est pas toujours nécessaire. Certains manifolds sont équipés de robinets à boisseau à trois voies, ce qui simplifie l'architecture ; en revanche, la plupart des robinets à trois voies présentent les défauts d'une étanchéité imparfaite, d'une certaine fragilité et d'un prix élevé.

e. Vannes auxiliaires

Il faut classer dans cette catégorie les vannes de soutirage ou de purge, les vannes de réglage de débit que sont les duses à pointeau, les vannes de torches, les robinets utilisés pour les mesures de pression. Il est pratique de prévoir pour ces fonctions des robinets à pointeau conique car leur ouverture progressive permet de laminer la veine de fluide et, en réglant le débit, d'éviter les à-coups en aval. Ces robinets sont en général d'un prix peu élevé, mais le laminage les use et ils perdent rapidement leur étanchéité. Pour éviter les fuites, les double généralement d'un robinet d'étanchéité qui ne doit jamais être utilisé pour régler le débit.

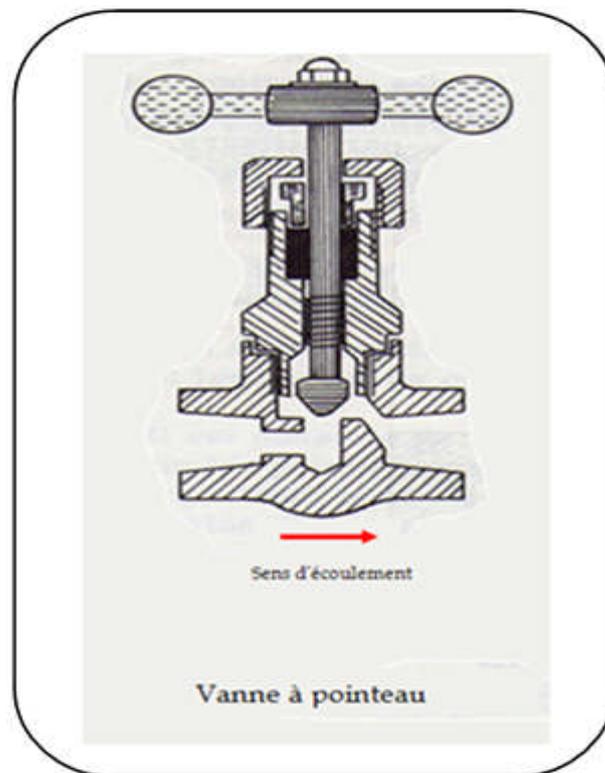


Figure III-9 : Vanne pointeau.

Les robinets à pointeau n'offrent pas un passage direct. Ils ont un sens de marche qu'il convient de respecter pour en obtenir un service normal.

Exception faite pour les duses réglables à pointeau où le sens de fonctionnement est inversé, le fluide doit pénétrer sous le pointeau.

Les robinets à pointeau créent des pertes de charge supérieures à celle des vannes à passage direct.

4. Les manifolds

Par raison de commodité, on groupe les vannes sur des manifolds qui doivent permettre «d'aiguiller» la production dans toutes les directions utiles. Les manifolds sont le plus souvent construits en usines et livrés en éléments portables

montés sur châssis. Chaque élément peut recevoir de cinq à dix entrées ou même plus, l'encombrement n'étant limité que par les possibilités de transport.

Sur les installations permanentes, on utilise des raccords à brides pour assembler les éléments entre eux et pour les relier aux lignes de collecte. Les sorties vers divers postes desservis sont réalisées par intercalation, entre deux éléments successifs, de machettes portant les piquages voulus. L'intérêt de cette dernière disposition est qu'elle permet de standardiser les éléments tout en réservant la possibilité, sur le chantier, de placer les sorties au point le plus avantageux.

Un manifold, pour être pratique, doit offrir des accès bien dégagés, porter tous les accessoires nécessaires à la conduite des opérations ainsi que des dispositifs de sécurité garantissant la protection du personnel et du matériel en cas de fausse manœuvre. Les vannes, par ailleurs, doivent être étanches, peu encombrantes, souples à manipuler et faciles à entretenir.



Figure III-10 : Manifolds.

5. Purgeurs et séparateurs

Il est parfois nécessaire de soutirer du gaz ou de l'eau sur une conduite, soit pour réduire la charge d'une ligne devenue insuffisante et en accroître ainsi la capacité utile, soit pour limiter des phénomènes de corrosion favorisés par la présence d'eau, soit enfin pour prévenir la formation de bouchons d'hydrates.

VI. Effets de dilatation

Une ligne de collecte est toujours soumise à des variations de température dues aux conditions saisonnières et aux fluides transportés. Sous l'effet de la dilatation, des contraintes mécaniques se créent, qui sont parfois dangereuses. Il faut les prévoir et prendre les dispositions utiles pour les éviter.

- **Conduite en tension :** Une tension se manifeste si le raccordement du tube est fait après qu'il ait été échauffé par le soleil car, après mise en fouille, il y a contraction du métal. Il est recommandé de procéder à l'ajustement de la tuyauterie pendant les heures fraîches de la journée.
- **Conduite en compression :** C'est le cas des conduites affectées au transport d'un fluide très chaud. La dilatation peut être telle que le tube s'arrache du sol et sort de sa tranchée. Pour éviter cet accident, on adopte un tracé sinueux où des courbes successives procurant une aisance latérale suffisante. Dans les cas extrêmes, on peut placer des lyres de dilatation de loin en loin.
- **Efforts sur les installations :** Ils se produisent aux points de raccordement, en l'occurrence les têtes d'éruption et les manifolds. On évite ces efforts, en encastrant le conduit sur une masse fixe ou, mieux en lui faisant décrire, juste avant le point de jonction, un « S » de grande amplitude qui sera autant que possible enterré.
- **Glissement d'une conduite :** Au franchissement d'une dénivellation importante, des mouvements dus aux phénomènes de dilatation, joints à la force de gravité, tendent à faire glisser la conduite vers le bas. Quand un refroidissement survient, le métal ne peut reprendre son élongation, surtout si la canalisation est enterrée. La tension prend rapidement une valeur très élevée en amont de la pente et la rupture peut survenir. On prévient le glissement en ménageant sur la pente un certain nombre de points d'ancrage. Les ancrages sont constitués soit de profilés métalliques fichés de terre, soit de massifs en béton. La conduite est fixée par des colliers et des plaquettes métalliques soudées sur le tube font office de butées.
- **Surveillance des contraintes :** Il est possible de surveiller l'état de tension ou de compression d'une conduite en plaçant, aux points les plus exposés, des manchettes extensibles dont on mesure périodiquement la longueur.

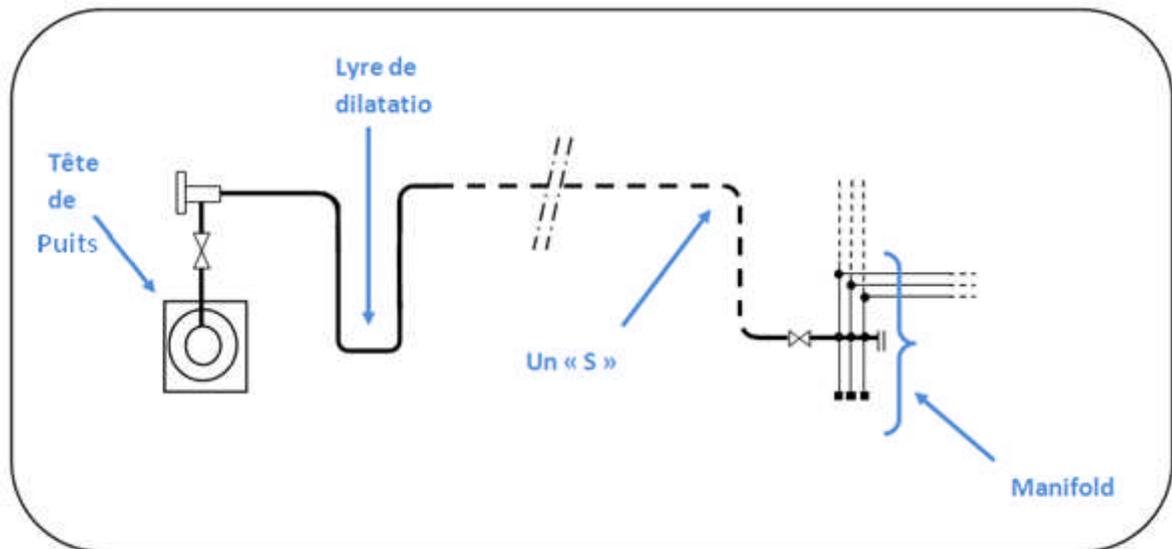


Figure III-11 : Ancrage d'une collecte.

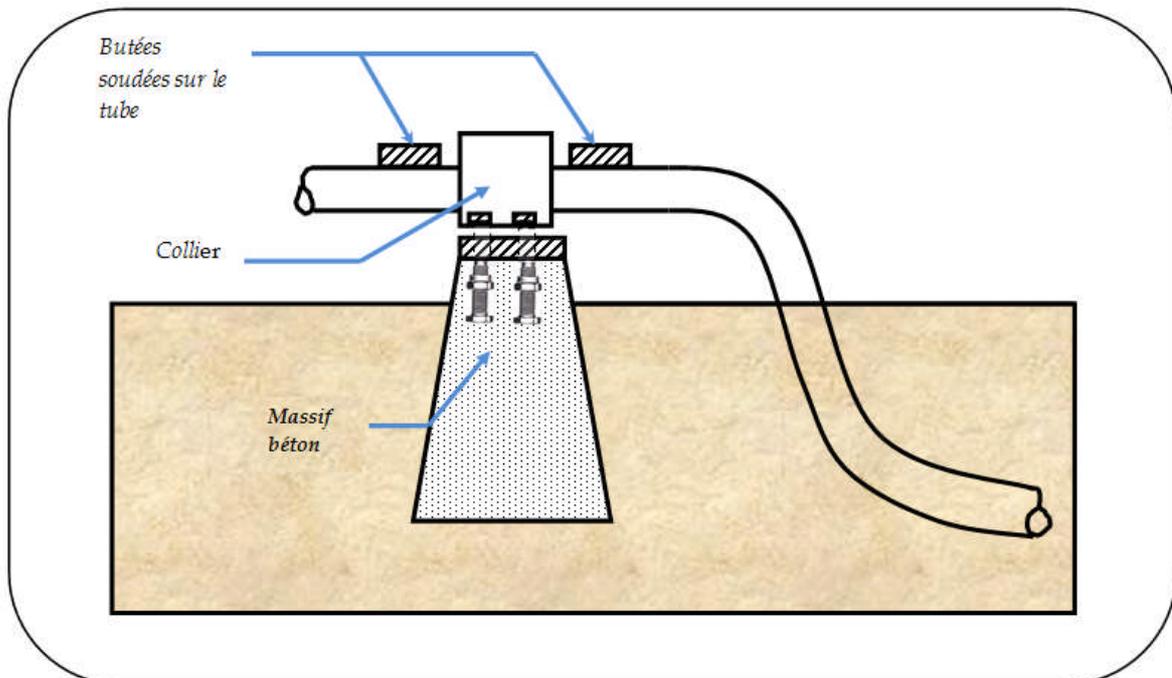


Figure III-12 : Massif d'ancrage.

VII. Traitement de l'huile

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

Les densités des huiles brutes s'échelonnent entre 0.780 et 1.040 (50° à 6° API) et les viscosités entre 5 et 75 000 c p°.

L'extraction et la manipulation de l'huile brute provoquent parfois des émulsions et des mousses. Ces phénomènes particuliers nécessitent la mise en place d'équipements complémentaires sur le centre de traitement.

→ 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 « trient » par différence de densité. Les liquides s'accumulent dans la base de la capacité où ils ont 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 dans ces conditions se dégage du liquide.

Un séparateur se présente comme un réservoir cylindrique disposé soit verticalement, soit horizontalement.

Il existe aussi des séparateurs sphériques, mais ils sont d'un usage moins courant [Mailhe, 1974].

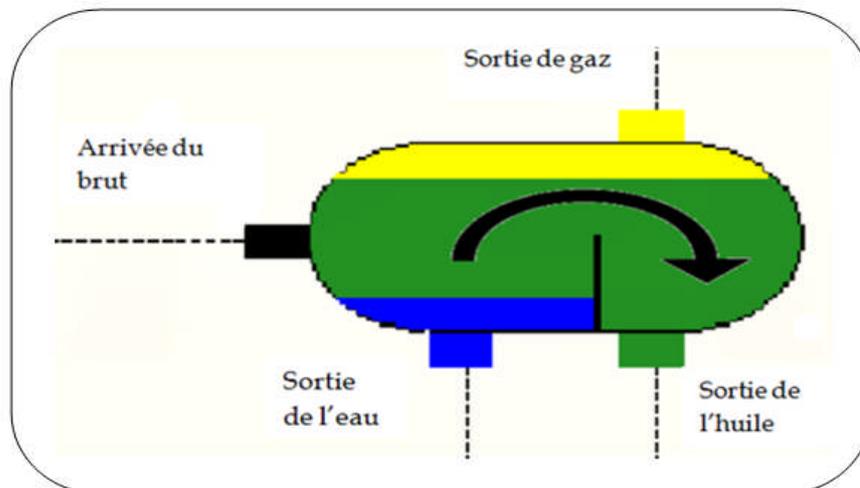


Figure III-13 : Schéma représentatif d'un séparateur.



*Chapitre IV:
Equation
et Corrélation*

Chapitre IV

Equations et corrélations

I. Introduction

Cette étude a pour objectif principal l'augmentation de la production et cela nécessite un bon dimensionnement du réseau de collecte des champs dans la zone d'étude en tenant compte du réseau existant.

Pour cela des équations d'état et des corrélations empiriques sont utilisées pour le dimensionnement des collecteurs ; et grâce à l'avancé technologique et de l'informatique ; des logiciels basés sur ces équations et corrélations ont été développé afin de faciliter la résolution du système.

Dans notre étude, nous utilisons deux logiciels pour nous aider à atteindre nos objectifs : WellFlo et ReO.

En premier lieu, il est nécessaire de présenter les équations et les corrélations utiles pour cette étude.

II. Equations et corrélations

1. Les équations d'état cubique

a. Introduction

La description des équilibres de phase des fluides est une discipline importante de la chimie et de la thermodynamique. Il ya deux manières de l'aborder.

La première est basée sur la quantification des phénomènes macroscopiques liés aux transitions de phases tels que les transferts de chaleur et les variations de densité. Ceci est à l'origine de la thermodynamique classique et a permis de mettre en évidence les premier et second principes de la thermodynamique, avec en corolaire, l'existence de fonction d'état. La seconde méthode utilise quant à elle, une description à l'échelle moléculaire de la matière. Ainsi, il suffit de connaître les potentiels intermoléculaires pour être capable de prédire les transitions de phase.

Toutefois, cette pratique se heurte à des difficultés pratiques importantes puisque la matière est composée d'un très grand nombre de molécules dont les mouvements changent très fréquemment.

La solution vient de la physique statistique qui permet de dériver les propriétés macroscopiques d'un fluide à partir de l'estimation du potentiel intermoléculaire. La première équation d'état capable de prédire et, décrire au moins qualitativement tout aussi bien la phase liquide que la phase gazeuse est

celle de Van der Waals en 1873. Cette équation d'état cubique lie la pression, la température et la composition au volume du fluide pris au cube. Celle-ci a été améliorée depuis et ces équations jouaient et jouent encore un rôle majeur dans la modélisation des comportements des fluides à but appliqué. Ce développement est motivé principalement par des besoins industriels (industrie pétrolière, pétrochimique....) parmi lesquels la modélisation des équilibres de phase se doit d'être précise. [Erwan PERFETTI, 2006]

Ce chapitre sera consacré à une revue chronologique et bibliographique des équations d'états cubiques. Le sujet est très large et il est impossible de dresser la liste des développements réalisés depuis 1873. C'est pourquoi, nous nous attacherons uniquement à la description des équations les plus pertinentes et les plus utilisées dans l'industrie pétrolière.

b. L'équation de Van der Waals

La première équation d'état capable de prédire et représenter aussi bien les phases liquides que gazeuses a été proposée par Van der Waals en 1873. Bien que celle-ci soit dérivée de manière très intuitive, elle permet de modéliser les comportements des fluides correctement d'un point qualitatif. Selon les hypothèses de Van der Waals, la molécule modélisée a un diamètre fini, ceci induisant qu'une partie de volume v n'est pas disponible pour les mouvements moléculaires. Ainsi, si nous considérons un système fermé à un volume constant, la pression interne du fluide est produite par la collision des molécules contre sa paroi. Cependant, le volume disponible n'est pas v mais $v - b$, où b est une constante caractéristique de chaque fluide appelé le covolume. D'un autre côté, les attractions moléculaires ont tendance à contrecarrer la pression par l'augmentation de la vitesse entre molécules par unité de volume et inversement proportionnelle au volume. Ainsi la diminution de la pression due aux attractions intermoléculaire est de : $(- a/v^2)$ obéissent à la fois des gaz parfaits.

$$\left(P + \frac{a}{v^2}\right) (v - b) = RT \quad (\text{IV.1})$$

Ceci amène une équation d'état à deux termes pour la pression :

$$P = \left(\frac{RT}{v-b}\right) - \left(\frac{a}{v^2}\right) \quad (\text{IV.2})$$

Correspondant respectivement aux contributions répulsives et attractives à la pression. Bien que les termes originaux de Van der Waals ne représentent pas quantitativement les réelles forces répulsives et attractives, il est prouvé que le concept même de séparation de ces termes dans les équations d'état est

extrêmement pertinent pour représenter les propriétés des fluides. D'ailleurs, il s'agit de la pierre angulaire de la théorie de Van der Waals généralisée.

L'équation originale de Van der Waals a deux caractéristiques importantes qui la rendent très pratique à calculer. Premièrement, elle peut être réécrite sous la forme d'un polynôme du troisième degré en volume (d'où le nom d'équation cubique), donc analytiquement facile à résoudre pour calculer des densités. C'est pourquoi le terme « cubique » a été retenu dans des développements qui ont suivi. Deuxièmement les deux paramètres a et b peuvent être déterminés d'après les coordonnées du point critique du fluide étudié par les deux équations définissant ce point caractéristique :

$$\frac{\partial P}{\partial v} = \frac{\partial^2 P}{\partial v^2} = 0 \quad (\text{IV.3})$$

Après de simples manipulations algébriques, les valeurs des paramètres a et b peuvent être déduites et sont fonction de la température T_c et de la pression critiques P_c du fluide considéré.

$$a = \frac{27}{64} \frac{R^2 T_c^2}{P_c^2} \quad (\text{IV.4})$$

$$b = \frac{1}{8} \frac{R T_c}{P_c} \quad (\text{IV.5})$$

La figure IV-1 montre trois isothermes calculées dans le plan P-V l'équation d'état de Van der Waals pour l'eau. On distingue trois types d'isothermes : (1) les isothermes où $T > T_c$ pour lesquels toutes les pressions calculées sont positives et pour lesquels il n'y a pas de coexistence des phases liquide et gaz. (2) L'isotherme critique $T = T_c$ ayant un point d'inflexion au point critique. (3) les isothermes où $T < T_c$ pour lesquels il existe des pressions négatives et trois racines en volume dont les deux extrêmes correspondent aux volumes molaires des phases liquide et gazeuse à l'équilibre.

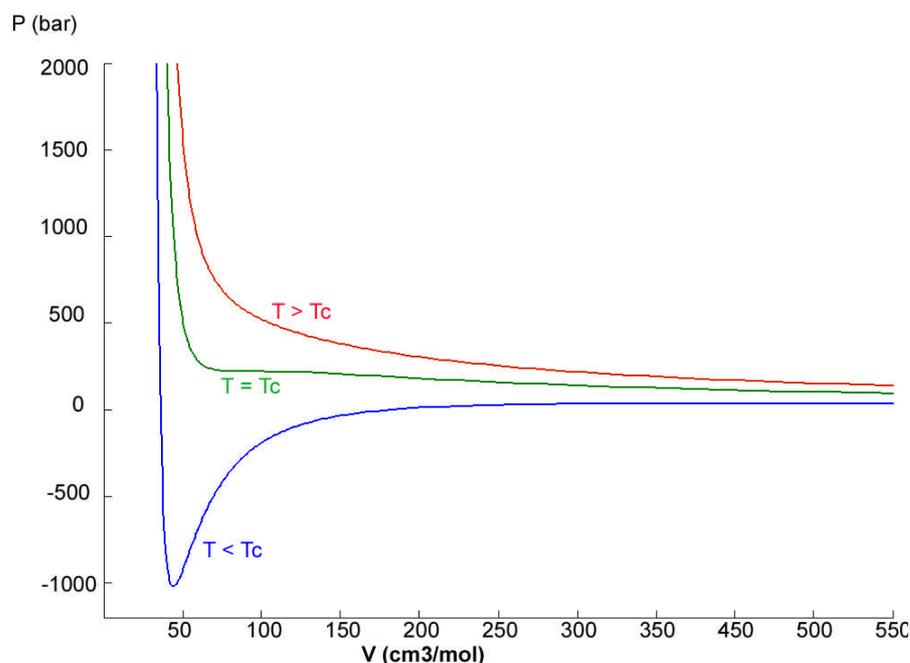


Figure IV-1 : Isotherme calculé avec l'équation d'état de van der Waals.

Bien qu'imprécises, les valeurs obtenues demeurent raisonnables dans le champ P-V-T. en revanche, cette théorie implique une prédiction du facteur de compressibilité critique constant quel que soit le fluide, ce qui n'est pas le cas en réalité. De nombreux chercheurs ont été inspirés par cette équation pour améliorer les équations d'état. Parmi eux, nous pouvons retenir Clausius en 1881 qui remplaça le volume v dans le terme attraction par $v+c$ où c est aussi un troisième paramètre.

$$P = \left(\frac{RT}{v-b} \right) - \left(\frac{a}{(v+c)^2} \right) \quad (\text{IV.6})$$

Plus tard, Berthelot fit un grand pas en avant dans l'amélioration des équations d'état cubique en considérant que le paramètre a de la partie attractive varie selon la température : $a_T = a/T$ ce qui permet d'augmenter la précision des calculs d'équilibres de phases. Par ailleurs, plus tard au XX^{ème} siècle, les équations d'états basées sur la théorie de Van der Waals auront tendance à être supplantées par les équations du Viriel et ses développements empiriques. C'est ainsi que différentes équations d'états cubiques furent créées et sont encore de nos jours largement utilisées, notamment dans l'industrie pétrolière.

c. Les équations d'état cubiques généralisées

L'équation originale de Van der Waals représente la pression par la somme de deux termes, l'un contenant le paramètre b , relatif aux interactions répulsives, l'autre contenant le paramètre a relatif aux interactions attractives entre sphères dures. Dans les années soixante-dix, l'expression de l'attraction dans les équations

dérivées de Van der Waals a été améliorée par différents auteurs afin de modéliser plus fidèlement les équilibres liquide-gaz. Malgré toutes les améliorations apportées, trois équations ont fait référence dans le domaine pétrolier : l'équation de Redlich-Kwong (RK) en 1949, puis de Soave-Redlich-Kwong (SRK) en 1972 et enfin celle de Peng-Robinson en 1976. Nous présentons ces trois modèles ainsi que leurs forces et leurs faiblesses.

i. Modèle de Redlich-Kwong (1949)

Introduit en 1949, ce modèle tient compte de l'évolution thermique du terme attractif. Redlich établit qu'il n'y avait aucune base théorique particulière mais plutôt une modification empirique du modèle de Van der Waals.

L'équation proposée par Redlich ET Kwong (1949) est représentée par :

$$P = \left(\frac{RT}{v-b} \right) - \left(\frac{a}{v(v+b) \sqrt{T}} \right) \quad (\text{IV.7})$$

$$a = 0.42748 \frac{R^2 T_c^{2.5}}{P_c} \quad (\text{IV.8})$$

$$b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c} \quad (\text{IV.9})$$

T_c et P_c : Température et pression critique de la molécule étudiée.

La prise en compte de l'attraction en fonction de la température augmente considérablement la précision des modélisations d'équilibres liquide-gaz des molécules simples. Afin d'illustrer ce propos, les courbes de pression saturante du méthane calculées par Redlich-Kwong sont comparées aux valeurs expérimentales et à celles estimées par l'équation de Van Der Waals.

Comme nous pouvons le remarquer sur la figure IV-2 et la figure IV-3, le modèle Redlich Kwong est beaucoup plus adapté que le modèle de Van der Waals. Ce dernier est qualitatif, c'est-à-dire qu'il ne fait que rendre compte des tendances des variations de la pression et des densités en fonction de la température. Au contraire, le modèle Redlich Kwong permet une modélisation plus précise : les valeurs des pressions et densités calculées le long de la courbe de vapeur saturante sont proches des valeurs obtenues expérimentalement.

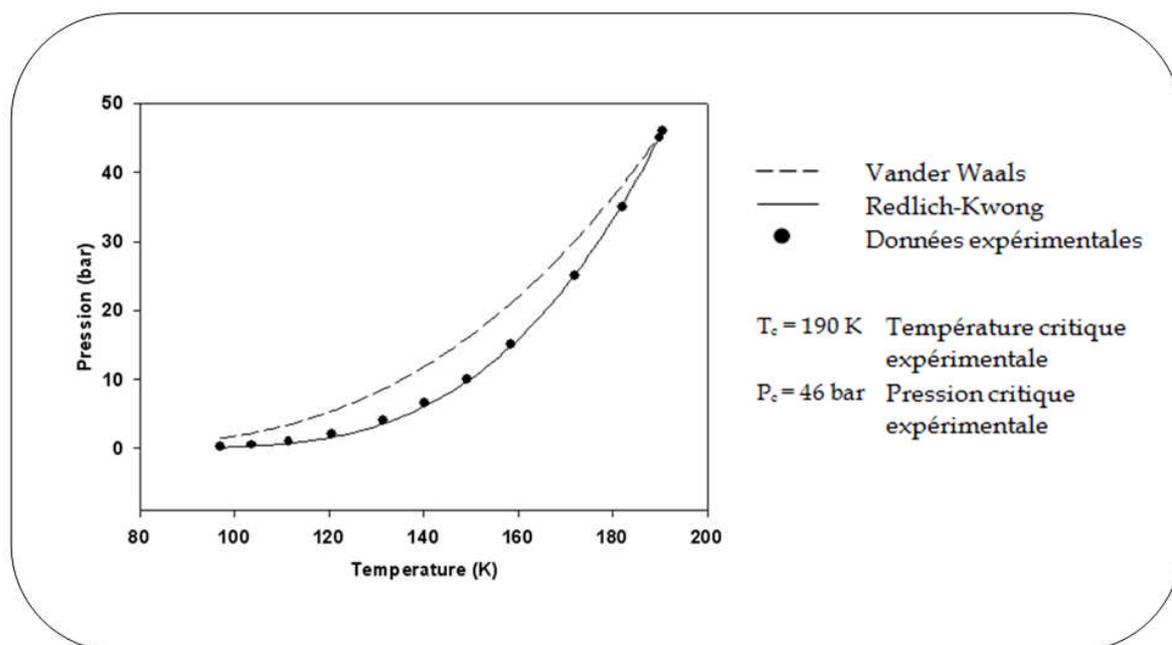


Figure IV-2 : Modélisation de la pression de vapeur saturante du méthane (Redlich Kwong).

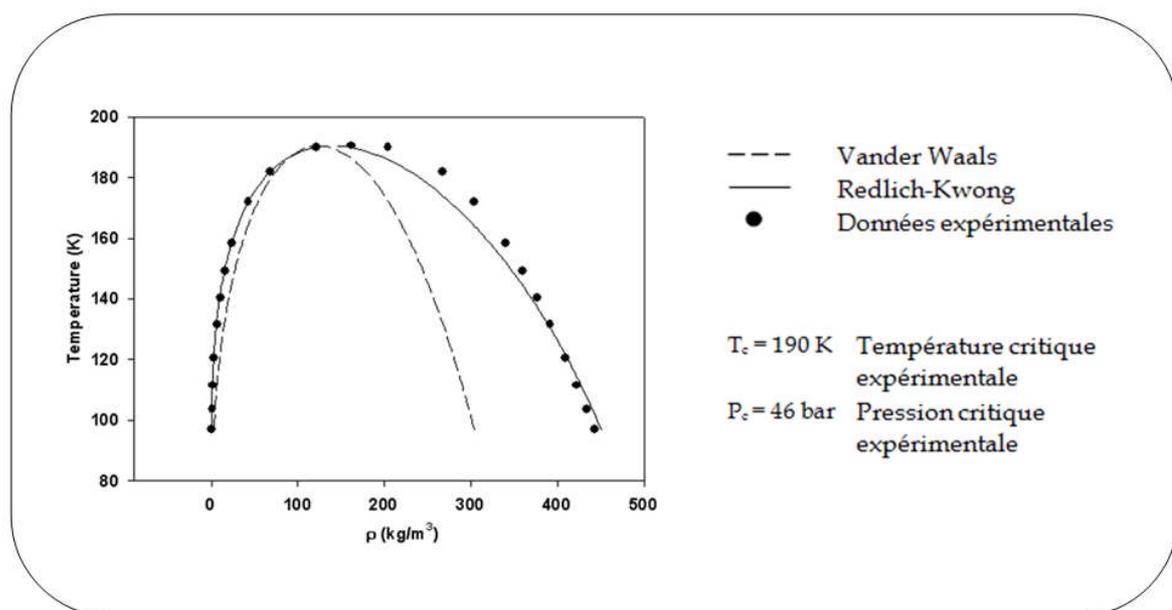


Figure IV-3 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide-vapeur du méthane (Redlich Kwong).

Ce modèle empirique basé sur la théorie de Van der Waals a l'avantage de considérer les forces attractives comme étant une fonction de la température. C'est la première équation d'état qui permet de faire des modélisations quantitatives et d'améliorer les calculs de pression de saturation ainsi que la densité des liquides. Toutes fois, les erreurs statistiques du modèle sont importantes et il est limité aux molécules simples.

ii. Modèle de Soave Redlich Kwong (1972)

Les équations vues précédemment sont basées sur l'hypothèse que les molécules sont sphériques. Ceci est certes vrai pour les gaz rare comme l'argon et le krypton où la molécule est constituée uniquement d'un seul atome, mais faux pour la plupart des molécules notamment celles rencontrées dans les hydrocarbures. Le facteur acentrique de Pitzer permet de rendre compte de l'écart à la sphéricité des molécules.

$$\omega = -\log(P_r^{sat}(T_r = 0.7)) - 1 \quad (\text{IV.10})$$

La fonction d'attraction de Soave faisait intervenir le facteur acentrique est appelée fonction α . Or, comme stipulé précédemment, le paramètre d'attraction ne dépendait que de T_c et P_c , ie uniquement du point critique et non de la gamme de la température du domaine diphasique.

Ainsi la formulation du modèle de Soave- Redlich-Kwong :

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a_c \alpha(T)}{v(v+b)} \quad (\text{IV.11})$$

Avec, $\alpha(T) = [1 + m(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}})]^2$ $a_c = 0.42748 \frac{(RT_c)^2}{P_c}$

$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.175\omega^2$ et $b = 0.08664 \frac{RT_c}{P_c}$

Reprenons l'exemple du méthane ; nous pouvons clairement nous rendre compte que le modèle est inadapté pour la phase liquide (densité élevée), en revanche, la phase vapeur est très bien modélisée, tout comme la pression de saturation.

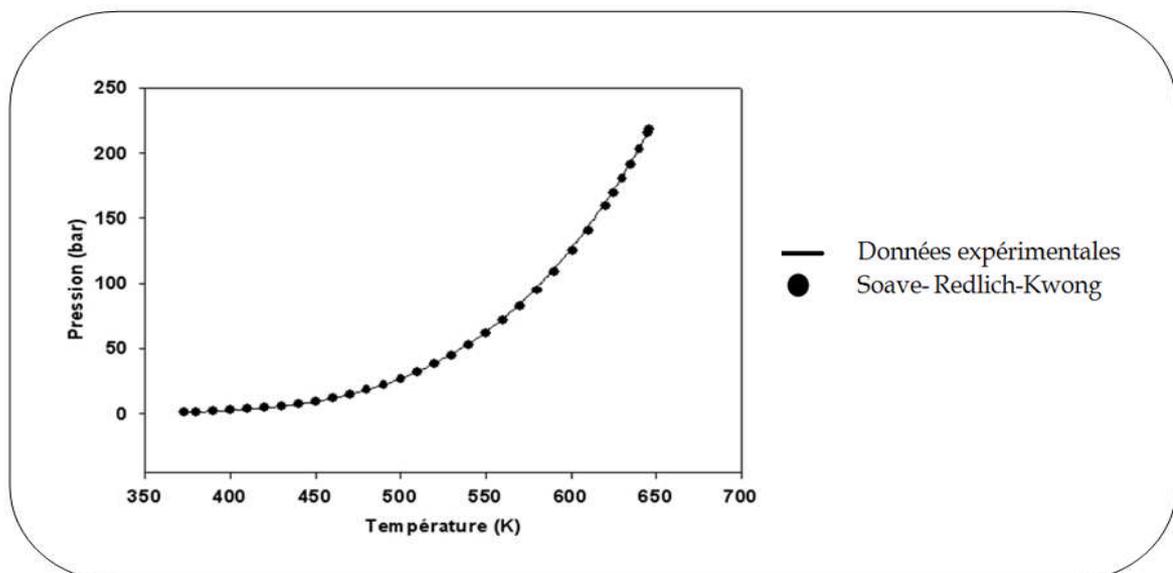


Figure IV-4 : Modélisation de la pression saturante de l'eau pure (Soave Redlich Kwong).

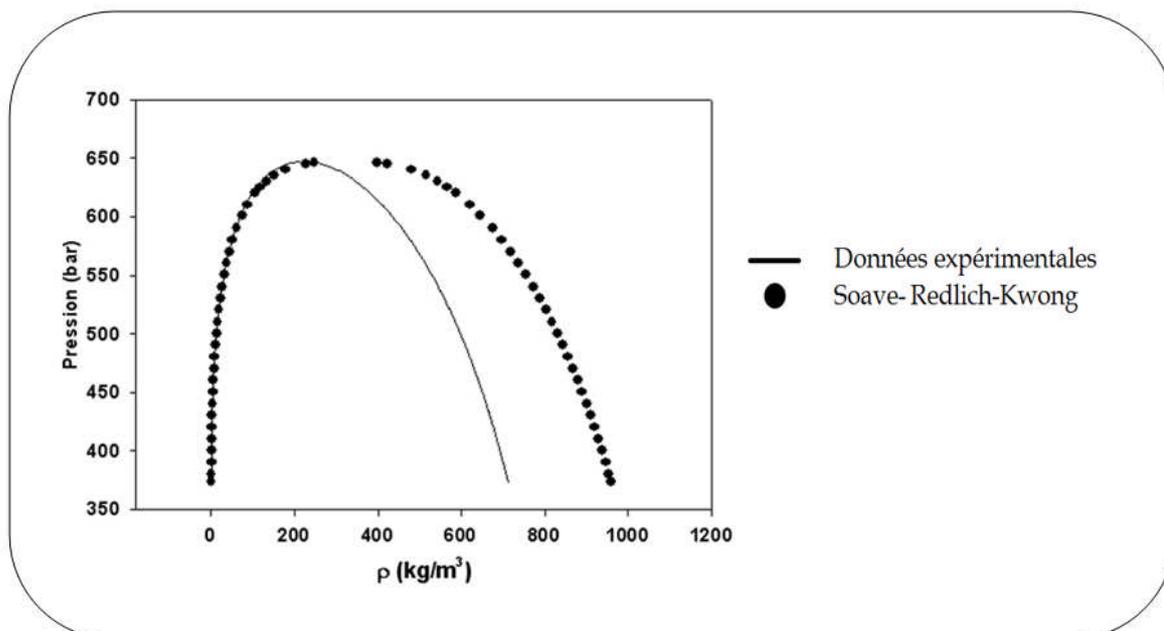


Figure IV-5 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide-vapeur de l'eau pure (Soave-Redlich-Kwong).

Le modèle de Soave-Redlich-Kwong est une amélioration importante du modèle de Redlich-Kwong dans le sens où il intègre une fonction attractive améliorée tenant compte de la géométrie.

d. Peng et Robinson (1976)

En 1976, Peng et Robinson reprennent les travaux de Soave afin d'améliorer le modèle Soave-Redlich-Kwong, notamment la prédiction des volumes en phase liquide. La forme de la fonction α reste la même, en revanche, la formulation de la fonction faisant intervenir le facteur acentrique est différente. Ceci est dû au fait que Peng et Robinson ont optimisé cette fonction sur l'ensemble de la courbe d'équilibre liquide-vapeur expérimentale.

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a \alpha(T)}{v(v+b) + b(v-b)} \quad (\text{IV.12})$$

$$\text{Avec, } \alpha(T) = \left[1 + m \left(1 - \sqrt{\frac{T}{T_c}}\right)\right]^2 \quad \text{où, } m = 0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

Reprenons l'exemple précédent :

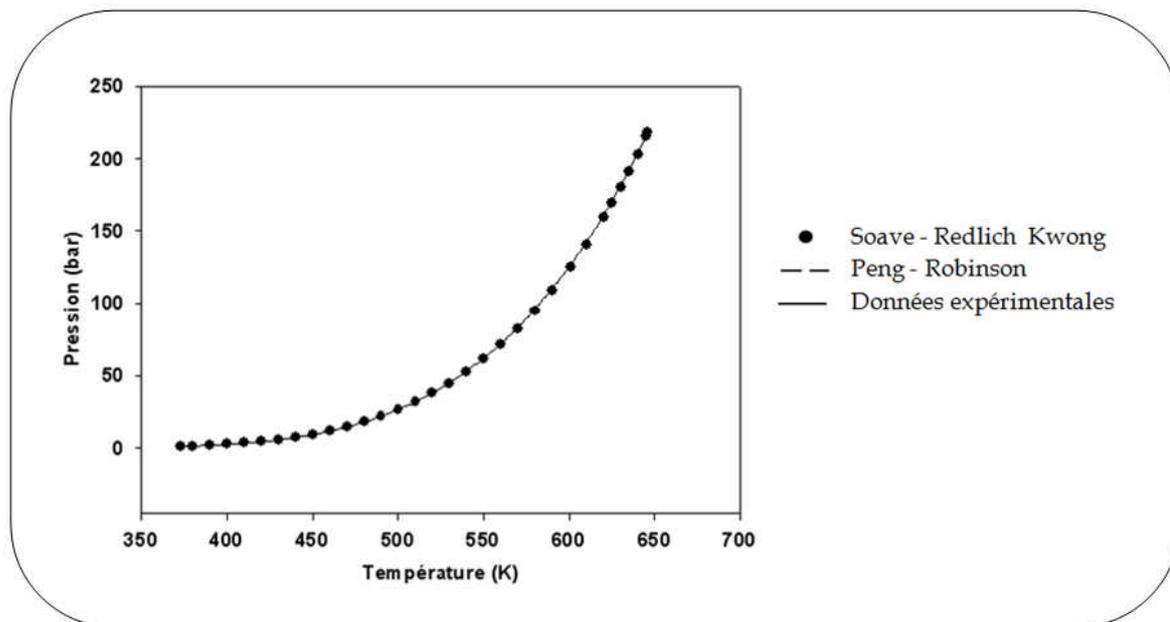


Figure IV-6 : Modélisation de la pression saturante de l'eau pure.

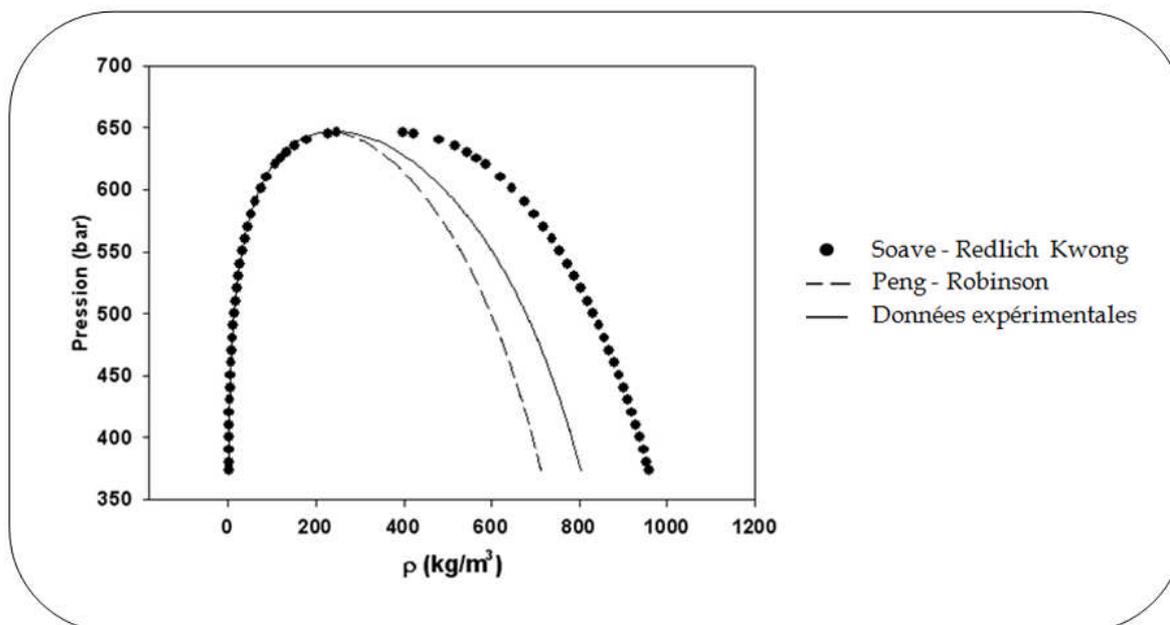


Figure IV-7 : Modélisation des densités le long de la courbe d'équilibre liquide-vapeur de l'eau pure.

Les paramètres T_c et P_c sont la température et pression critiques expérimentales : 647.4K et 221bar respectivement non ajustées. Le facteur d'excentricité est pris égal à 0.344 [Assael, 1996].

L'équation d'état cubique de Peng Robinson est l'équation dérivée de la théorie de Van der Waals la plus aboutie. Elle intègre correctement la fonction d'attraction de Soave tout en ayant optimisée sur un domaine de pression de vapeur plus large. [Perfetti 2006].

e. Autres développements d'équations d'état cubiques

Depuis les équations Soave Redlich Kwong et Peng Robinson, plusieurs équations cubiques ont été développées. Il s'agit principalement de contributions de leurs prédécesseurs (Soave-Redlich-Kwong, Peng Robinson), axées sur trois pistes : modification de $\alpha(T, \omega)$, modification de la dépendance en volume du terme attractif et utilisation d'un troisième paramètre (équations à trois paramètres). La forme généralisée d'équations proposées peut se mettre sous la forme de la somme d'une pression répulsive et d'une pression attractive:

$$P = P_{rep} + P_{att}$$

Tableau IV-1 : Expressions du terme attractif de quelques équations d'état.

Auteur	Terme attractif
Fuller(1976)	$-\frac{a(T)}{RT(v + cb)}$
Heyen(1980)	$-\frac{a(T)v}{RT(v^2 + (b(T) + c)v - b(T)c)}$
Schmidt et Wenzel(1980)	$-\frac{a(T)v}{RT(v^2 + ubv + wb^2)}$
Harmens et Knapp (1980)	$-\frac{a(T)v}{RT(v^2 + cbv - (c - 1)b^2)}$
Kubic(1982)	$-\frac{a(T)v}{RT(v + c)^2}$
Patel et Teja(1982)	$-\frac{a(T)v}{RT[v(v + b) + c(v - b)]}$
Adachi et coll (1983)	$-\frac{a(T)v}{RT[(v + b^2)(v - b^2)]}$
Treble et Bishnoi (1987)	$-\frac{a(T)v}{RT[v^2 + (v + b)c - (bc - d^2)]}$

Chacune de ces équations est capable d'améliorer les représentations et prédictions des pressions de vapeur ainsi que des masses volumiques, cependant,

le gain qu'elles permettent d'obtenir dans la prédiction des propriétés volumétriques autour du point critique, par rapport aux équations Soave Redlich Kwong et Peng Robinson, est peu marquée car toutes les équations cubiques surestiment le facteur de compressibilité critique. De ce fait, les équations Soave Redlich Kwong et Peng Robinson sont souvent privilégiées car elles présentent des avantages appréciables en ce qui concerne la simplicité (seuls les paramètres critiques T_c , P_c , et ω sont requis pour accomplir des calculs). Nous adopterons l'équation Peng Robinson dans nos calculs [Mokraoui, 2006].

2. Les différentes corrélations utilisées dans le multiphasique

a. Introduction

Les écoulements multiphasiques se produisent dans presque tous les puits de production de pétrole, dans de nombreux puits de production de gaz et, dans certains types de puits d'injection. Le phénomène est essentiellement régi par la pression de bulle. Lorsque la pression chute sous la pression de bulle, le gaz se développera à partir du liquide. Par ailleurs, certains régimes d'écoulement sont développés quand la pression diminue graduellement au-dessous de la pression de bulle, comme illustré dans les figures IV-8, IV-9, IV-10. Les types d'écoulement dépendent principalement des vitesses des gaz et liquides, et le taux de Gaz / liquide GOR (Gas Oil Ratio).

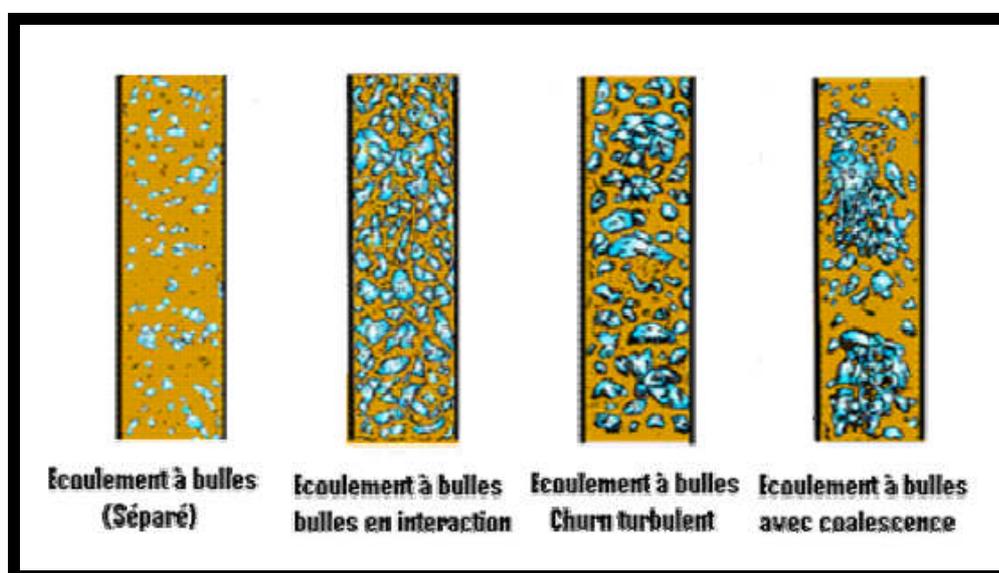


Figure IV-8 : Régimes d'écoulements à bulles en conduite verticale

				
Écoulement à bulles	Écoulement intermittent ou à poches et bouchons	Écoulement CHURN ou à forte coalescence	Écoulement annulaire	Écoulement "Wispy" annulaire

Figure IV-9 : Les différents régimes en écoulement verticaux

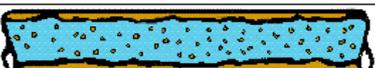
<p>Direction de l'écoulement →</p> 	Écoulement à bulles
	Écoulement stratifié
	Écoulement stratifié à vagues ou ondulé
	Écoulement à poches
	Écoulement à bouchons
	Écoulement annulaire dispersé

Figure IV-10 : Régimes d'écoulement en conduites horizontales

b. Le développement des corrélations

L'analyse de phénomènes de l'écoulement multiphasique dans des réseaux de collectes est généralement classée selon deux niveaux de complexité. La première est associée à l'écoulement et à l'état d'équilibre où il n'y a pas de changements majeurs transgressant le réseau de canalisations. La deuxième est associée à l'écoulement et à l'état transitoire ou dynamique où l'écoulement est en train de changer de comportement. Nous allons travailler en état d'équilibre (steady state).

Approche à L'état d'équilibre

Deux approches distinctes sont disponibles pour les industries pétrolières, en représentant le comportement des systèmes multiphasique. La première est une approche globale qui repose sur l'empirisme dans le développement des modèles simplifiés qui contiennent des paramètres qui sont évalués à partir de données expérimentales. La deuxième est une approche continue dans laquelle des modèles physiques complexes sont utilisés pour décrire les phénomènes d'écoulement.

→ Méthodes empiriques

Une approche empirique consiste essentiellement à produire une corrélation valable au moins sur l'ensemble des données mesurées (et mieux encore au-delà de cette fourchette). La sélection des variables de la corrélation est souvent déterminée grâce à l'analyse dimensionnelle. Par, exemple, les pertes de charges dans les écoulements diphasiques peuvent être exprimées sous la forme d'une fonction d'au moins six variables adimensionnelles, un ensemble qui comprend :

Tableau IV-2 : Variables adimensionnelles.

Nombre de Froude	$\frac{V}{\sqrt{gl}}$
Nombre de Reynolds	$\frac{VD\rho}{\mu}$
Coefficient viscosité	$\frac{\mu_l}{\mu_g}$
de nombre de weber	$\frac{V^2 l \rho}{\sigma}$
Coefficient de densité	$\frac{\rho_l}{\rho_g}$
Coefficient de débit	$\frac{M_l}{M_g}$

La forme de l'expression de coefficient de pertes de charge, peut donc être exprimée comme suit:

$$f \left(N_f, R_g, N_{we}, \frac{\mu_l}{\mu_g}, \frac{\rho_l}{\rho_g}, \frac{M_l}{M_g} \right) = 0 \quad (\text{IV.13})$$

Les méthodes empiriques généralement comportent la prédiction de densité du mélange ρ_m et un coefficient de perte de charges représentatif. La densité de

mélange peut être définie en termes de fraction de volume du liquide θ comme suit :

$$\rho_m = \rho_l \theta + \rho_g (1 - \theta) \quad (\text{IV.14})$$

Certains auteurs de corrélations empiriques choisissent une forme fonctionnelle appropriée de l'équation (IV.13), et procèdent à un calcul de retour de fonction de Holdup qui correspond le mieux aux données expérimentales pour les pertes de charges multiphasique. La corrélation de Hagedorn et Brown, est une corrélation des écoulements dans des conduites verticaux qui se fonde sur une telle approche. D'autres chercheurs tels Beggs et que Brill, et Dukler, ont corrélé les deux variables (f_m , et θ) comme une fonction du coefficient de débit du gaz et des liquides, géométrie de pipe, les PVT du fluide et propriétés de transport.

⇒ Les Corrélations empiriques ont été couronnées de succès en termes de :

- Permettre la formulation rapide des modèles pour des conditions d'écoulement particulières.
- Être disposé à donner des résultats avec une précision raisonnable dans des intervalles de définitions des puits de conditions d'exploitation.
- Être relativement facile à utiliser comme des outils de conception.

⇒ Les limitations des techniques empiriques sont les suivants :

- Les équations ont tendance à ne pas satisfaire avec une précision suffisante le large éventail de conditions d'écoulement habituellement rencontrées dans la pratique.
- L'utilisation d'un certain nombre de corrélations pour prédire les conditions hydrauliques dominant le régime d'écoulement d'un réseau de conduite peut entraîner des difficultés numériques et / ou une discontinuité de prévisions.
- Du fait que les techniques empiriques ne tiennent pas compte de la complexité des phénomènes physiques qui peuvent se produire au cours de l'écoulement multiphasique, extrapolation au-delà des conditions spécifiques pour lesquelles les corrélations ont été élaborés peuvent les rendre peu fiables.

→ **La méthode mécaniste**

Le développement et l'application d'une description phénoménologique des phases individuelles constituant un mélange multiphasé exigent généralement qu'une équation mécaniste de transport soit écrite pour chacune des phases dans le

système, Le nombre de sous-modèles diffère pour chaque régime de flux et les sous modèles peuvent être mécanistes ou corrélationnels.

⇒ Les avantages revendiqués pour cette approche incluent :

- Les transitions dans des cartes de régime de flux ont une base analytique et sont plus couronnées de succès dans la facilité de comparaisons avec une vaste gamme de données.
- Les modèles de régime de flux sont particulièrement utiles pour traiter les effets d'inclinaison de conduite.
- En général, des formulations mécanistes fournissent le moyen d'évaluer l'incertitude dans les prédictions de l'analyse.
- Les modèles, étant tout près de premiers principes, sont non seulement plus largement applicables que les corrélations empiriques actuellement disponibles, mais sont aussi plus faciles de mettre à jour/modifier.
- La modélisation mécaniste peut incorporer toutes les variables significatives identifiées via l'observation, l'étude et la modélisation mathématique des mécanismes physiques dirigeant le flux multiphasé dans des conduites.

⇒ Le coût associé à l'utilisation de ces méthodes est attribuable :

- Une grande compréhension et connaissances est nécessaires pour les appliquer.
- Une complexité de la formulation et de la mise en œuvre et, par conséquent, ça joue sur la vitesse de solution.
- La formulation mécaniste donne les solutions suivantes :
- Prévoir le régime de flux correspondant aux conditions de fonctionnement réelles du pipeline.
- Employer des modèles mécanistes spécifiques / des sous-modèles pour prévoir :
 - liquide Hold-up.
 - Facteur de friction.

Employez le modèle mécaniste pour prévoir le gradient de pression total [Shippen, 2004].

c. Calcul de pertes de charge

Les corrélations les plus utilisées sont Discutées de manière approfondie dans la section suivante. Telles que celles : Hagedorn & Brown modifiée, Duns & Ros, Orkiszweski, et Beggs & Brill.

i. Corrélation de Hagedorn et Brown (1965)

La corrélation de Hagedorn et Brown est une méthode semi-empirique fondée sur les œuvres originales d'Hagedorn et Brown en 1964 avec l'ajout d'une corrélation pour le calcul du hold up.

Équation énergétique Générale est définie par la sommation des trois termes, qui comprend le gradient hydrostatique, le gradient de la friction, et le gradient de l'Accélération. Ces termes peuvent être indiqués dans l'équation (IV.15) ci-dessous.

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{\text{total}} = \left(\frac{dP}{dh}\right)_{\text{elevation}} + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{\text{friction}} + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{\text{acceleration}} \quad (\text{IV.15})$$

La précédente équation peut être écrite dans une formulation détaillée, comme :

$$144 \left(\frac{dP}{dh}\right) = \rho_{dmm} + \frac{fw^2}{2.9652 \times 10^{11} d^5 \rho_{dmm}} + \rho_{dmm} \frac{\Delta \left(\frac{V_m^2}{2g}\right)}{\Delta h} \quad (\text{IV.16})$$

$$\text{Avec : } \rho_{dmm} = \rho_{dmL} H_L + \rho_{dmG} (1 - H_L) \quad (\text{IV.17})$$

Où :

dP : Perte de charge en psi ,à travers une distance verticale *dh* en pied (ft).

d : Diamètre de tube, (ft).

f : Facteur de friction ;

w : Débit massique, (lbm/D) ;

v_m : La vitesse du mélange (ft/sec)

ρ_{dmm} : La densité moyenne du mélange, (lbm/ft³).

ρ_{dmL} : La densité moyenne du liquide, (lbm/ft³).

ρ_{dmG} : La densité moyenne du Gaz, (lbm/ft³).

H_L : Le hold up.

Le calcul des pertes de charge dépend en premier temps de la détermination du hold up, la corrélation a été développée avec l'aide d'une conduite de diamètres 1 à 2,5 pouce, cinq (05) fluides différents, à savoir: l'eau et les quatre types de pétrole avec des viscosités variant entre 10 et 110 cp à 80 ° F. Les viscosités des deux phases ont été présentées par la corrélation de viscosité Arrhenius. Ainsi, le nombre de Reynolds pour l'écoulement diphasique peut être déclaré en tant que :

$$(N_{Re}) = 2.2 \cdot 10^{-2} \frac{w}{d \mu_L^{HL} \mu_g^{1-HL}} \quad (IV.16)$$

Où :

(N_{Re}) = le nombre de Reynolds pour l'écoulement diphasique.

μ_L = la viscosité du liquide,

μ_g = la viscosité du gaz.

La corrélation développée ne reconnaît pas les régimes. Cependant, en supposant un seul type d'écoulement pour l'ensemble de la conduite, la corrélation ne donne pas des résultats satisfaisantes lorsque différents type d'écoulements sont observés tout le long de la conduite. En d'autres termes, la corrélation ignore la variation du type d'écoulements, ce qui influe de façon importante le calcul des pertes de charge. Le calcul du hold up dépend de quatre nombres adimensionnels, qui sont le nombre de vitesse du liquide, le Nombre de vitesse du gaz, le nombre de diamètre des conduites et le nombre de la viscosité du liquide qui sont cités Ci-dessous :

$$\left. \begin{aligned} N_{LV} &= V_{sL} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4} \\ N_{gV} &= V_{sg} \left(\frac{\rho_L}{g\sigma} \right)^{1/4} \\ N_D &= d \left(\frac{\rho_L g}{\sigma} \right)^{1/2} \\ N_L &= \mu_L \left(\frac{g}{\rho_L \sigma^2} \right)^{1/4} \end{aligned} \right\} \quad (IV.17)$$

Où,

N_{LV} : Nombre de la vitesse du liquide.

N_{gV} : Nombre de la vitesse du gaz.

N_D : Nombre du diamètre de la conduite.

N_L : Nombre de la viscosité du liquide.

V_{sL} : La vitesse superficielle de liquide, (ft/sec).

V_{sg} : La vitesse superficielle de gaz, ft/sec.

ρ_L : Densité du liquide, lbm/ft³.

σ : Tension de surface, lb_m/sec².

[Abdalla, M. A., 2004]

Récapitulation

Cette corrélation a été développée en utilisant des données obtenues à partir de puits vertical de 1500 ft. Les diamètres des tubes allant de 1-2 pouces. Les expériences ont été faites avec cinq (05) différents types de liquides, à savoir: l'eau, et quatre types d'huile avec viscosités variant entre 10 et 110 cp (@ 80 ° F), la corrélation développée est indépendante des différents types d'écoulement. Ses performances sont brièvement décrites ci-dessous.

- **La dimension de tube** : Les pertes de charge sont estimées avec précision pour des tailles des tubes entre 1 et 1,5 po, c'est la fourchette dans laquelle l'étude expérimentale a été menée.
- **Densité de l'huile** : La méthode de Hagedorn-Brown estime bien les pertes de charge pour les huiles lourdes (13-25 ° API), et sous estime les pertes de charge pour les huiles légères (40-56 ° API).
- **Gas-Liquid Ratio (GLR) ou Gaz Oil Ratio (GOR)** : Les pertes de charge sont sous estimées pour GLR supérieur à 5000.
- **Water-Cut** : La précision des estimations des pertes de charges est généralement bonne pour une très grande fourchette de water-cut [Bharath Rao, 1998].

ii. La corrélation de Duns et Ros (1963)

La corrélation de Duns & Ros est développée pour les écoulements verticaux des mélanges de gaz et de liquide dans les puits. Cette corrélation est valable pour une large gamme de mélange du pétrole et de gaz, et les régimes d'écoulement.

Les performances de la corrélation sont brièvement décrites ci-dessous :

- **La dimension de tube** : En général, les pertes de charges sont bien estimées pour une gamme de diamètres de tubes de 1 à 3 pouces.
- **Densité du pétrole** : Une large gamme de densités de pétrole (13-56 ° API) est tolérée.
- **Gas-Liquid Ratio (GLR)** : Les pertes de charge sont sous estimées pour GLR supérieur à 5000.
- **Water-Cut** : Le modèle de Duns-Ros n'est pas applicable pour l'écoulement polyphasique des mélanges d'huile, d'eau et de gaz. Cependant, la corrélation peut être utilisée avec un facteur de correction. [Bharath Rao, 1998]

iii. Corrélation de Orkiszewski 1966

Cette corrélation est limitée aux pertes de charges diphasiques dans des conduites verticales. C'est une extension du travail de Griffith & Wallis. La corrélation est valable pour différents régimes d'écoulement. Et elle est une combinaison de plusieurs méthodes comme indiqué ci-dessous:

Tableau IV-3 : Les différentes méthodes.

La méthode	Le régime d'écoulement
Griffith	A bulle
Griffith et Wallis	Avec bouchon (terme de densité)
Orkiszewski	Avec bouchon (terme de friction)
Duns et Ros	Transition
Duns et Ros	annulaire

Il convient de noter que le coefficient de distribution du liquide (hold-up) est évalué en utilisant les données du modèle de Hagedorn & Brown.

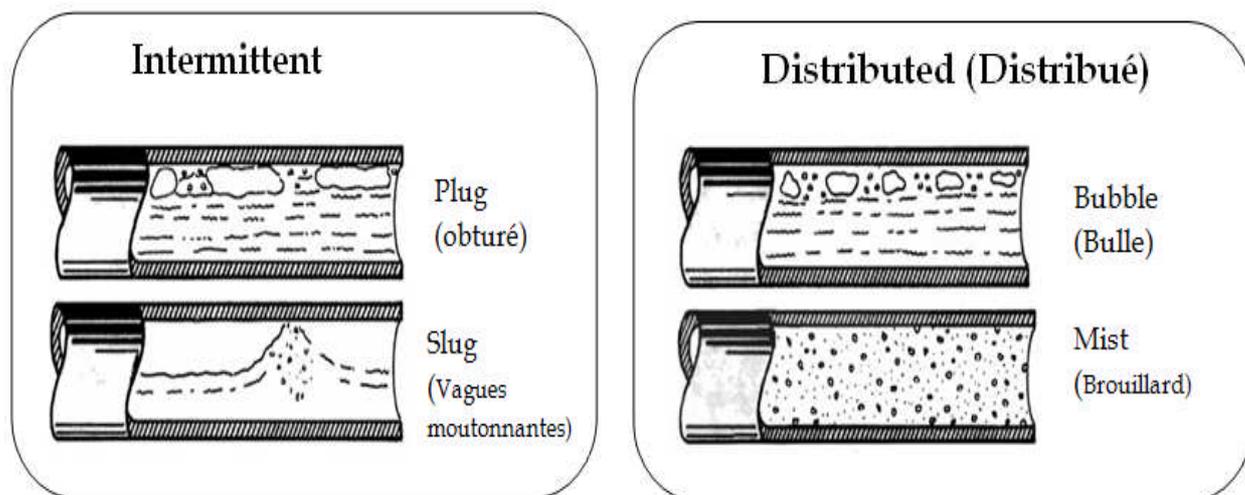
Les performances de la corrélation sont brièvement décrites ci-dessous

- **Dimension de Tube** : La corrélation marche bien pour des diamètres entre 1 et 2 pouces. La perte de charges est sous estimée pour les tubes de tailles plus de 2 Pouces.
- **La densité du pétrole** : La corrélation est plus performante, pour des basses densités (13-30 ° API),
- **Gas-Liquid Ratio (GLR)** : La précision de la méthode d'Orkiszewski est très bonne pour GLR moins de 5000. Les erreurs deviennent grandes (> 20%) pour GLR plus de 5000.
- **Water-Cut** : La corrélation prédit la perte de charge avec une bonne précision Pour un large éventail de water-cut.

iv. Corrélation de Beggs & Brill (1973)

Cette méthode est probablement le moyen le plus utilisé, car il peut être appliqué en conduite verticale, horizontale et inclinée. Elle a été développée à l'aide de données expérimentales, avec des installations d'essais de 1 pouce à 1,5 pouce de diamètre des tuyaux.

Cette corrélation résulte d'expériences utilisant l'air et l'eau comme des tests de fluides sur une large gamme de paramètres. Les facteurs qui sont utilisés pour la corrélation sont le débit de gaz, débit liquides, diamètre du tuyau, angle d'inclinaison, holdup, le gradient de pression et régime d'écoulement horizontal. Le régime d'écoulement est déterminé en fonction des limites fixées pour les "non-slip" holdup et le nombre adimensionnel appelé le nombre de Froude. Une modification exceptionnelle des trois Régimes d'écoulements horizontaux, comme l'illustre la figure IV-11 a été faite. En outre, différentes Corrélations pour le holdup sont présentées pour chacun des trois régimes d'écoulement horizontal (Ségrégué, intermittent et distribué), avec une correction d'angle d'inclinaison du tube. Le facteur de friction est calculé indépendamment du régime d'écoulement, mais dépend du Holdup.



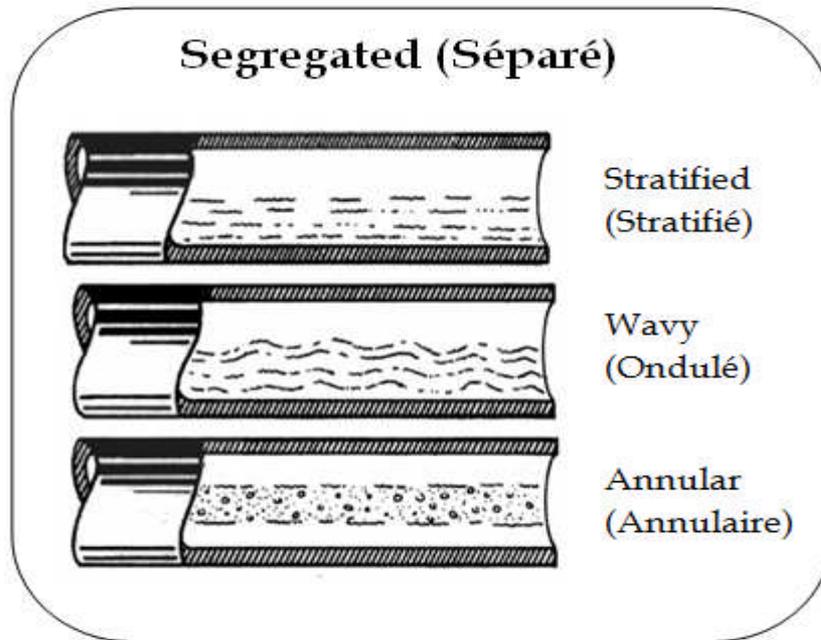


Figure IV-11 : Les types d'écoulements de Beggs and Brill.

Le tableau IV-4 montre le facteur de friction normalisé en fonction des hold up et l'apport des contenus du liquide.

$$H_{L(0)} = \frac{a \lambda_L^b}{N_{FR}^c} \tag{IV.18}$$

Où: $H_{L(0)}$ est le holdup, qui existe dans les mêmes conditions dans une conduite horizontale. a, b, et c sont déterminés pour chaque régime (tableau IV-4), avec la condition :

$$H_{L(0)} \geq \lambda_L$$

Avec, $\lambda_L = \frac{v_{sl}}{v_m}$ et le nombre de Froude : $N_{FR} = \frac{v_m^2}{gd}$

Tableau IV-4 : Facteurs de friction.

Type d'écoulement	a	b	c
Ségrégué	0.980	0.4846	0.0868
Intermittent	0.845	0.5351	0.0173
Distribué	1.065	0.5824	0.0609

Afin de corriger le holdup de l'effet de l'inclinaison de la conduite (φ), l'équation suivante est utilisée :

$$\psi = 1 + c \left[\sin(1.8\varphi) - 0.333 \sin^3(1.8\varphi) \right] \tag{IV.19}$$

Pour un écoulement vertical, on a $\varphi=90^\circ$ and ψ devient :

$$\Psi = 1 + 0.3C$$

Où :
$$C = (1 - \lambda_L) \ln (d \lambda_L^e N_{LV}^f N_{FR}^g)$$

d, e, f et g sont déterminés à partir du tableau IV-5.

Tableau IV-5 : Détermination des coefficients.

Type d'écoulement	d	e	f	g
Ségrégué	0.011	-3.768	3.539	-1.614
Intermittent	2.960	0.305	-0.4473	0.0978
Distribué	Pas de correction C=0		$\Psi = 1, H_{L(0)} \neq f(\varphi)$	
Tout type d'écoulement	4.7	-0.3692	0.1244	-0.5056

Remarque : Avec la condition $C \geq 0$, on a :

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_f = \frac{f_{t,p} \rho_n H_L V_m^2}{2gd} \quad (IV.20)$$

Où : $\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g f_{t,p} = f \frac{f_{t,p}}{f_n}$

Le coefficient de perte de charge est calculé comme suit :

Il est déterminé en fonction de la rugosité des conduites sur le diagramme de Moody ou à l'aide des équations suivantes :

$$f_n = 1 / \left[2 \log \left(\frac{R_e}{4.5223 \log R_E - 3.8215} \right) \right]^2 \quad (IV.21)$$

Avec, $(R_e) = \frac{\rho_n V_m d}{\mu_n}$

Où : $\mu_n = \mu \lambda_L + \mu_g (1 - \lambda_g)$

Le gradient d'accélération de perte de charge est donné par :

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{acc} = \frac{\rho_s V_{sg} V_m}{gP} \frac{dP}{dZ} \quad (IV.22)$$

$$E_K = \frac{\rho_s V_{sg} V_m}{gP} \quad (IV.23)$$

Par suite, la perte de charge totale est égale à :

$$\left(\frac{dP}{dz}\right)_{TOT} = \frac{\left(\frac{dP}{dz}\right)_{elv} \left(\frac{dP}{dz}\right)_f}{1 - E_K} \quad (IV.24)$$

Où : $\left(\frac{dP}{dz}\right)_{elv} = g \rho_s$

[Abdalla A., M., 2004]

Récapitulation

La corrélation de Beggs & Brill est développée pour des conduites verticales et horizontales, et inclinées. Cette corrélation résulte d'expériences avec de l'air et l'eau comme des tests de fluides.

Les performances de la corrélation sont données ci-dessous:

- **Dimension des tubes** : Pour la fourchette dans laquelle l'expérience a été menée (entre 1 et 1.5 pouce), les pertes de charges sont estimées avec précision. Toute nouvelle augmentation de la taille tend à sous estimer les pertes de charges.
- **Densité du pétrole** : Une assez bonne performance est obtenue sur une large Spectre de densité de l'huile.
- **Gas-Liquid Ratio (GLR)** : De façon générale, les estimations des pertes de charges et d'autant plus précises avec l'augmentation de GLR. Les erreurs deviennent particulièrement grandes pour le GLR plus de 5000.
- **Water-Cut** : Les estimations des pertes de charges sont relativement bonne jusqu'à environ 10% de water cut. [Bharath Rao, 1998]

d. Calcul de la viscosité et de la pression de bulle

i. Les corrélations pour le calcul de viscosité

Les corrélations utilisées pour le calcul de la viscosité de l'huile sont:

- La corrélation de Beggs
- La corrélation de Beal-Chew
- La corrélation d'ASTM Beggs
- La corrélation d'ASTM Chew

Ces corrélations sont résumées dans le tableau IV-6 :

Tableau IV-6 : Corrélation pour le calcul de la viscosité de l'huile.

Corrélation	La forme générale de l'équation	Les paramètres de calibrage
-------------	---------------------------------	-----------------------------

Beggs	$\mu = A(10^E - 1)$, avec $E = T^{-B}(C - D(API))$	A
Beal	$\mu = \left[H \left(\frac{A}{B + T} \right)^{10 \left(C + \frac{D}{28T} \right)} \times \left(E + \frac{F}{API^G} \right) \right]$	H
ASTM	$\mu = \frac{A}{API^B} \left(\frac{T}{C} \right)^{-\left(1 + \frac{D}{(E+API)^F} \right)}$	A

Les corrélations utilisées pour le calcul de la viscosité du gaz, sont :

- o La corrélation de Lee ;
- o La corrélation de Carr.

Tableau IV 7: Corrélations pour le calcul de la viscosité du gaz

Corrélation	La forme générale de l'équation	Les paramètres de calibrage
Lee	$\mu = A \times 10^{-4} e^{(B(\rho_g \times 10^{-3} \times 16.01845326)^C)}$ $B = D \times (B1 + B2 \times 28.97 \gamma_G) + \frac{B3}{T + 459.67}$	A, D
Carr	$\mu = \frac{\mu_g^s}{T_{pr}} \times B \mu_g^{std}, A = f(T_{pr}, P_{pr}) \text{ avec,}$ <p>T_{pr}: Pseudo reduced temperture.</p> <p>P_{pr}: Pseudo reduced pressure.</p>	A, B

ii. Les corrélations pour le calcul de la pression de bulle

On a différentes corrélations pour le calcul de la pression de bulle, on cite :

- La corrélation de Standing.
- La corrélation de Lasater.
- La corrélation de Vazquez-Beggs (mod).
- La corrélation de Glasø.
- La corrélation de Petrosky-Farshad.
- La corrélation de Macary

Le tableau IV-8 résume ces corrélations.

Tableau IV-8 : Résumé des corrélations.

Corrélation	La forme générale de l'équation
Standing	$P_b = A \left[\left(\frac{GOR}{\gamma_g} \right)^B \times 10^{C \pi - (D \cdot API)} - E \right]$ <p style="text-align: right;">B, D</p>
Lasater	$P_b = \frac{A(T + 459.67)}{\gamma_g} \left[e^{By_g} - C \right],$ $y_g = \frac{GOR/379.3}{GOR/379.3 + \frac{350 \gamma_0}{M_0}}$ <p>Avec, $API \leq 40, M_0 = 630 - 10 \cdot API.$ $API > 40, M_0 = 73110 \cdot API^{-1.562}$</p> <p style="text-align: right;">A, B</p>

<p>Vazquez-Beggs</p>	$P_b = \left[\frac{R_s}{A \gamma_g e^{\left(\frac{B \times API}{T+459.67}\right)}} \right]^{D \left(\frac{1}{C}\right)}$ <p>avec,</p> <p>API ≤ 30 A = 0.0362 B = 25.724 C = 1.0937</p> <p>API > 30 A = 0.0178 B = 23.931 C = 1.187</p>	<p>B,D</p>
<p>Glazo</p>	$P_b = 10^x,$ $x = A + B \log_{10}(P_b^*) - C [\log_{10}(P_b^*)]^2$ $P_b^* = \frac{D \times T^F \text{GOR}^E}{\gamma_g^G \text{API}^H}$	<p>D,E</p>
<p>Petrosky</p>	$P_b = I \left[A \left(\frac{\text{GOR}}{\gamma_g} \right)^B \gamma_g^{-C} 10^{\delta} - D \right],$ $\delta = (E T^F - G (\text{API}^H))$	<p>G,I</p>
<p>Macary</p>	$P_b = A \left[e^{(BT-L)(C(API)+D\gamma_g)} (\text{GOR}^E - F) \right]$	<p>L,A</p>

Dans le tableau IV-9 suivant on donne les critères et les limites d'utilisation de chaque corrélation afin de bien définir le modèle de PVT.

Tableau IV-9 : Limites d'utilisation des corrélations pour la détermination des PVT.

Les critères	Standing	Lasater	Vazquez-Beggs	Glazo	Petrosky-Farshad	Macary
Pression de bulle P _b (psia)	130 - 7000	40 - 5780	15-6055	165-7142	1574-6523	1200-4600
GOR(gaz/oil ratio)	20 -1425	3 -2905	0.0 -2199	90 -2637	217 -1406	200 -1200
La température du réservoir	100 - 258	82 - 272	75 - 294	80 - 280	114 - 288	180 -290

(°F)						
Densité de l'huile (°API)	16.5 - 63.8	17.9 - 51.1	15.3 - 59.5	22.3 - 48.1	16.3 - 45.0	25 - 40
Densité spécifique du gaz (air=1)	0.59 - 0.95	0.574 - 1.22	0.511 - 1.351	0.65 - 1.276	0.5781 - 0.85	0.7 - 1.0
Température de séparation (°F)	100	36 - 106	76 - 150	125	/	/
Pression de séparation (psia)	256-465	15 - 605	60 - 565	415	/	/

III. Recommandations générales

Les équations Soave Redlich Kwong et Peng Robinson sont souvent privilégiées car elles présentent des avantages appréciables en ce qui concerne la simplicité. Nous adopterons l'équation Peng Robinson dans nos calculs.

En général, les modèles de Orkiszewski et Hagedorn & Brown donnent des Résultats satisfaisants dans des puits verticaux, avec ou sans water-cut, et on recommande de les utiliser comme un premier choix dans ces puits.

Comme il est Mentionné plus haut, la corrélation de Duns & Ros n'est pas applicable pour les puits à water-cut et devrait être évitée dans ces cas.

La corrélation de Beggs & Brill est applicable dans les puits inclinés, avec ou sans water cut. Cependant, cette corrélation peut également être utilisée pour des puits verticaux comme un dernier choix.

Enfin, il convient de noter que la performance des modèles d'écoulement polyphasique n'est pas toujours affectée entièrement par les variables particulières d'écoulements comme la performance a tendance à indiquer. Dans la plupart des cas, les performances de ces modèles peut dépendre de la combinaison de plusieurs de ces variables d'écoulement considérées. Par conséquent, en gardant à l'esprit ces limitations, la discussion ci-dessus pourrait être utilisée comme guide pour éliminer ou sélectionner une corrélation en l'absence d'autres informations pertinentes.



Chapitre V :
Présentation des
logiciels

Chapitre V

Présentation des logiciels

I. Introduction

WellFlo et ReO sont des logiciels prouvés pour la simulation et l'optimisation des systèmes de production d'hydrocarbures.

En amont dans la production pétrolière et gazière, différentes technologies sont utilisées pour aborder différents aspects de modélisation et d'optimisation de la production d'hydrocarbures. Ces différentes approches et la technologie du logiciel ont été développées pour traiter les différents objectifs, par exemple, la simulation de réservoir fournit une information "vie de terrain", tandis que l'optimisation des installations cherche à maximiser le débit d'alimentation, en temps réel.

Nous nous intéressons dans ce chapitre à la présentation de ces deux logiciels, qui vont nous aider à accomplir notre étude.

II. WellFlo

1. Introduction

WellFlo est une application simple à utiliser pour modéliser, pour optimiser et pour le design des puits de gaz et d'huile, qui peuvent être à écoulement naturel ou bien artificiel (gaz-lift) ou injecteur.

Avec WellFlo, l'ingénieur construit le modèle d'un puits rigoureusement et avec beaucoup de précision à partir de l'afflux du réservoir en déterminant les spécificités du casing (tubages) et du tubing (colonne de production) du puits, pour tout type de fluide dans le réservoir.

Nous utilisons WellFlo car il permet l'échange des données avec ReO.

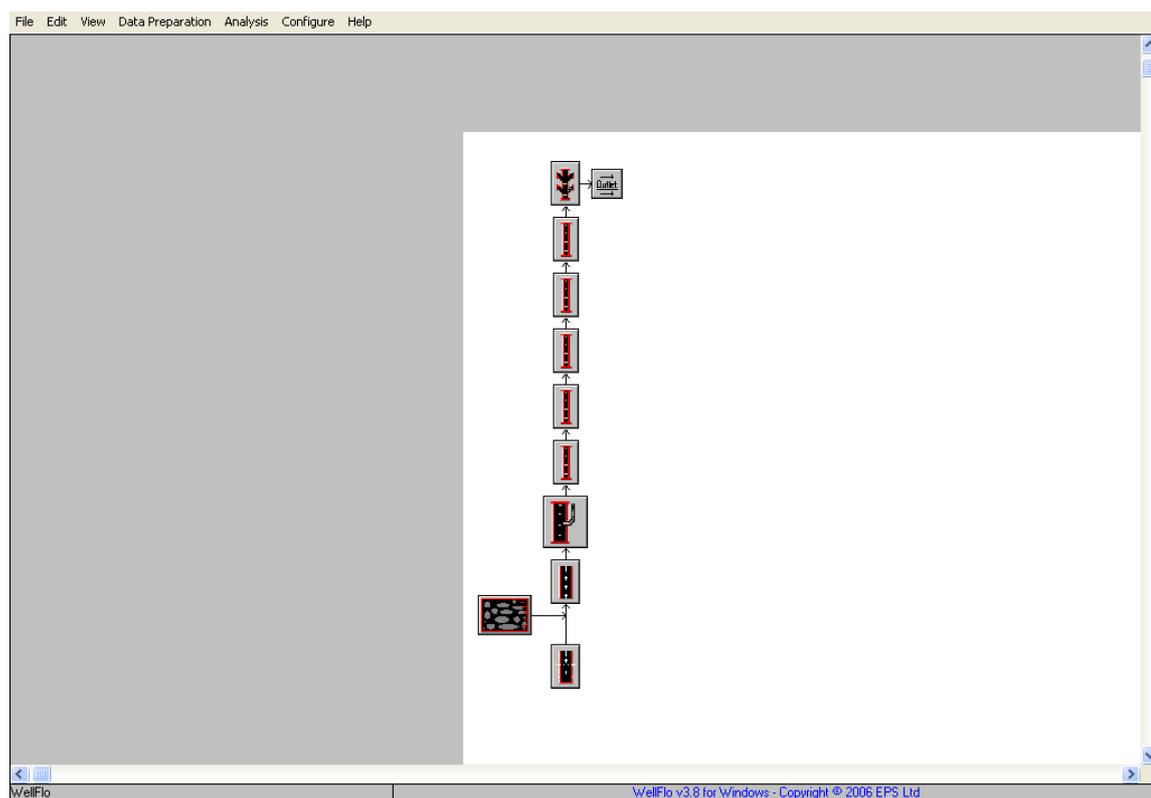


Figure V-1 : Interface de WellFlo.

2. Les applications de WellFlo

WellFlo est un outil simple pour les puits, il utilise l'analyse nodale pour modéliser l'afflux du réservoir et la performance du puits. Il peut aussi être utilisé pour d'autres applications comme :

a. Configuration et design des puits

Pour maximiser la performance du puits durant son existence. Différents cas sont pris en considération :

- Puits vertical, dévié ou horizontal ;
- Puits horizontal ou fracturé ;
- Réservoir multicouche ou monocouche ;
- Réservoir multilatéral.

b. Design de complétion

- Stratégie de perforation ;
- Dimensionnement du tubing, casing et du liner ;
- Localisation et détermination des points faibles du puits.

c. Design des écoulements artificiels (artificial lift)

WellFlo permet :

- D'établir si le puits a besoin d'un lift artificiel et déterminer le moment de l'implantation ;
- De Comparer les effets de l'ESP (Electrical Submersible Pump : pompe électrique submersible) et du Gaz lift (en continue ou en intermittence) ;
- Le design détaillé des complétions en ESP et en Gaz lift ;
- D'établir les conditions optimums des installations de surface.

d. Prédiction

Pour un calcul de design optimum, WellFlo fait une prédiction des pressions et de température pour :

- Le puits ;
- Les lignes d'écoulements ;
- L'équipement de surface (la tête de puits).

e. Surveillance du réservoir et du puits

WellFlo nous permet :

- De générer des graphes de synthèse de production pour comparer avec l'état actuel du puits ;
- De générer les profils de pression et de température dans le puits pour comparer avec les données actuelles ;
- De localiser la production entre les couches du réservoir (pour les réservoirs multicouche) ;
- D'éviter les problèmes d'instabilité du puits.

3. Les caractéristiques de WellFlo

a. Modélisation de complétion et d'afflux

L'afflux est un facteur important dans la performance d'un puits ; WellFlo nous permet d'introduire l'Indice de Productivité (IP), la pression dans le réservoir, et le modèle de l'afflux ; il nous permet aussi d'introduire les informations de complétion ainsi que celles des zones endommagées, la déviation du puits, la pénétration partielle, les spécifications des perforations, et les informations sur les

roches et la fracture géométrique ; ces données nous aide à prédire les effets de production du puits.

b. Modèles de performance d'afflux [Inflow Performance - IP]

Ces modèles dépendent du type de puits. Nous citons :

- Modèle de Straight-line, Modèle de Vogel, Modèle de Fetkovich, Modèle de Tabulated (pour tout type de puits) ;

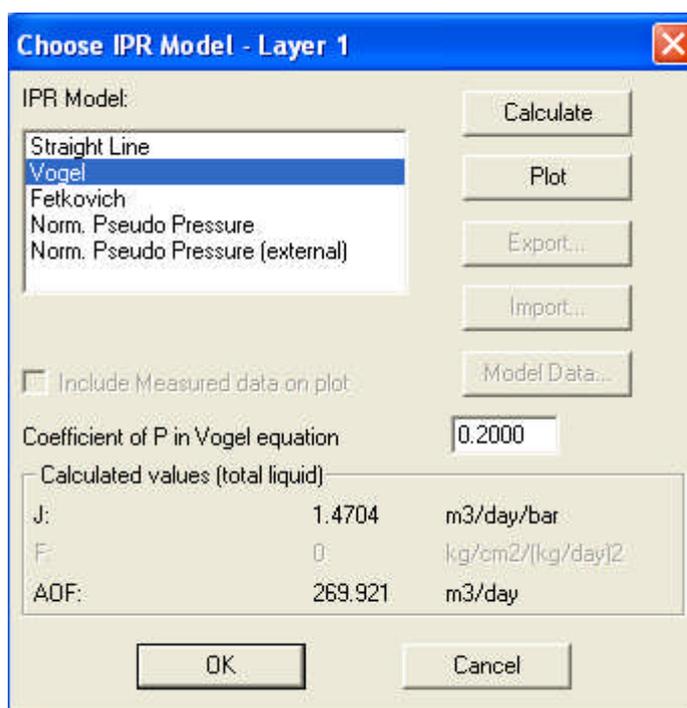


Figure V-2 : Choix des modèles.

- Modèle de Goode & Wilkinson (pour les états semi-permanent) et Modèle de Joshi (pour les états permanents). Ces modèles sont utilisés pour les puits horizontaux ;
- Back Pressure et Pressure-Squared de Fetkovich pour les puits à gaz ;

c. Modélisation des PVT (Pression - Volume -Température)

Tous les modèles de pression et d'écoulement dans les systèmes hydrocarbures sont étroitement liés aux propriétés des fluides qui varient avec la pression et la température. WellFlo fournit la panoplie de modèle de PVT sans exclure les corrélations standards du Black Oil et permet de caler sur le modèle les données observées ; cette corrélation calibrée peut alors être utilisée par le logiciel pour calculer les propriétés du fluide.

Pour des fluides plus complexes, une équation d'état est incluse pour faciliter le calage avec précision le modèle de ce type de fluide. Cette approche offre beaucoup d'avantage car elle nécessite seulement les données aux limites utilisées

dans les modèles Black Oil et soutien en même temps une grande précision du modèle compositionnel.

d. Propriétés du fluide

Pour la détermination des propriétés du fluide, plusieurs corrélations sont mises à notre disposition dans le mode Black Oil:

- Les corrélations utilisées pour le calcul de la viscosité : Glaso ; Lasater ; Standing ; Vazquez-Beggs ; Petrosky & Farshed ; Macary ; Beal et al ; Beggs et col pour la viscosité de l'huile ; la méthode ASTM ; Carr et col ; Lee et col pour la viscosité du gaz.
- Les corrélations Dranchuk, Purvis et Robinson sont utilisées pour le calcul du Z-facteur.

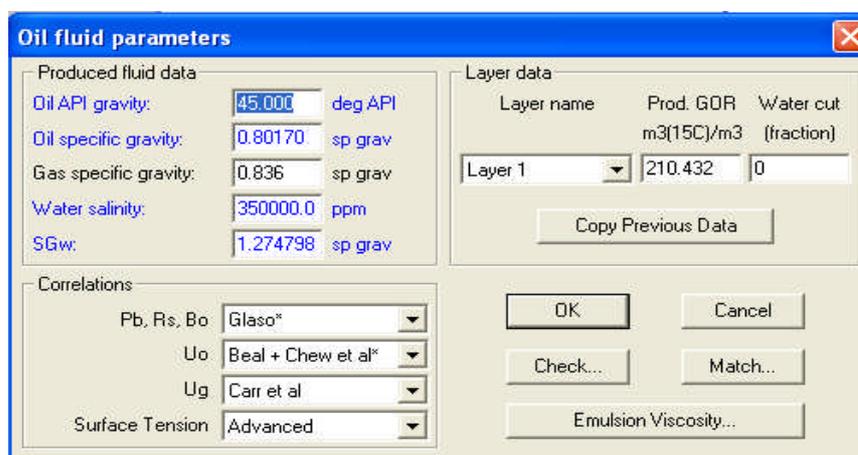


Figure V-3 : Paramètres du fluide.

e. Calcul de la température et de la pression

La pression et la température changent entre le fond du puits et la surface ; WellFlo utilise les corrélations les plus importantes pour ces calculs ; et inclus aussi une option pour la définition manuelle de la température et la pression à chaque nœud ; cela nous permet de calculer le facteur de perte de chaleur et perte de pression directement ou de l'introduire manuellement.

4. Les corrélations

a. Corrélation pour la duse

- Les corrélations : Ros ; Gilbert ; Baxendell ; Achong sont utilisées pour le modèle homogène.
- Le modèle séparé est utilisé pour les écoulements critique et semi-critique.
- Combinaison des modèles critique et semi-critique pour les systèmes à gaz.

b. Corrélation pour les écoulements

- Beggs & Brill (standard et modifier) ;
- Duns & Ros (standard et modifié) ;
- Orkizewski ;
- Gray ;
- Francher-Brown ;
- Dukler-Eaton-Flanigan ;
- EPS (modèle mécanique).

Ces corrélations peuvent être ajustées d'après un L-facteur manuellement ou automatiquement par la régression du gradient de pression à la tête de puits.

III. ReO

1. Introduction

ReO est un logiciel prouvé pour la simulation et l'optimisation des systèmes de production d'hydrocarbures. Il est une solution de simulation et d'optimisation pour les réseaux de surface intégrant toute la chaîne de production. Il simule le comportement de la production totale du réseau et fournit des informations essentielles sur les conditions de fonctionnement et de performance du système. Parallèlement, il optimise le modèle économique défini par l'utilisateur et le système de production alternatif, qui génère des stratégies de gestion qui, généralement, se traduit par des hausses de production et des réductions de coût d'exploitation.

2. Objectifs

Le but de ReO est de fournir un outil (logiciel) qui peut être utilisé dans toutes les étapes du champ, de la planification, du développement et des opérations, et de permettre aux pétroliers et aux ingénieurs, la production, l'installation et à partager le même modèle intégré du terrain et de réaliser une analyse critique.

ReO offre la possibilité de faire :

- La conception de nouveaux développements ;
- L'optimisation de la production journalière ;
- La Détection des problèmes et faire des diagnostics ;
- La gestion des données ;

- Un profil de production pour créer des scénarios alternatifs de développement;

3. Les Principales caractéristiques de ReO

ReO est basé sur une technologie de pointe dans les domaines de la modélisation des fluides, de simulation, d'optimisation et de la conception de logiciel pour fournir la plus précise des solutions techniques et économiques. Sa flexibilité permet aux ingénieurs de modéliser le comportement d'un seul puits ou d'un pipeline, ou encore plus complexe, avec des champs de 1000 puits. Cette flexibilité est reliée avec la simplicité et la facilité d'utilisation.

a. Technologie du Solveur

La technologie d'optimisation de ReO est basée sur des techniques de programmation linéaire séquentielle.

Une caractéristique essentielle de ReO est qu'il est à la fois l'outil de simulation et d'optimisation de la production. Simulation détermine les pressions, les températures et les débits des fluides au sein du système de production. Alors que l'optimisation détermine la stratégie de production plus économique sous réserve de l'ingénierie ou de contraintes économiques. La modélisation économique au sein de la capacité inhérente, ReO tient compte des recettes provenant des ventes d'hydrocarbures en liaison avec les coûts de production, afin d'optimiser le revenu net en provenance du terrain.

Les autres avantages comprennent :

- Évolutivité - ReO peut résoudre des réseaux de milliers de puits d'une manière robuste et efficace ;
- La complexité de topologie - à n'importe quel degré de complexité, il peut être traité par le logiciel ;
- Modélisation total des systèmes - des réseaux d'injection et de production peuvent être résolus et optimisés simultanément.

La logique de base du solveur est indiquée dans le diagramme ci-après.

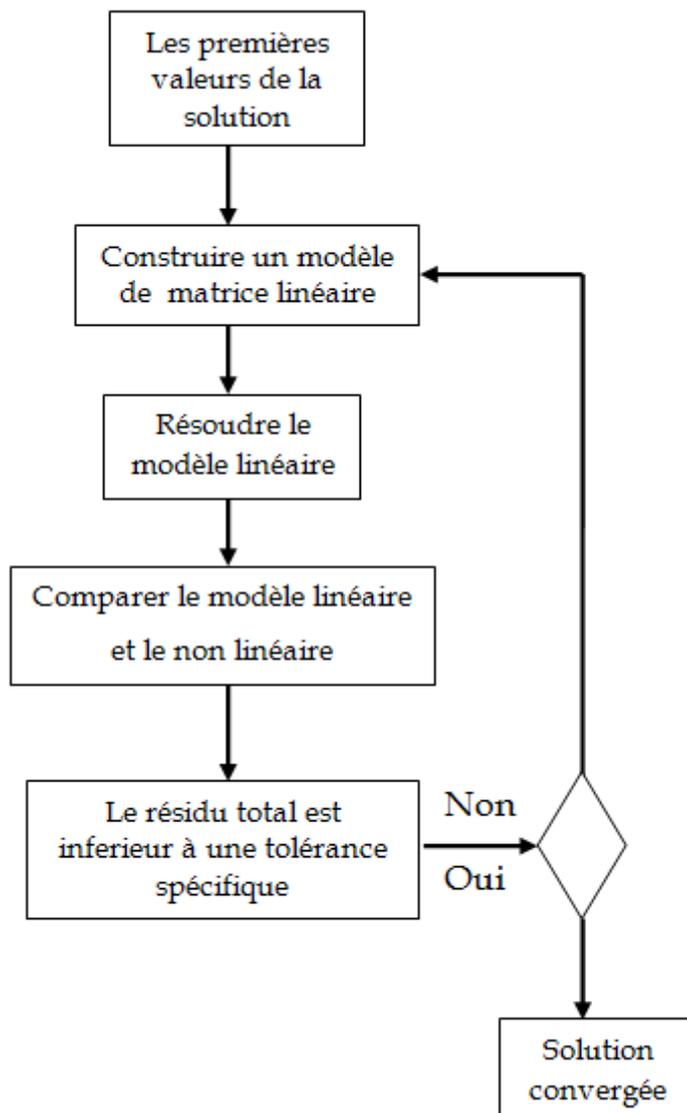


Figure V-4 : La logique du Solveur.

Les réseaux réels de production ont des contraintes opérationnelles et, des objectifs à atteindre, souvent en conflit les uns avec les autres ; ReO permet à ces contraintes et ces objectifs à être définis en tout point du système, en veillant à ce que la solution optimisée calculée respectera ces contraintes pour autant que cela soit matériellement possible.

Une contrainte délimitée est illustrée ci-dessous.

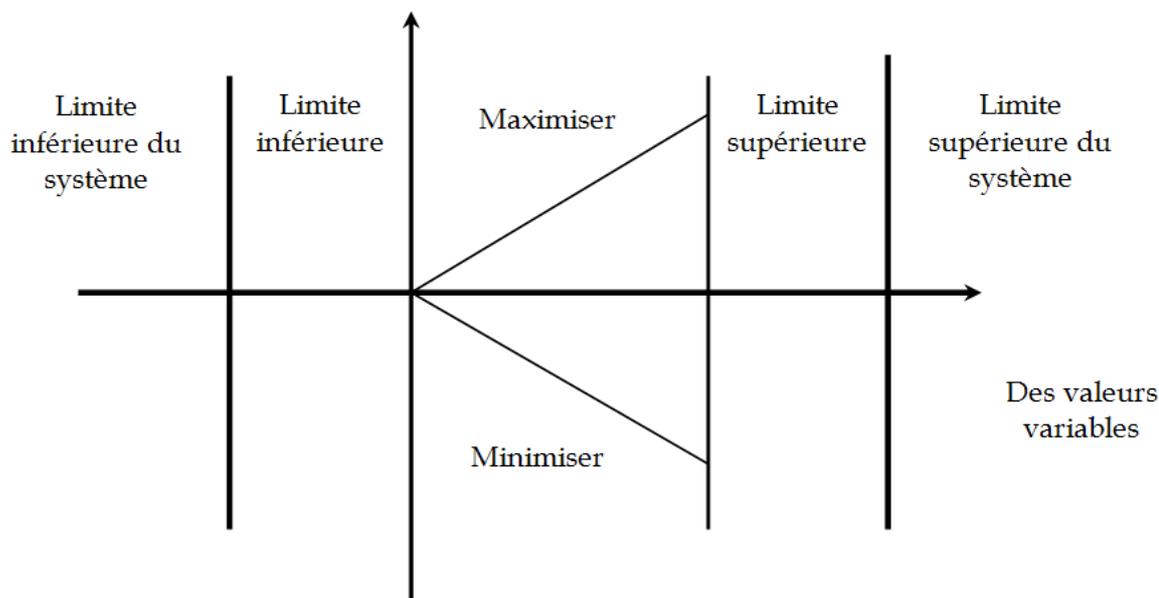


Figure V-5 : Délimitation d'une contrainte.

Ce type de contrainte pourrait être fixé pour veiller à ce que la pression de fonctionnement d'un séparateur est conservée sans une tolérance requise. Dans ce cas, les "limites" sont considérées comme "limites critiques".

Des "cibles" sont nécessaires pour trouver le meilleur compromis entre des objectifs contradictoires dans un système. Ainsi, on pourrait assurer le maximum de la production pour faire baisser la pression de tête de puits tout en maintenant la pression d'admission à un compresseur.

La manipulation de l'objectif est souvent de maximiser ou minimiser une variable, et cela peut être réalisé avec une option "maximiser / minimiser l'objectif" que l'utilisateur peut spécifier dans ReO comme indiqué :

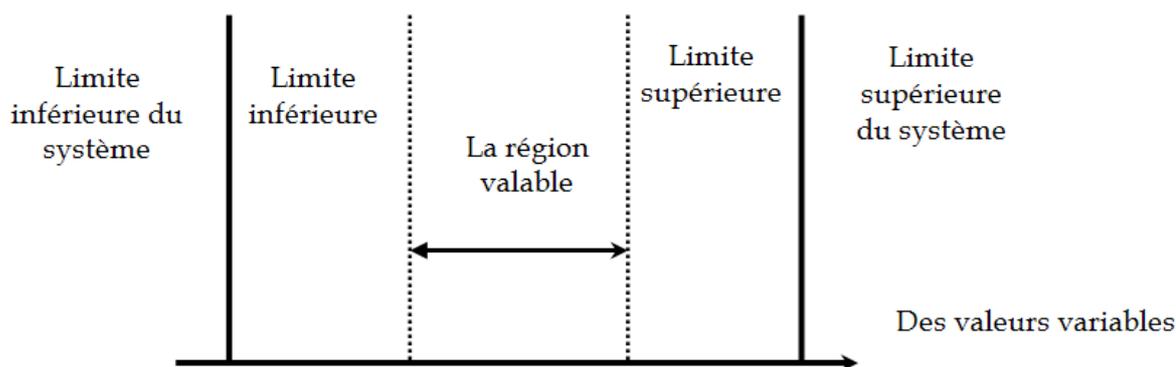


Figure V-6 : Schéma de contrôle des fonctions objectives disponibles dans ReO.

Cette combinaison de fonction d'objectif de minimisation et de maximisation associée à la capacité de résoudre toute la complexité du réseau est la clé de la technologie unique de ReO.

b. Les propriétés des fluides

Un des aspects les plus importants de la modélisation des systèmes de production est le calcul correct des propriétés des fluides PVT (Pression -Volume - Température). ReO est conçu pour répondre aux différents détails et qualités qui caractérisent souvent le PVT donné à la disposition de l'ingénieur. Si l'analyse complète de composition a été effectuée, cette dernière peut être utilisée directement. Si seulement les données de Black Oil sont disponibles, ReO fera appel à une technique de fractionnement pour définir un ensemble de composants à utiliser dans la description compositionnelle. Cette approche signifie que les différents fluides, ayant différents niveaux de description, peuvent être combinés dans la même base de jeu de composants.

La composition de la bibliothèque dans ReO détient les caractéristiques des 45 hydrocarbures et les composés inorganiques. Cette bibliothèque peut être utilisée telle qu'elle est, ou éditée pour faire correspondre les données de mesure lorsqu'elles sont disponibles. Un utilisateur, sélectionne le sous-ensemble de cette bibliothèque, et définit les éléments qui vont constituer la base de la description des fluides dans le système. Le nombre de composants choisis dépend de la qualité des données et les détails disponibles. Temps de calcul dépend également du nombre de composants sélectionnés.

Ces descriptions sont utilisées dans les équations d'état de Peng Robinson, Soave Redlich Kwong, Patel-Teja ou Valderrama Patel-Teja pour le calcul précis de la phase fractionnée et les propriétés de fluide dans tout le réseau (des transformations dans les équations d'état provenant d'autres sources peuvent être utilisées s'ils sont disponibles).

c. La conception des objets orientés

ReO a été développé en utilisant des technologies des objets orientés. L'intégrale de base de données des objets orientés stocke l'ensemble des données des systèmes de production et de la configuration du réseau avec des résultats calculés. Il permet aux différents scénarios d'être créés, évalués et comparés facilement.

d. Modélisation des puits

ReO utilise WellFlo pour acquérir des détails et pour fournir des modèles du puits précis. Ce même outil de modélisation comme indiqué précédemment, peut gérer tous les types de puits de production et d'injection permettant de détailler la modélisation des puits, qui constitue la base de modèle du système complet de production.

e. Interface utilisateur graphique

Une caractéristique essentielle de ReO est que chaque modélisation est réalisée par le biais d'une interface utilisateur graphique. Des modèles de système de production peuvent être construits rapidement et en fonction du développement des installations et permettent l'entrée rapide des données et la visualisation de l'information.

Les données et les résultats peuvent être affichés soit sur des systèmes de mise en page, comme un affichage sur tableau, ou en détail objet par objet. Les unités peuvent être sélectionnées et modifiées au besoin.

Diagrammes ou d'autres schémas peuvent être importés afin de permettre aux modèles de production d'être correctement et rapidement fixés.

f. Modèle d'ingénierie

ReO n'impose pas de restrictions sur la complexité du système de production autres que la cohérence physique et logique. Ainsi, des réseaux complexes, y compris des boucles, des branches, des croisements et des lignes de flux parallèles, peuvent être modélisés.

Des modèles d'équipements peuvent être extraits du réseau de production, analysés et réglés dans un mode "stand-alone", puis remplacés dans le modèle de réseau.

Les pressions, les débits et les températures sont calculés et déclarés à chaque point dans le système de production en utilisant la thermodynamique (modélisation de pression-température).

g. Modélisation des réseaux dans ReO

ReO peut résoudre toute la complexité du réseau de production, et il a été appliqué à l'huile, au gaz et aux condensats.

Pour les réseaux de gaz, ReO comprend une option pour effectuer une modélisation détaillée des installations de compression.

Le Réseau multiphasique de ReO comprend des options pour la modélisation artificielle des puits, y compris l'optimisation du gaz-lift, des pompes et des étapes multiples des installations de séparation.

Le rendement des puits est modélisé en utilisant les applications de WellFlo.

Plusieurs corrélations pour modéliser l'écoulement du fluide dans les conduites et autres installations sont disponibles.

4. Le fonctionnement de ReO

ReO n'est pas un programme d'analyse nodale, comme WellFlo, pour calculer les pressions, les débits et les températures du réseau en divisant le réseau en un certain nombre de nœuds. Chaque nœud a une entrée (tous les composants en amont du nœud) et une sortie (tous les composants en aval) et les propriétés du réseau sont résolues nœud-après-nœud de manière à ce que la solution soit propagée dans tout le réseau. Cette méthode fonctionne de façon satisfaisante avec les réseaux hiérarchiques, mais ne peut être prolongé pour des réseaux non-hiérarchiques où il y a des boucles de circulation, des fissures etc.

Dans ReO, l'écoulement du fluide au sein d'un réseau est décrit par un ensemble complexe d'équations non linéaires décrivant la manière dont les flux de fluides s'écoulent à travers le réseau, mais ces équations non linéaires ne sont pas résolues directement. ReO résout et optimise simultanément le problème du réseau en utilisant des méthodes de programmation linéaire (linéarisation).

La simulation consiste à trouver la solution à un problème déterminé, l'utilisateur construit un problème de telle manière qu'il n'ya qu'une seule solution possible. Par contre l'optimisation consiste à trouver la solution à un problème déterminé, l'utilisateur fixe un objectif, avec ces objectifs et contraintes, le logiciel détermine parmi de nombreuses solutions possibles, s'inscrivant dans l'espace de solution réalisable, la meilleure solution.

→ *Linéarisation*

ReO fait la linéarisation successive des équations du modèle et de l'application de la programmation linéaire pour trouver les valeurs optimales des variables, le processus est appelé "programmation linéaire séquentielle" "Sequential Linear Programming".

Cette approche permet de définir des contraintes en tout point du réseau. En outre, la programmation linéaire requiert la définition d'une fonction objective, qui peut être soit maximisée ou minimisée. Typiquement, une fonction objective peut être défini afin de maximiser la production de gaz ou de réduire les gaz combustibles.

La puissance de cette approche, par rapport à l'analyse nodale, réside dans le fait qu'il n'ya pas de limite à la complexité du système à modéliser, les contraintes et les objectifs peuvent être facilement appliqués à n'importe quel point du réseau.

a. Nouvelles fonctionnalités de ReO

ReO offre le choix d'utiliser deux modèles de PVT (Pression - Volume - température) : le modèle Compositionnel ou modèle Black Oil. Dans un modèle de

PVT Black Oil, le fluide est défini en termes de réservoir de stockage de pétrole et de gaz et du mélange. Les propriétés du fluide (viscosité par exemple) en fonction de la pression et la température peuvent être décrites en utilisant un certain nombre de corrélations standards de l'industrie. Dans le modèle de PVT Black Oil, le débit volumétrique total de chaque phase du système est la somme de toutes les contributions provenant de différentes sources dans le système.

Dans une description compositionnelle, le fluide est décrit en termes de composants (par exemple, C_1 , C_2 , H_2S), de leurs propriétés (exemple poids moléculaire) et de la composition du fluide. Le réservoir de stockage de pétrole et de gaz dépend de la configuration du séparateur et, par conséquent, le débit volumétrique du réservoir de stockage de chaque phase dans le système ne sera pas nécessairement la somme des contributions individuelles de toutes les sources.

b. La phase d'optimisation

Si un fluide en modèle Black Oil a été sélectionné alors une nouvelle option "phase d'optimisation" est disponible. Black Oil permet d'optimiser les modèles basés sur des phases individuelles de fluides (gaz, huile, eau), ou sur l'ensemble.

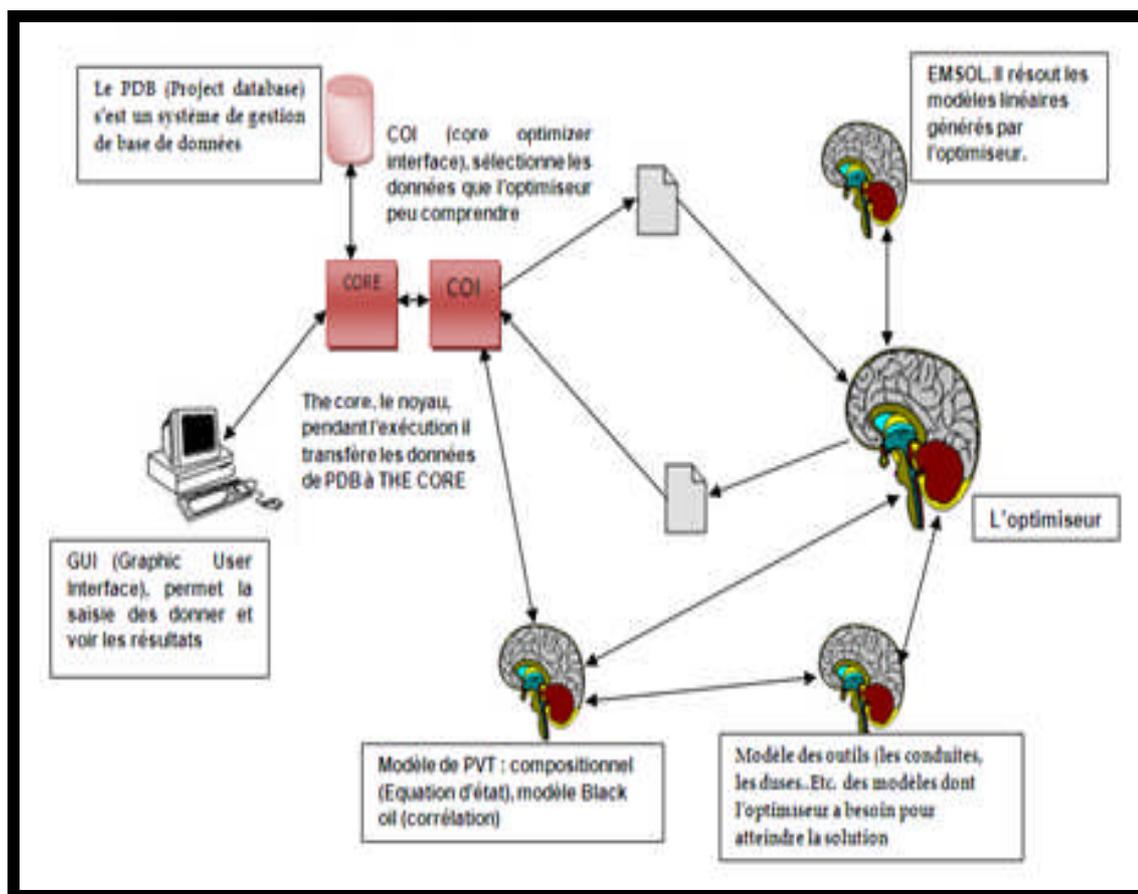


Figure V-7 : La structure du programme de ReO.

5. Petite manipulation sur ReO

Double click sur l'icône de ReO, et une fenêtre s'ouvre, c'est le bureau de ReO, où nous trouvons tous les fichiers déjà créés. Si nous souhaitons créer un nouveau fichier, sur la barre d'outil nous avons "créé un projet", nous cliquons dessus, et la fenêtre figure V-8 va apparaître, et là nous pouvons donner un nom à notre projet et choisir le système d'unité.

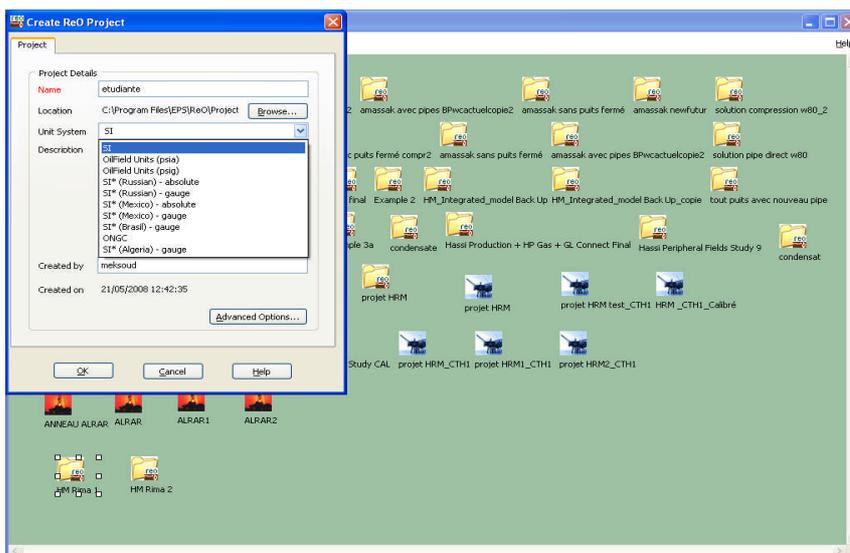


Figure V-8 : Création d'un projet en utilisant ReO.

Si nous cliquons sur "Advanced options", nous aurons la figure V-9, nous pouvons donner la pression et la température dans les conditions standards,

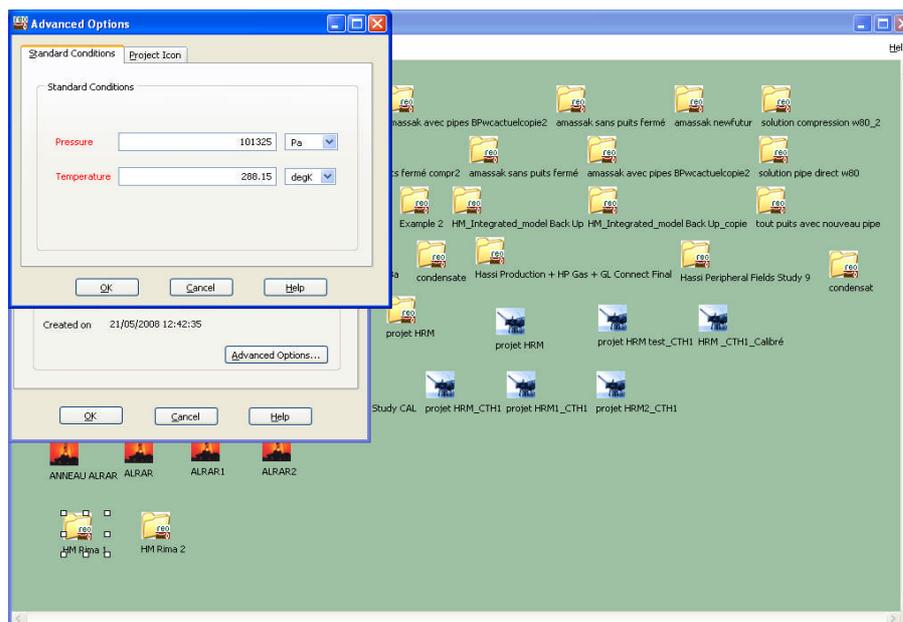


Figure V-9 : Options avancées.

Après avoir créer notre fichier , nous allons avoir la figure V-10, c'est là où nous pouvons travailler et construire notre modèle.

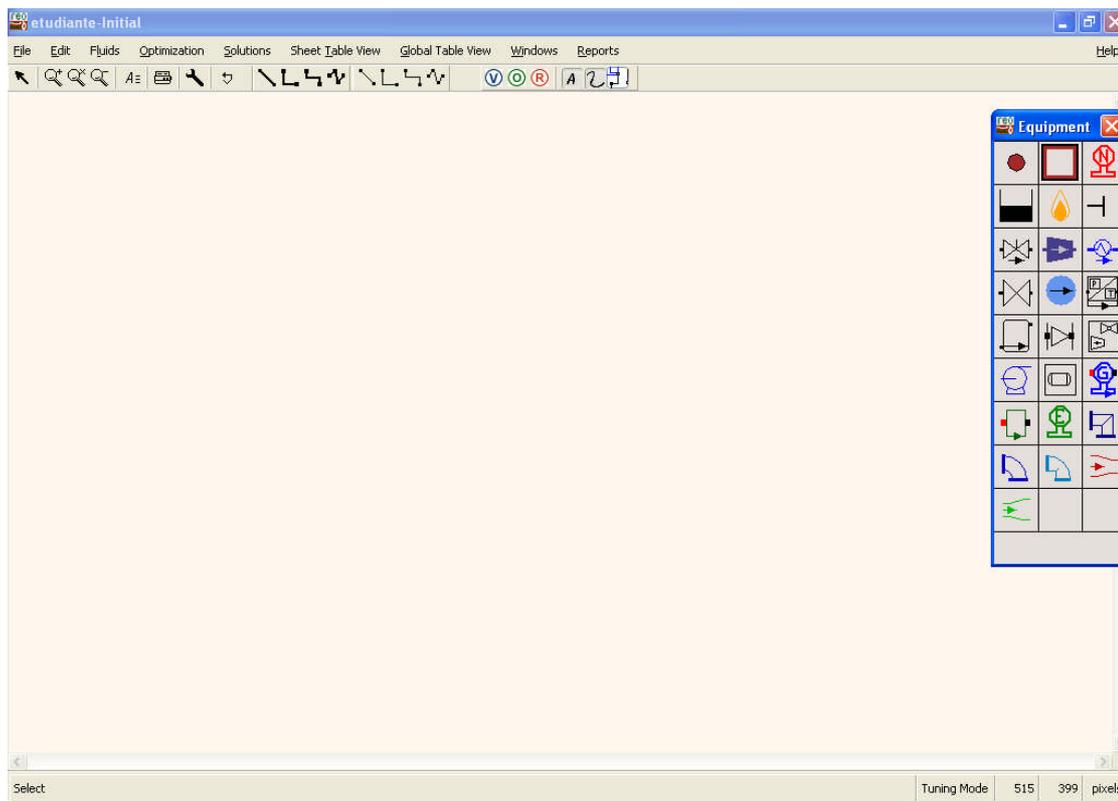
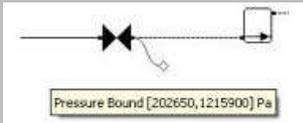


Figure V-10 : Interface de ReO.

La barre d'outil est composée de :

Tableau V-1 : Barre d'outils de ReO.

	Curseur pour sélectionner.
	La loupe pour agrandir.
	Cette loupe permet de retrouver l'état initial de l'affichage.
	La loupe pour réduire l'échelle.
	Pour ajouter des notes et des commentaires.
	Permet de relier une conduite déjà existante, avec un nouvel équipement.
	Pour annuler la manipulation effectuée si l'on souhaite.
	Outil de Visualisation, c'est pour changer l'apparence des équipements.

	Imprimer.
	Pour dessiner une conduite rectiligne.
	Pour dessiner une conduite avec un angle de 90°.
	Pour dessiner une conduite de cette forme.
	Pour dessiner une conduite avec plusieurs nœuds.
	Pour dessiner une jonction rectiligne.
	Pour dessiner une jonction avec un angle de 90°.
	Pour dessiner une jonction de cette forme.
	Pour dessiner une jonction avec plusieurs nœuds.
	Pour valider le modèle.
	Pour exécuter l'optimisation du modèle.
	Annuler l'optimisation, pour effectuer des changements sur le modèle.
	Pour cacher ou faire apparaître des équipements.
	Pour établir des contraintes et des limites. 
	Il permet de cacher et faire apparaître les parties redondantes du réseau.

Les équipements utilisés pour construire le réseau.

Tableau V-2 : Les équipements utilisés par ReO.

	Une jonction.
	Pour créer un sous réseau.
	Puits naturel.

	Puits injecteur.
	Puits gaz lift.
	Source d'un fluide.
	Un tampon pour calibrer. (déterminer le facteur L, U, et D).
	Filtre pour gaz.
	Clapet anti retour.
	Un bac.
	Torchère.
	C'est pour terminer une conduite.
	Une duse.
	Compresseur.
	Echangeur de chaleur.
	Une vanne.
	Une pompe.
	Un séparateur.

	Une bride.
	Une bride standard.
	Un coude.
	Un rétrécissement.
	Un élargissement.
	Un compresseur détaillé.
	Optimiseur de gaz lift.

IV. Conclusion

ReO et WellFlo sont aujourd'hui une technologie bien établie avec un nombre croissant d'utilisateurs à travers le monde. Les capacités de la technologie ont été démontrées en matière de conception d'applications et d'optimisation en temps réel.

ReO et WellFlo sont de nouveaux outils puissants pour maximiser le rendement des entreprises qui peuvent obtenir de leurs actifs grâce à la réduction des coûts d'exploitation, et une production accrue, un retour sur leurs investissements - précisément l'exigence de l'industrie d'aujourd'hui.



Chapitre VI :
Modélisation

Chapitre VI

Modélisation

I. Introduction

La périphérie de Hassi Messaoud comporte les deux zones Hassi Terfa (HTF) et Hassi Dzabat (HDZ), elle est située à 20 Km du manifold de Hassi Guettar (HGA) et 50 à 60 Km du Centre Industriel Sud (CIS).

La périphérie se compose de 4 champs principaux HTF, HDZ, HTF5 et HTFW1. Dans les champs HDZ et HTF existe 3 puits en production (HTF1, HTFN1 et HDZ2) actuellement leur production va vers le manifold HGA.

Dans ce qui suit, nous déterminerons un modèle de réseau de collecte et les installations de surface des 4 champs HTF, HDZ, HTF5 et HTFW1, et pour cela nous étudierons deux scénarios évalués pour l'année 2026. Nous utiliserons WellFlo pour la modélisation des puits et ReO pour le réseau et les installations de surfaces. Les puits déjà existants et les manifolds W2A, W2A', HGA, et HGA' sont inclus dans le modèle du réseau de la périphérie.

A fin de ramener la nouvelle production de la périphérie de la zone 24, plus exactement, Hassi Terfa [HTF, HTFW] et, Hassi Dzabat [HDZ], au centre industriel Sud (CIS), par l'intermédiaire d'un réseau déjà existant. Il est impératif de construire un modèle numérique de réseau existant pour :

- Faire un diagnostique, et vérifier si notre réseau fonctionne correctement avec la production actuelle.
- Voir si ce réseau est capable de prendre en charge la nouvelle production, et s'il n'y aura pas de répercussions sur le réseau.

Dans ce chapitre, nous étudierons les détails de ce modèle.

II. Concepts de base et terminologie

1. Notion de modèle

On confond souvent plusieurs entités sous le terme de modèle ; par exemple quand on parle d'un modèle, il peut être question d'un code de calcul qui résout une certaine version des équations. Il peut aussi s'agir du modèle mathématique lui-même, c'est à dire une formulation des équations, assortie d'hypothèses sous lesquelles ces équations sont une représentation acceptable de la réalité. Enfin, cela peut aussi être un paquet de données associées à un logiciel qui produit des simulations. Pour être en mesure de faire des choix de modélisation éclairés, il convient donc de distinguer :

- *Le modèle mathématique* : Ce sont les équations assorties d'hypothèses qui fixent le cadre de validité. Il y a toutes sortes d'équations possibles : équations aux dérivées partielles, équations différentielles, équations algébriques (le bon vieux polynôme par exemple).
- *Le code de calcul* : Il réalise le traitement numérique du modèle mathématique, c'est à dire la résolution approchée des équations. Généralement ce traitement repose sur des choix techniques et des simplifications qui relèvent de l'expertise du concepteur du logiciel. Selon les choix qui auront été faits, on obtiendra un code de calcul qui résout une sous-classe plus ou moins large des équations d'origine.
- *Le modèle numérique* : C'est le regroupement d'un modèle mathématique, d'un code de calcul capable de "jouer" ce modèle (résoudre les équations) et d'un ensemble de données statiques. Ces données sont qualifiées de statiques par opposition aux données dynamiques qui sont celles qui vont changer au cours de l'exploitation du modèle.

Dans la suite, nous nous intéresserons à la fois au choix du modèle et au choix des contraintes à imposer au code de calcul de façon à obtenir un modèle numérique aussi fidèle que possible aux aspects de la réalité étudiée.

2. Calage

Dans la plupart des modèles, une part des données est mesurable (ou considérée comme telle) et l'autre ne l'est pas. La géométrie est en général considérée comme mesurable alors que les paramètres des corrélations de perte de charge, sont difficilement accessibles, d'autant plus que dans leur utilisation concrète on leur assigne un rôle plus large que ne le prévoit la théorie. Ces paramètres sont des paramètres de calage, c'est à dire qu'on les obtient comme on peut sous la contrainte de minimiser l'écart entre le résultat d'une ou plusieurs simulations et les observations que ces simulations sont censées reproduire.

III. Construction d'un modèle

Pour établir un bon modèle calibrer et fiable, nous suivrons ces deux étapes :

- Modélisation des puits, avec le logiciel « WellFlo ».
- Modélisation des conduites et des installations de surfaces, avec le logiciel « ReO ».

1. Modélisation des puits

Nous commençons notre modélisation, par les puits (le début de notre réseau). Comme c'est déjà mentionné, nous utiliserons WellFlo pour modéliser, tout en suivant les démarches citées ci-dessous :

a. Collectes des données

Tout d'abord, il faut avoir les données nécessaires du réservoir pour entamer la modélisation, ces données sont détaillées dans ce qui suit.

i. Caractérisation des réservoirs

Un gisement est un milieu poreux formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains dont les pores contiennent des hydrocarbures liquides et/ou gazeux en général d'origine sédimentaire. La roche réservoir est poreuse et perméable, et la structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures.

Le but de l'étude d'un gisement consiste tout d'abord à déterminer les caractéristiques d'un réservoir (phase d'exploration), puis à établir un projet de développement pour optimiser la récupération des hydrocarbures. Les spécialistes des gisements continuent à étudier le gisement pendant toute la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires à son exploitation optimale. Il faut bien souligner que « l'ingénieur gisement » ne dispose que d'un nombre limité d'informations, qu'il doit interpréter au mieux afin d'obtenir une représentation la plus réaliste possible du gisement.

ii. Caractérisation des roches

Les réservoirs sont souvent hétérogènes, c'est-à-dire qu'ils sont composés de plusieurs couches de roches différentes, chacune est caractérisée par sa hauteur, sa porosité, sa saturation en huile, en eau et en gaz, sa compressibilité et sa perméabilité.

iii. Observation du milieu

On dispose de plusieurs techniques pour connaître les différentes caractéristiques d'un réservoir, à savoir sa géométrie, son architecture interne, ou encore la nature des roches dont il est constitué. La sismique permet d'obtenir dans un premier temps une visualisation globale de la morphologie des structures souterraines et des différentes couches qui composent le gisement.

Pour connaître plus précisément les caractéristiques des roches qui le constituent et les fluides présents dans le réservoir, on fore un puits d'exploration, à partir duquel on effectue plusieurs types d'analyse. Les mesures de carotte (*core analysis*) faites en laboratoire permettent d'obtenir une analyse de PVT (pression-volume-température) des fluides et une caractérisation des propriétés des roches. Les diagraphies (*logging*), enregistrées pendant le forage à l'aide d'instruments descendus dans le trou au bout d'un câble, donnent des renseignements sur les caractéristiques des roches, notamment des données statiques (porosité, saturation des différents fluides...), et minéralogiques (teneur en argile, nature de la matrice

poreuse...). Ces mesures s'étendent sur un rayon de l'ordre de quelques décimètres autour du puits, qui est déjà plus important que celui des carottes.

Indice de productivité du puits

Une information essentielle pour évaluer la valeur du puits est le potentiel de production du puits. Celui-ci est obtenu grâce à des essais de puits, qui consistent à mesurer les débits et les pressions des fluides en surface ou au fond du puits. Plus exactement, nous définissons l'indice de productivité IP du puits comme le rapport du débit total du puits Q par la différence entre la pression moyenne \bar{p} dans le réservoir et la pression au point de soutirage p_{wf} :

$$IP = \frac{Q}{\bar{p} - p_{wf}}$$

L' IP d'un puits varie théoriquement de 0 pour un puits non producteur jusqu'à l'infini pour un puits aux caractéristiques idéalement bonnes. Pour un ordre de grandeur, on peut dire qu'un puits à huile très médiocre a un IP variant autour de $1 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$, alors qu'un "bon" puits aura un IP supérieur à 10, voire 100 ou $1000 \text{ m}^3/\text{j}/\text{bar}$.

La présence de fractures améliore considérablement l'indice de productivité d'un puits. En effet, les hydrocarbures s'écoulent très facilement dans les fractures : la perméabilité peut varier de 1 mD dans les roches jusqu'à 1000 mD dans les fractures. [Milli darcy (mD) : $1 \text{ mD} \approx 10^{-15} \text{ m}^2$ ($1 \text{ darcy} = 10^{-12} \text{ m}^2$)].

C'est d'ailleurs pour cette raison qu'ont été développées des techniques pour des fractures artificielles autour des puits de production.

iv. Projet de développement

Au bout d'un certain temps, la pression chute dans le réservoir jusqu'à atteindre en condition de surface un équilibre avec la pression atmosphérique, et à ce moment-là, la production s'arrête. Ce premier temps de production est appelé la récupération primaire. On construit alors d'autres puits (puits d'injection), pour injecter un fluide peu coûteux, en général de l'eau, dans le but de maintenir la pression et de pousser le pétrole jusqu'aux puits de production. [Bouquet, A., 2004]

Procédés d'exploitation d'un gisement

⇒ Récupération primaire: déplétion

⇒ Récupération assistée dite "secondaire"

→ Injection d'eau

→ Injection de gaz non miscible

- Récupération assistée dite "tertiaire"
- Méthodes miscibles (CO_2)
- Méthodes chimiques (Polymères)
- Méthodes thermiques (Injection de vapeur, Combustion)

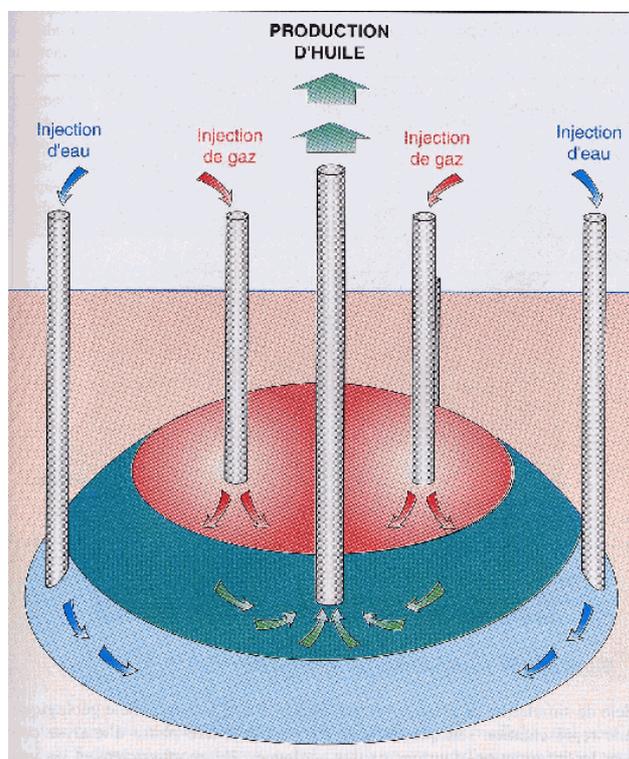


Figure VI-1 : Mode injection d'eau où de l'huile.

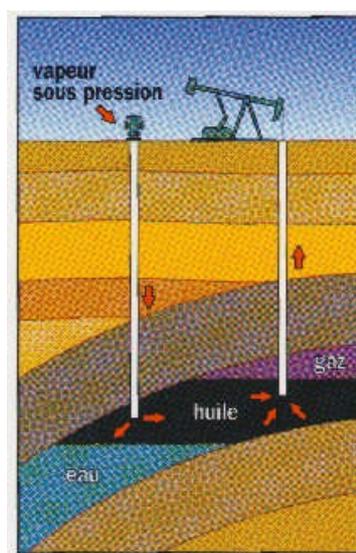


Figure VI-2 : Méthode thermique.

v. Enregistrements des données

Le département Wire line (ligne de câble) s'occupe de faire les premiers enregistrements des données du réservoir et de puits. Cette technique Wire line permet d'intervenir dans les puits en exploitation ou en exploration.

- Les principales interventions sont :
- Réalisations des opérations de mesures BHP (Bottom hole pressure, pression de fond) et d'échantillonnage.
- Contrôle et nettoyage du tubing ou du fond des puits.
- Instrumentation : La mise en place ou le repêchage des outils.



Figure VI-3 : Equipe wire line.

Il ya aussi la division Well testing, elle dispose d'un parc très important de séparateurs et d'améradas électronique. Cette division assure les mesures de surface et les mesures de fond.

Drill Stem Test (essai à masses tiges)

Pour assurer un service complet (fond et surface), la Division Well Testing dispose actuellement des trains de test (string) et les accessoires nécessaires pour réaliser les tests DST (Drill Stem Test) dans de très bonnes conditions.

Le DST c'est la première opération effectuée sur un puits après le forage ou après un Work over pour aider le démarrage ou redémarrage du puits.

Le but d'un DST :

- Complétion provisoire du puits ;
- Mesurer le débit du puits ;
- Détermination du GOR (Gas Oil Ratio) du puits ;
- Détermination de la salinité pour prévoir la complétion ;
- Créer une éruption contrôlée ;

- Mesurer la pression vierge (la première pression) de gisement et de fond ;
- Calcul du skin : l'endommagement du fond du puits (Skin > 0 le fond est endommagé).

Nous venons de voir quelles sont les données nécessaires pour notre modélisation et même comment nous pouvons les obtenir.

b. La saisie des données

Après avoir les données, nous commençons à présent à construire le modèle du puits, en faisant rentrer les données étape par étapes :

- Les données du réservoir (IP, Pression du réservoir, perméabilité ...).
- Les données du fluide (viscosités, densités, température, GOR...).
- Les données du puits (diamètre (casing et tubing), profondeur (casing et tubing), pression de fond, pression de tête,.....).

c. Le choix des corrélations

Pour cette étape, nous mentionnons que notre choix était en fonction des conditions d'application de chaque corrélation pour le calcul de pertes de charges verticales. (Comme c'est expliqué dans le chapitre IV)

Pour le calcul des pertes de charge nous choisirons la corrélation qui approche la réalité (les informations mesurées).

d. Caler le modèle et tracer la courbe (Q,P_t)

i. La procédure de calibrage et l'étalonnage pour les puits

Nous adoptons pour le calibrage ces 2 procédures :

1. Calibrer les performances des afflux dans le puits en utilisant l'index de productivité comme un paramètre de calibrage, et aussi calibrer les performances du tubing en utilisant le facteur L comme un paramètre de calibrage pour égaler la pression du test.
2. Affiner le modèle par le calibrage des performances des afflux en changeant soit l'index de productivité où la pression de réservoir pour égaler le test de production du puits.

L'IP et la pression de réservoir sont les paramètres de calibrage pour avoir un modèle du puits plus proche du puits réel. Mais il faut savoir qu'il ne faut pas dépasser certaines limites. Nous devons vérifier si :

- La pression du réservoir ne doit pas être changée au delà d'une différence plus de 20%.

- Le nouveau IP ne doit pas être très différent de l'IP originale.
- En générale nous calibrons notre modèle par 3 paramètres simultanément :
- Le facteur L du puits.
- L'IP du puits.
- La pression du réservoir.

Après avoir calibré le modèle, nous traçons la courbe, (Q, P_t) des affluents, et les effluents, pour trouver le point de fonctionnement.

ii. Exemple d'un modèle du puits

Pour bien illustrer tous ce qui a été cité plus haut, nous prendrons comme exemple un puits en gaz lift MD60.

Puits MD60

Le puits MD60 est un puits en Gaz lift (GL) : la pression de fond imposée par le puits n'arrive pas à vaincre la pression hydrostatique, on baisse alors la pression hydrostatique en injectant du gaz à haute pression (350 à 400 Bar) pour réduire la densité du pétrole dans la colonne de production ; l'injection se fait par un concentrique.

On donne sa fiche technique :

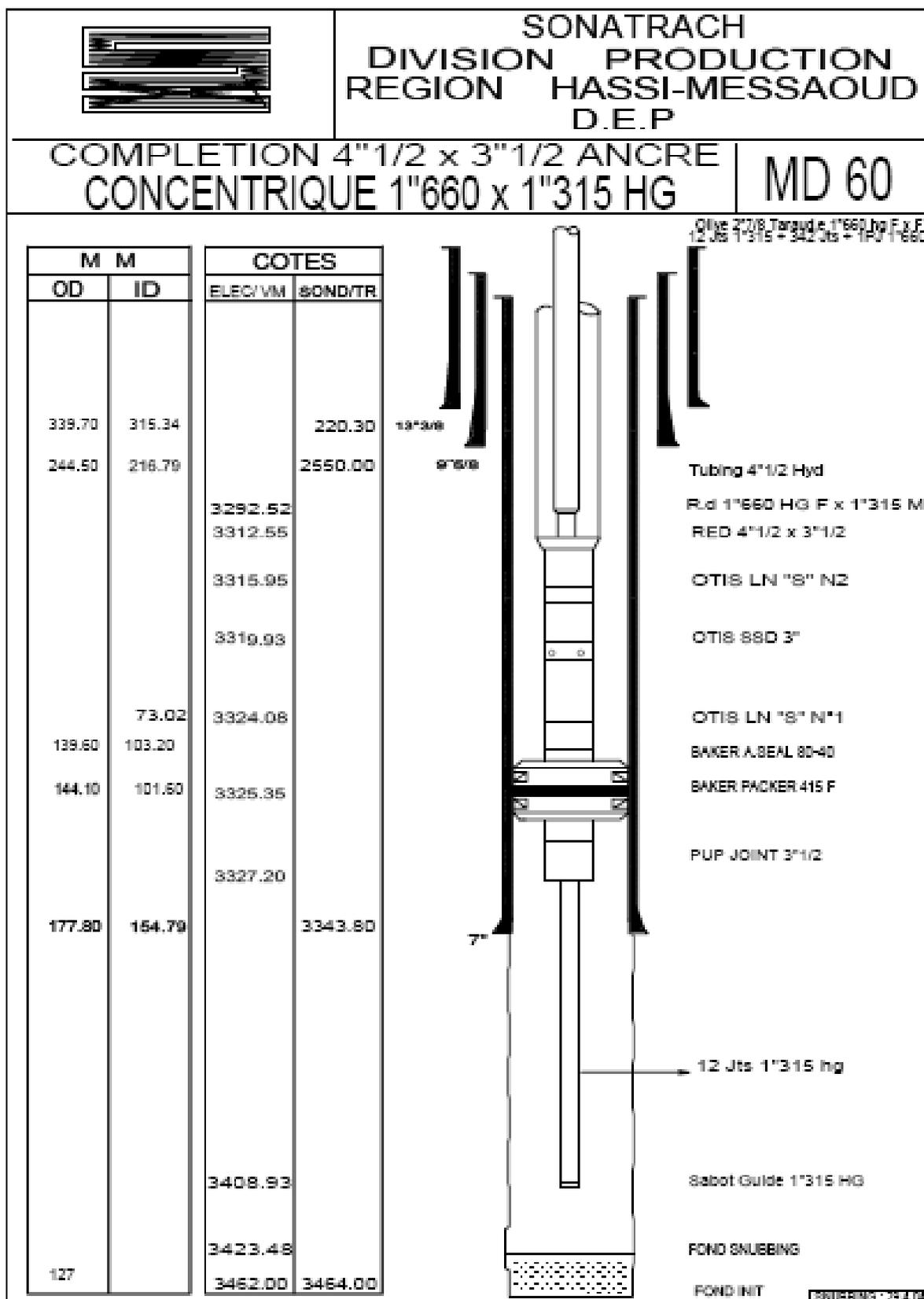


Figure VI-4 : Fiche technique du puits MD60.

Pour commencer notre modélisation, nous ouvrons WellFlo, et nous avons la fenêtre suivante (Figure VI-5).

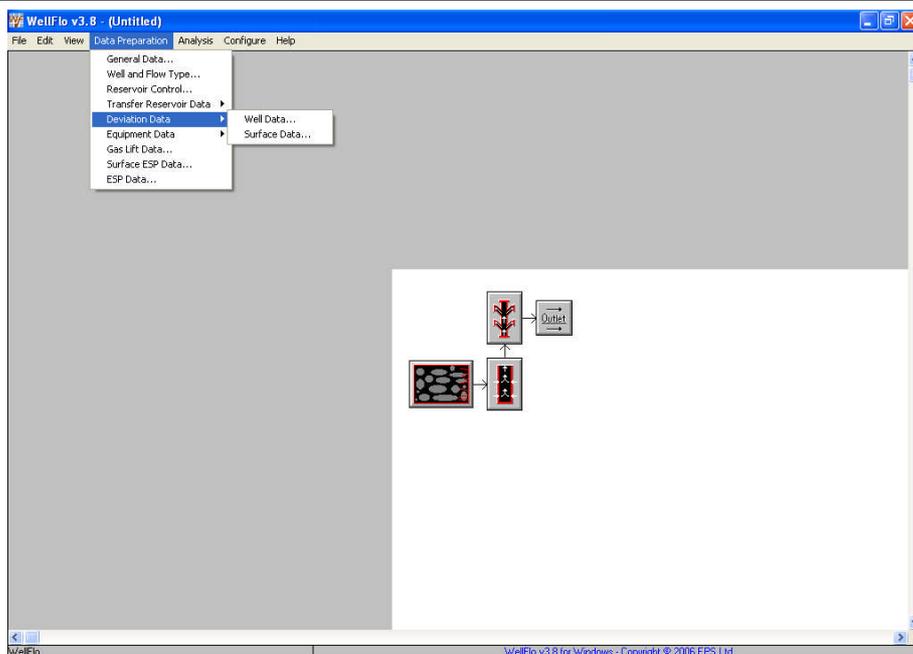


Figure VI-5 : Interface WellFlo.

Nous commençons par introduire les informations générales de notre puits (Figure VI-6).

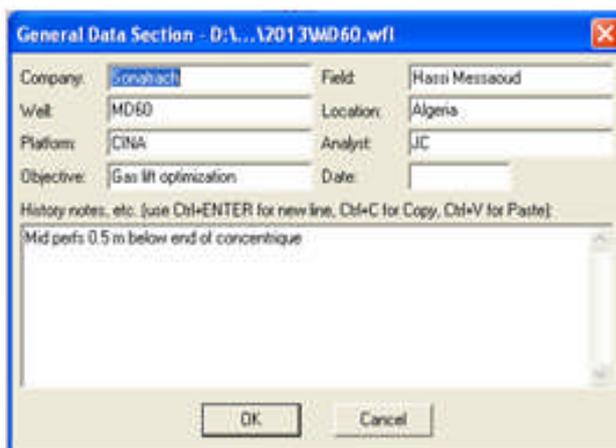


Figure VI-6 : Section des informations générales.

Puis, nous choisissons le type du puits et l'écoulement (Figure VI-7).

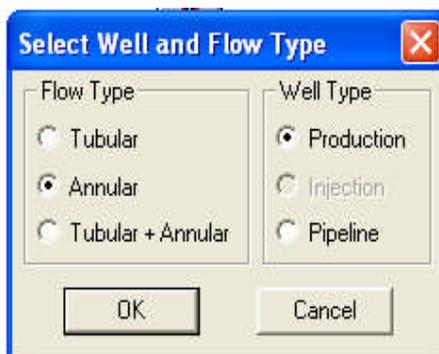


Figure VI-7 : Type du fluide et type d'écoulement.

Nous donnons les informations sur le réservoir (Figure VI-8).

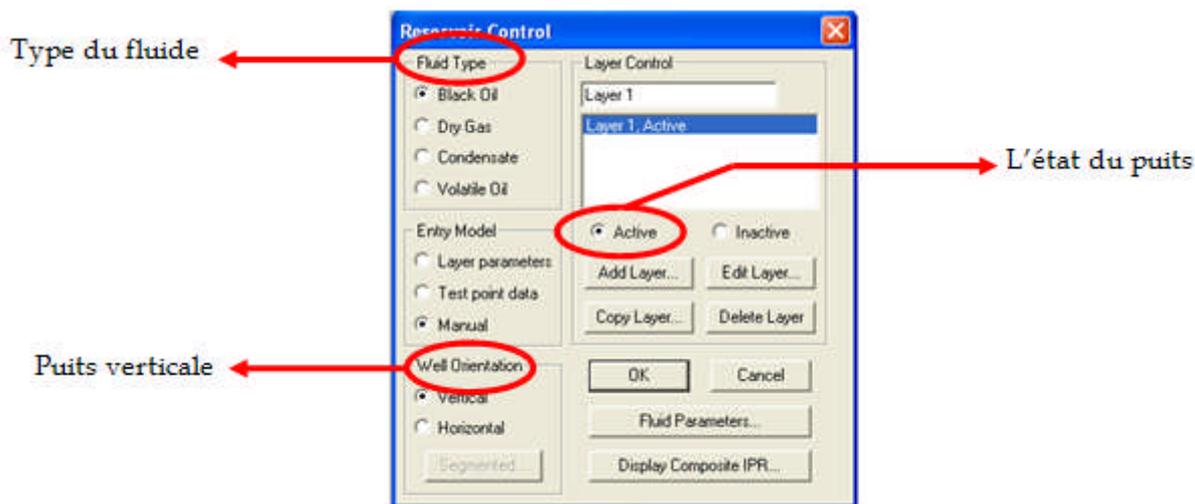


Figure VI-8 : Control du réservoir.

Nous faisons rentrer les données de la couche, (pression température, et profondeur) (Figure VI-9).

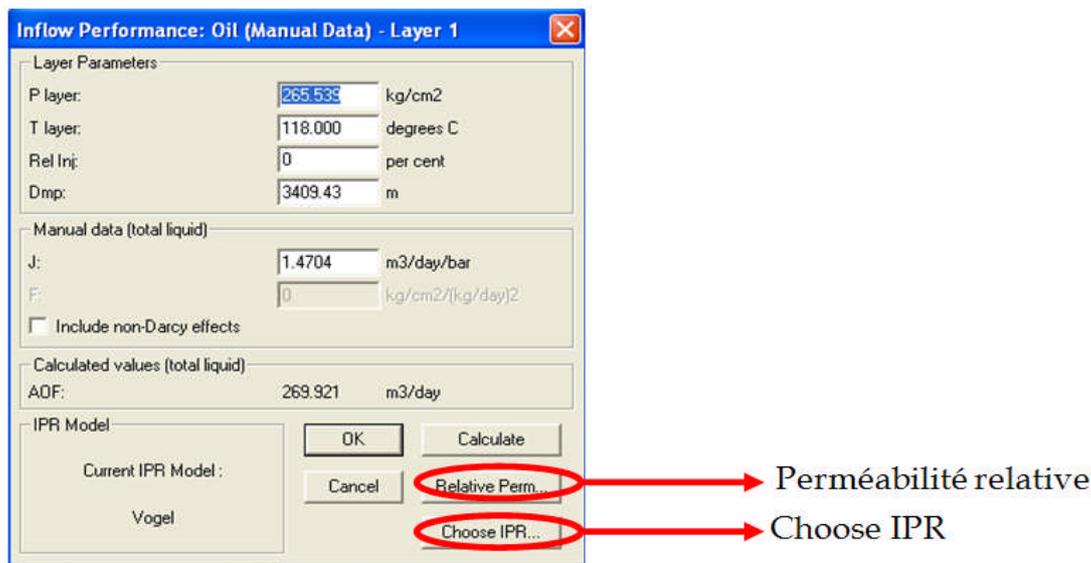


Figure VI-9 : Les performances des effluents.

Nous cliquons sur "relative perméabilité" et nous obtiendrons la fenêtre ci-dessous (Figure VI-10).

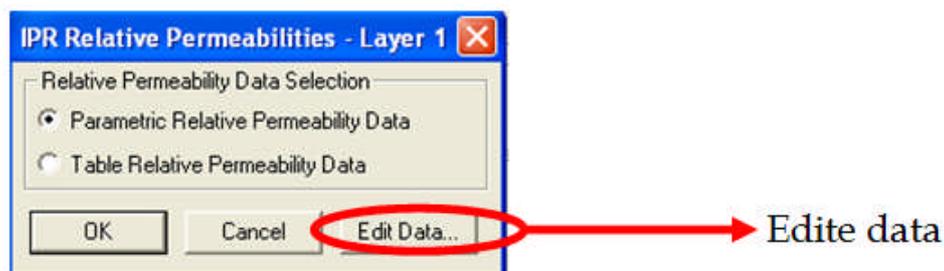


Figure VI-10 : Choix des paramètres de la perméabilité.

Cliquons sur "Edit data" nous faisons entrer les données

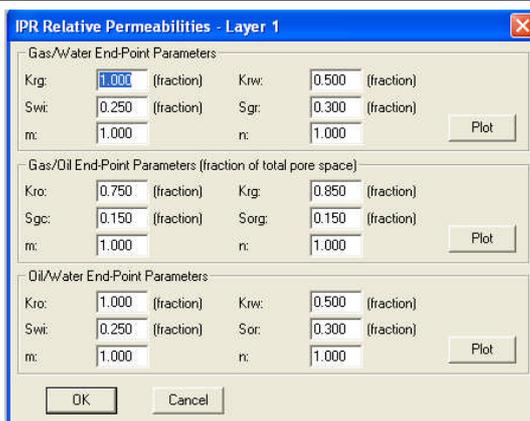


Figure VI-11 : Edition des paramètres de la perméabilité.

Pour choisir le modèle d'IPR, nous cliquons sur "choose IPR" dans la fenêtre "inflow performance" :

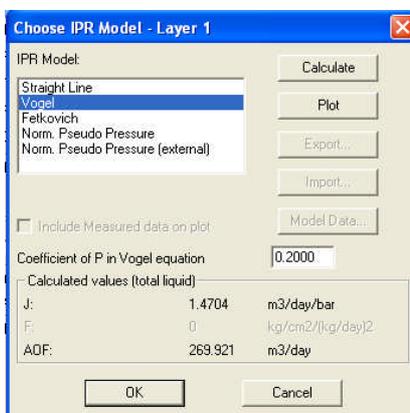


Figure VI-12 : Choix de l'IPR.

Nous avons choisi Vogel. En traçant la courbe de ce modèle, nous obtiendrons (Figure VI-13).

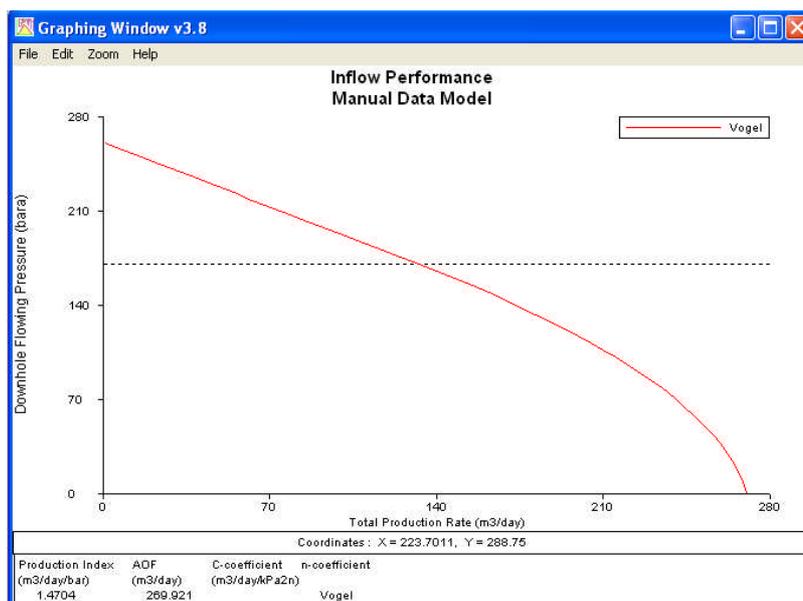


Figure VI-13 : Courbe les performances des effluents.

Nous passons maintenant aux paramètres du fluide, dans la fenêtre "réservoir control", en cliquant sur "fluide parameters" (Figure VI-14).

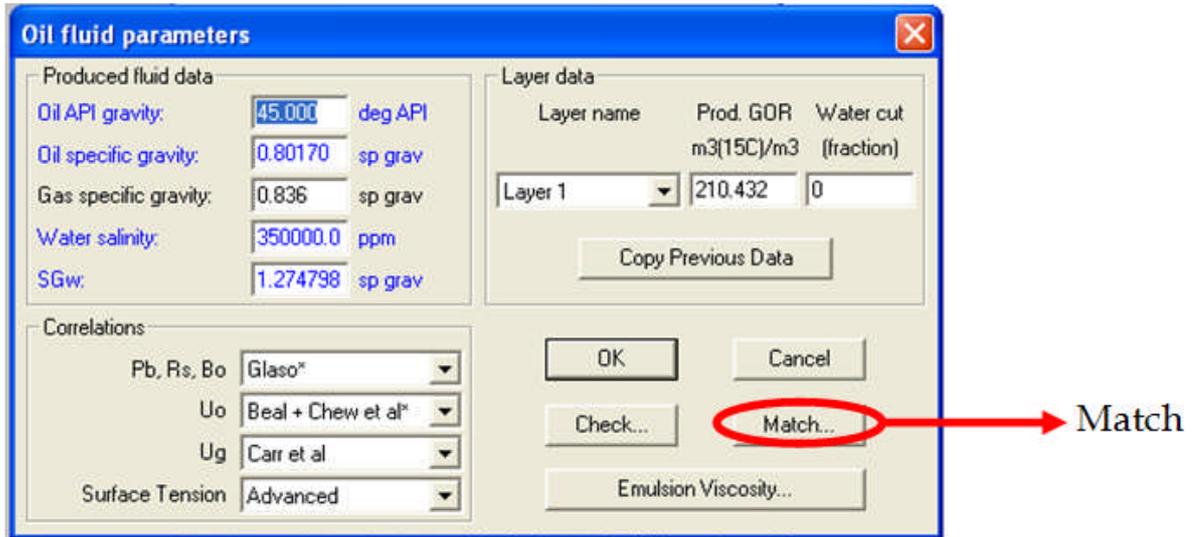


Figure VI-14 : Les paramètres du fluide.

Pour caler notre modèle, cliquons sur match (Figure VI-15).

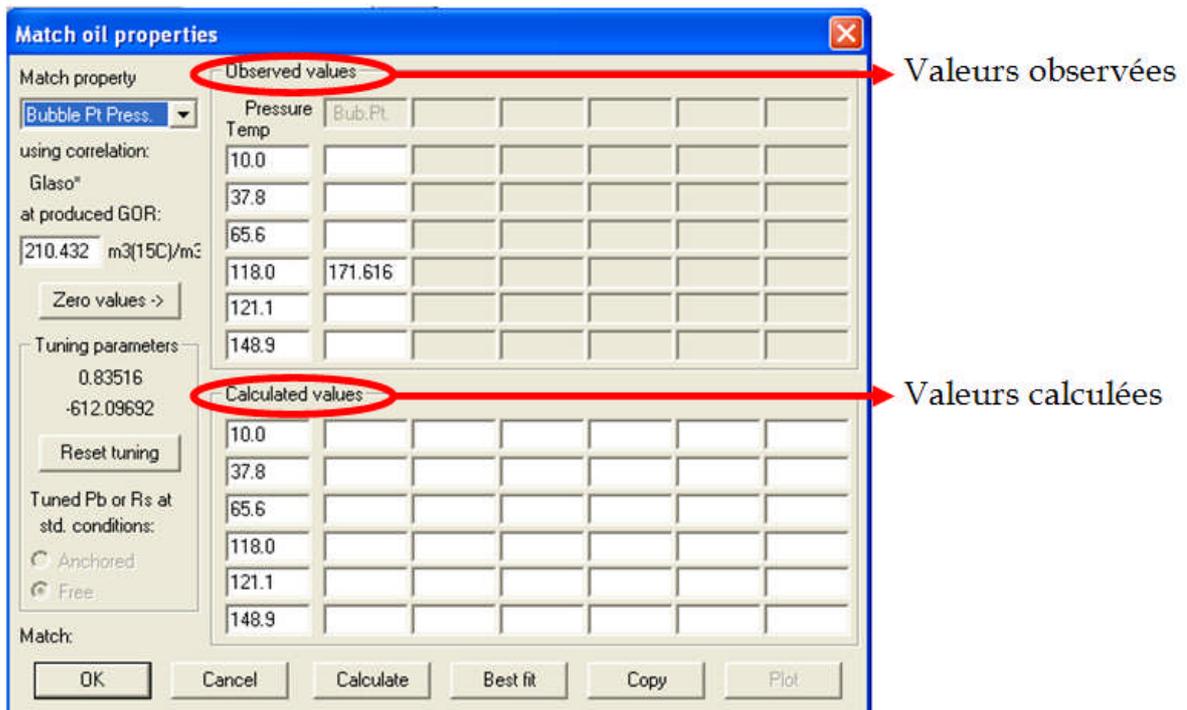


Figure VI-15 : Calage du modèle.

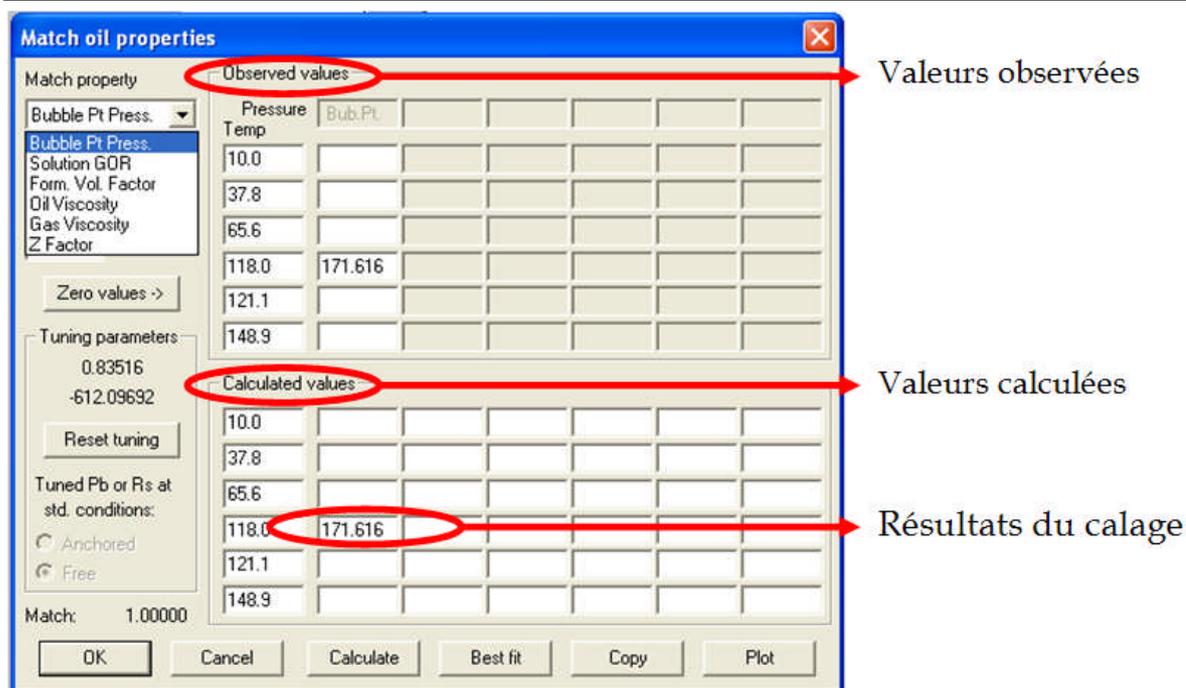


Figure VI-16 : Résultats du calage.

Nous trouvons bien les mêmes valeurs ,entre les valeurs observées, et calculées.

Nous passons maintenant aux paramètres du puits :

Puisque le puits est vertical, angle d'inclinaison est 0.

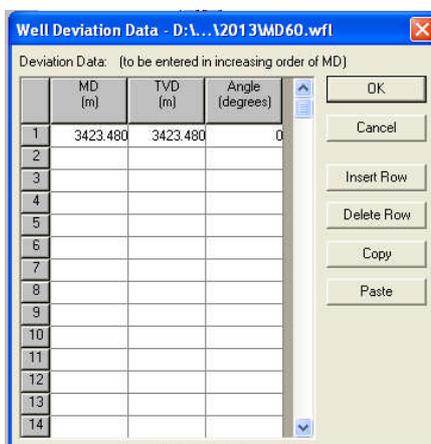


Figure VI-17 : Déviation du puits.

Les données des équipements du puits, (tubing, casing) (Figure VI-18).

Well Equipment Data - D:\vimalwell models for Sonatrach CD\2013\MD60.wfl

MD (m)	OD (in)	Weight (kg/m)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (mm)	Temperature (degrees C)	Type	Name
3292.520	1.7	3.572	1.4	0.0012	99.6	15.556	Tubing	Tbn 1.66" n 4.5"
3312.570	1.3	2.679	1.0	0.0012	99.6	15.556	Tubing	Tbn 1.315" n 4.5"
3327.200	1.3	2.679	1.0	0.0012	74.2	15.556	Tubing	Tbn 1.315" n 3.5"
3341.800	1.3	2.679	1.0	0.0012	161.7	15.556	Tubing	Tbn 1.315" n Csg 7"
3408.930	1.3	2.679	1.0	0.0012	203.2	15.556	Tubing	Tbn 1.315" n O.H.
3409.430	8.2	0	8.0	0.0012		15.556	Casing	Mid perf n O.H.
3423.480	8.2	0	8.0	0.0012		15.556	Casing	Fond Snubbing

Figure VI-18 : Les équipements du puits.

Les données du gaz lift sont comme indiquées dans la fenêtre suivante (Figure VI-19).

Gas Lift Data - D:\vimalwell models for Sonatrach CD\2013\MD60.wfl

MD (m)	TVD (m)	Temp (degrees C)	Manufacturer	Valve Model	Name	Status	Port Size (mm)	R = Apt/Ab	TRD pressure (MPa)
3408.930	3408.930	15.556	None	Drifce	GL Valve	Active	28.6		

Gas Lift Parameters

CHP: (operating pressure) 96.150 kg/cm2

Injection gas gravity: 0.712 sp grav

Valve diff. pressure: 0.098 bar

Qgi: 14126.7 m3/day(st)

GLRi: 0 m3/m3

Use Qgi Use GLRi

Deepest Point of Gas Injection

Use tubing shoe

Max MD inj: 0 m

Figure VI-19 : Les données du gaz lift.

Nous faisons les calculs en utilisant l'analyse nodale (Figure VI-20).

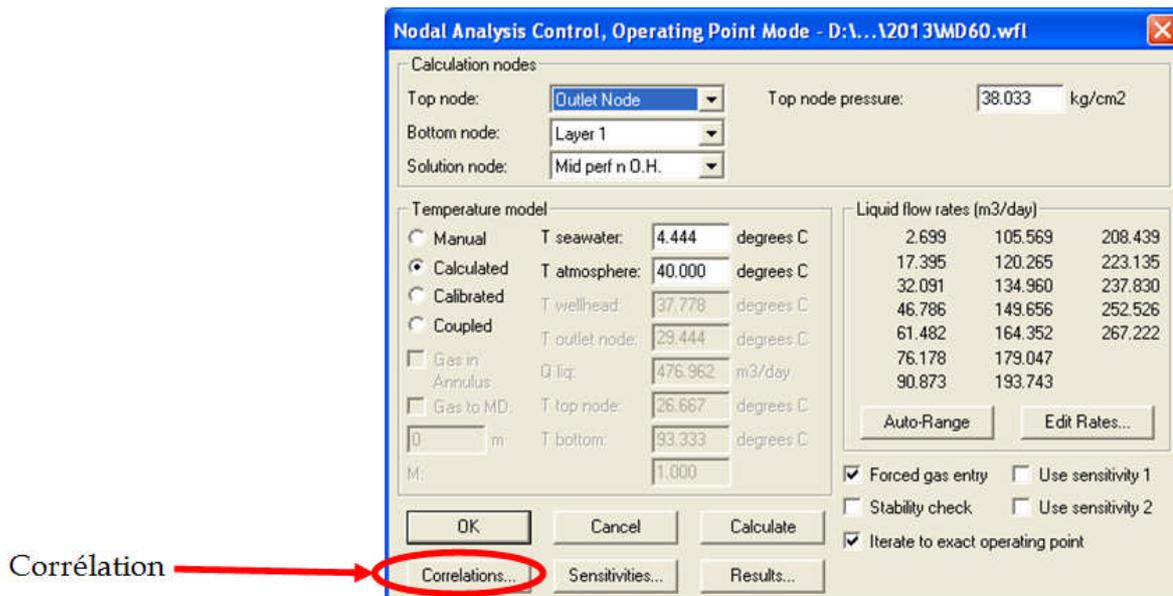


Figure VI-20 : Option de calcul.

Pour choisir les corrélations pour le calcul des pertes de charges , cliquons sur "correlations", nous avons choisi la corrélation Hagedorn et Brown :

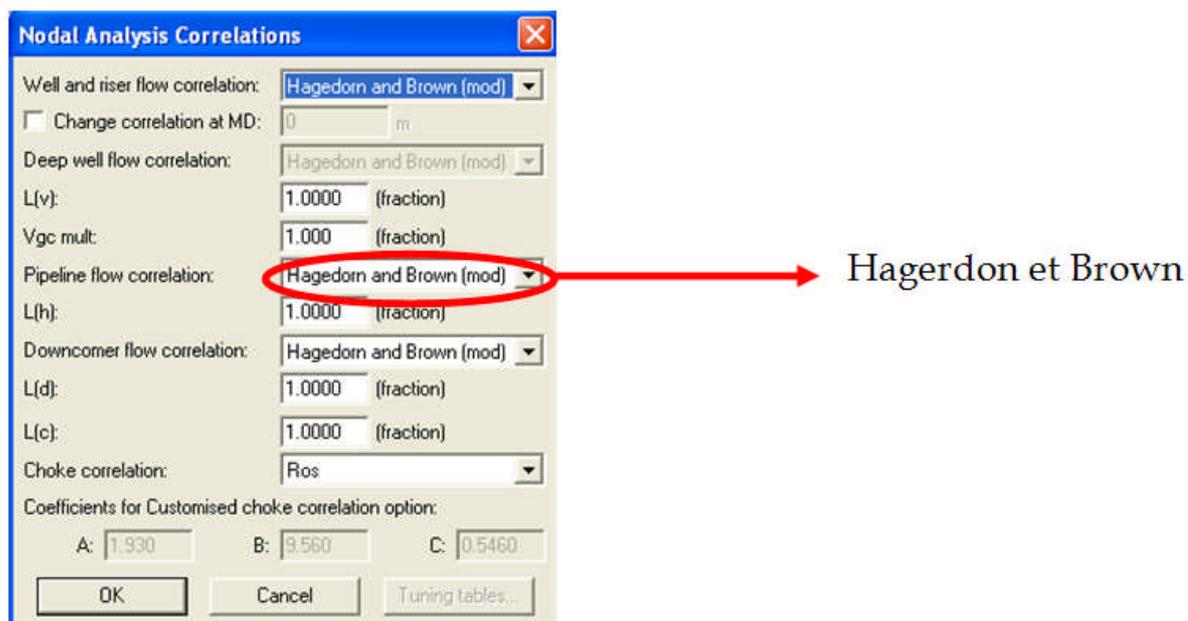


Figure VI-21 : Choix des corrélations.

Click sur "calculate" (Figure VI-22).

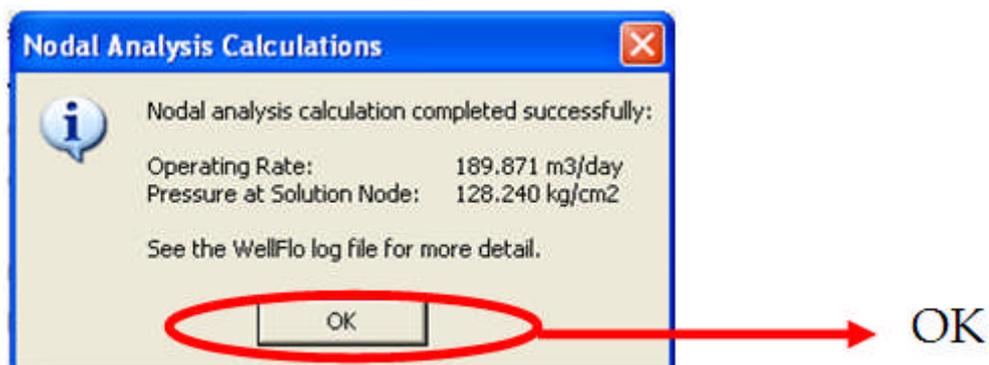


Figure VI-22 : Résultats du calcul.

Le modèle est bien établi.

Pour plus de détail, cliquons sur "Ok" :

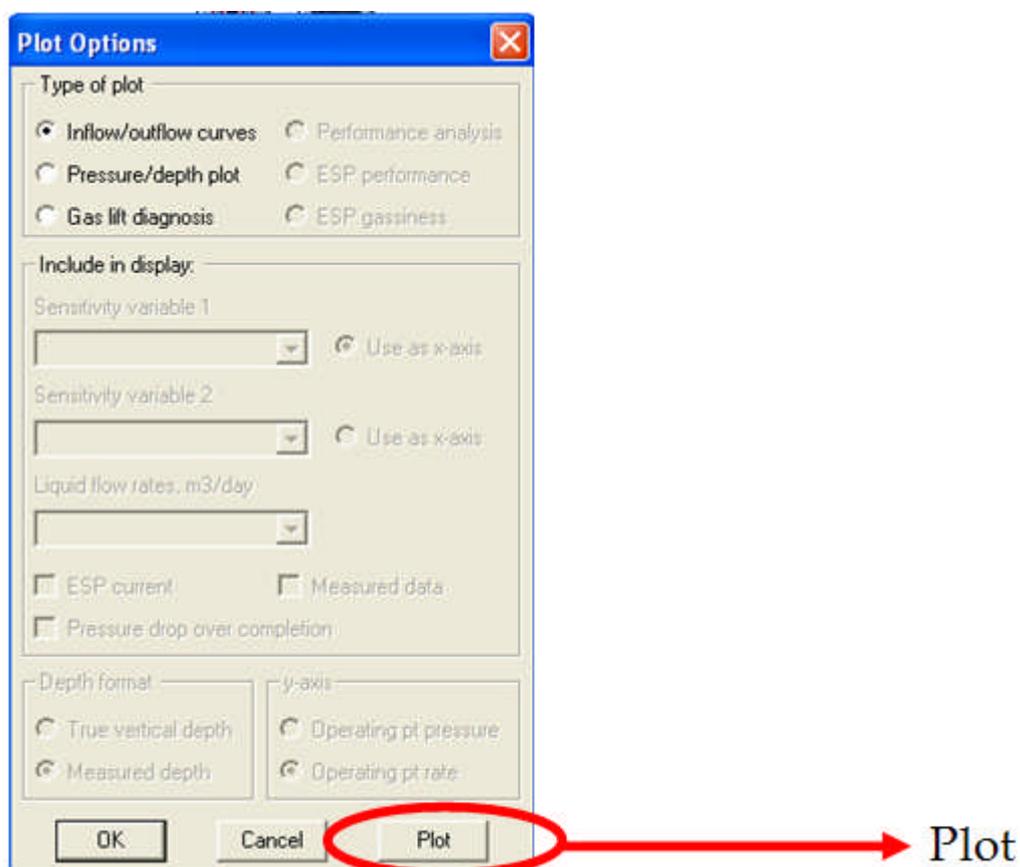


Figure VI-23 : Les options du tracé.

Cliquons sur plot pour avoir le graph. Le point de fonctionnement du puits, c'est l'intersection des 2 courbes (Figure VI-24).

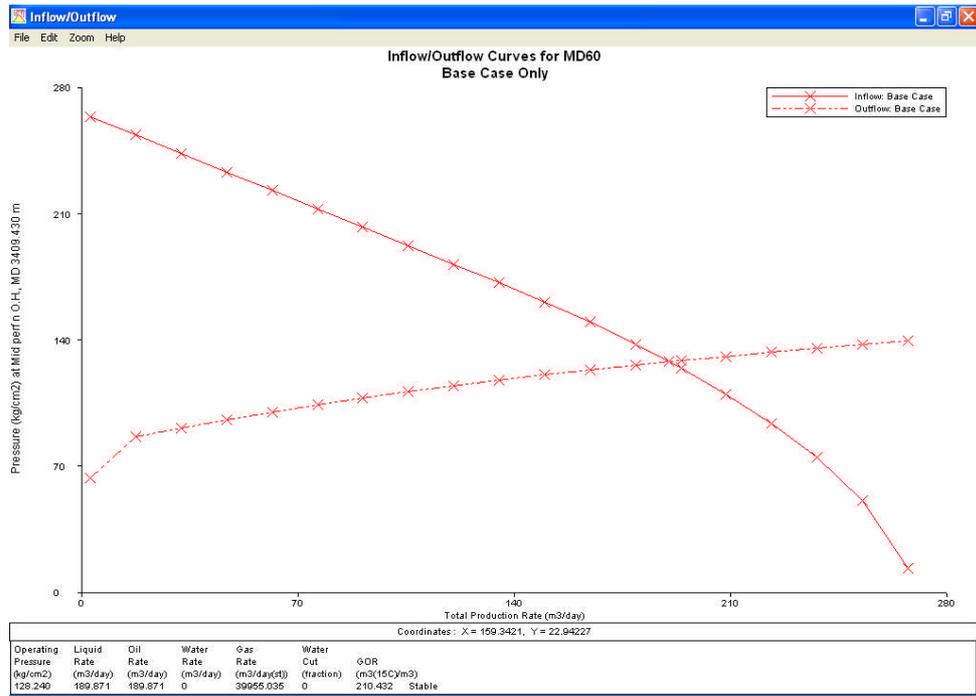


Figure VI-24 : La courbe du puits MD 60.

Les caractéristiques du point de fonctionnement sont :

Pression (Kg/cm ²)	Débit de l'huile (m ³ /jour)	Débit de gaz (m ³ /jour)	GOR	Water Cut
128,24	189,871	39955,035	210,432	0

Nous aurons le modèle du puits MD60 (Figure VI-25).

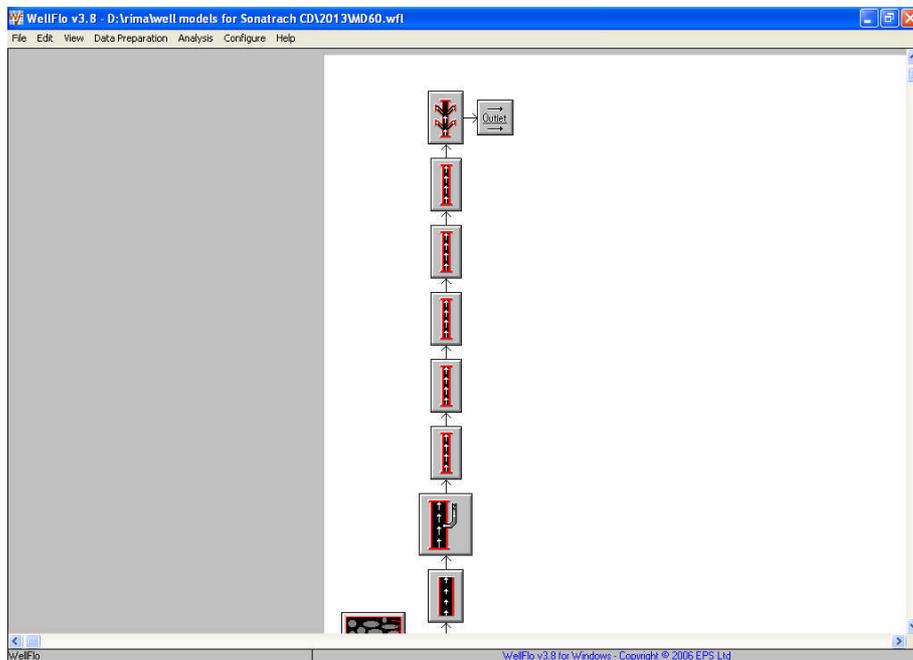


Figure VI-25 : Le modèle du puits MD 60.

Puits MD 279

Le puits MD279 est un puits naturel non stimulé, il arrive à produire avec sa propre énergie.

Le mode de production est alors : Mode éruptif (P_{gisment} ou P_{fond} importante) où :

$$P_{\text{fond}} > P_{\text{hydrostatique}} + \Delta P$$

$$\text{Avec } P_h = H d / 10 \text{ [Kg/cm}^2\text{]}$$

H : hauteur .

d : densité.

P_h : pression hydrostatique.

ΔP : perte de charge.

$$1 \text{ Kg/cm}^2 = 14,22 \text{ psi}$$

$$1'' = 25,4 \text{ mm}$$

$$1 \text{ feet} = 12'' = 0,3048 \text{ m}$$

$$1 \text{ bbl} = 158,94 \text{ Litres}$$

On donne la fiche technique, du puits, (figure VI-26).

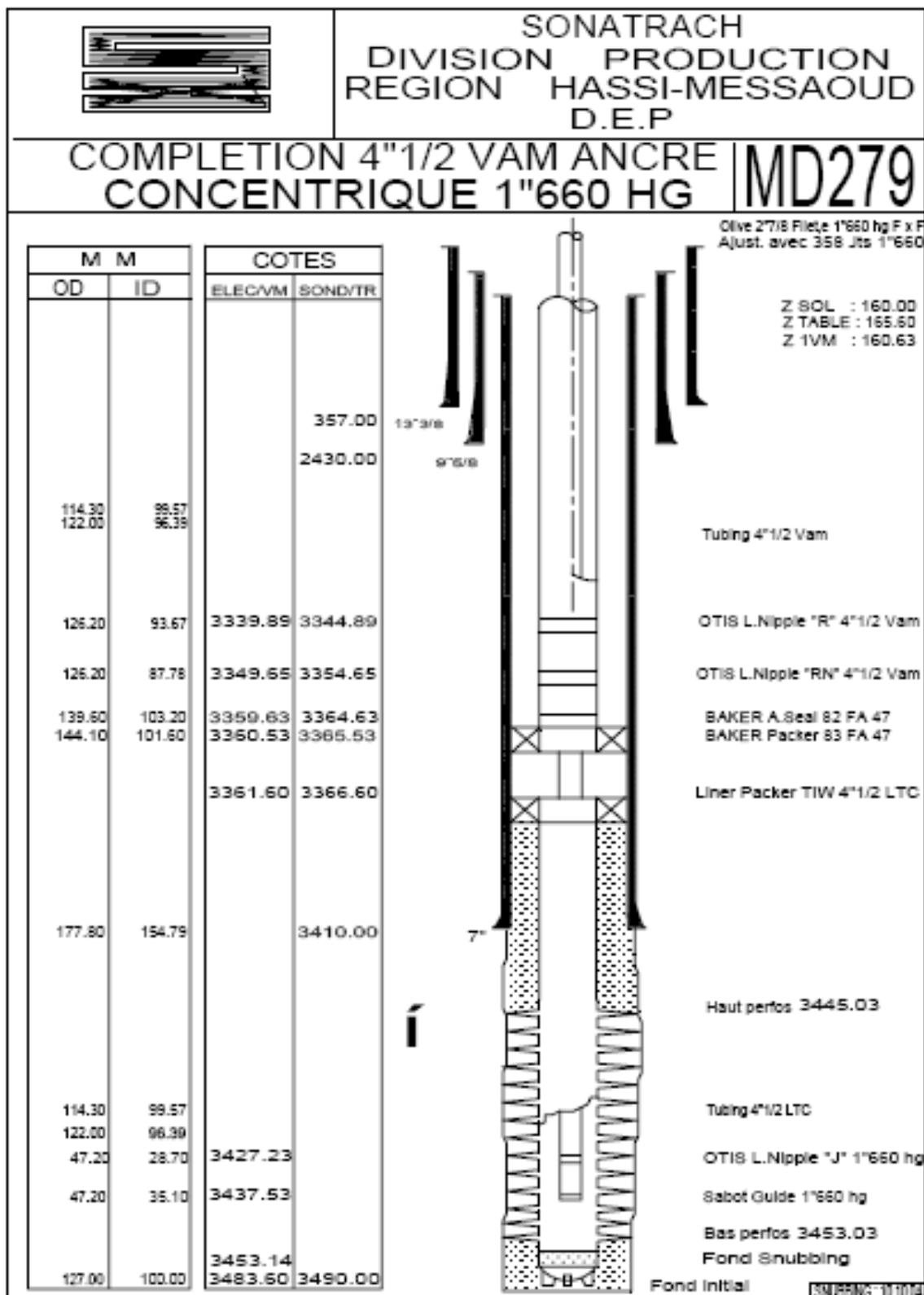


Figure VI-26 : Fiche technique du puits MD279.

Pour construire un modèle de ce puits, on suit les même étapes précédentes, juste une seule différence, on n'introduit pas les données concernant le gaz lift, puisque il est naturel.

Chaque puits a été modélisé dans WellFlo et ensuite calibré, comme nous venons de faire avec MD 60.

2. Modélisation du réseau et les installations de surface

Maintenant nous passons, à la surface, nous parlerons dans ce qui suit de la modélisation du réseau existant, bien sur en utilisant ReO, et en prenant les modèles des puits à partir de WellFlo.

Pour modéliser nous suivons les étapes suivantes :

a. Construire le réseau

Avant tout, on doit dessiner le réseau puits par puits, conduite par conduite, duse par duse, ..., tous les équipements existants, sans oublié aucun détail, et ça à l'aide des outils que nous avons déjà expliqué dans la présentation du logiciel ReO dans le chapitre V.

b. Saisir les données

Nous faisons rentrer les données de chaque équipement, (diamètre, longueur, élévation,..).

En ce qui concerne les puits, il y a une interface entre les deux logiciel ReO et WellFlo, ce qui permet d'importer les modèles des puits, et les utiliser dans ReO, et là le logiciel trouve un autre point de fonctionnement du puits, qui s'adapte au réseau complet.

c. Calibrer le modèle

***iii.* Date de calibration**

Sonatrach a fourni des données calibrées pour les puits de W2A, W2A', HGA, et HGA' pour une période de 3 jours du 30/08/2007 au 01/09/2007, et a effectué une vérification de ces données du 02/09/2007 au 04/09/2007.

Et pour les trois puits de la périphérie HDZ2, HTF1, et HTFN1 juste la production total qui a été disponible, les données de production de chaque puits n'ont pas été disponibles. C'est pour cela que nous avons pris les données du dernier jaugeage.

Tableau VI-1 : Données du dernier jaugeage.

Les données du dernier jaugeage			
Puits	Date	Q _{oil} (m ³ /j)	La fraction du totale
HTF1	09/03/2006	138.24	0.501
HTFN1	17/07/2005	37.92	0.137
HDZ2	09/03/2006	99.84	0.362

Tableau VI-2 : Donnée de la production calibré de chaque puits de la périphérie durant la date du calibrage.

Date	Total Oil (m ³ /j)	HTF1	HTFN1	HDZ2
30/08/2007	218	109	30	79
31/08/2007	224	112	31	81
01/09/2007	221	111	30	80
02/09/2007	221	111	30	80
03/09/2007	235	118	32	85
04/09/2007	207	103	28	75
La moyenne de la date de calibration		111	30	80
La moyenne de la date de vérification		111	30	80

Le tableau suivant montre la production des puits W2A/W2A'/HGA/HGA' pour chaque jour de calibrage et vérification. On peut voir que dans cette période la production été relativement stable environ $4055\text{m}^3/\text{j} \pm 69\text{ m}^3/\text{j}$.

Tableau VI-3 : La production totale de la zone 24 pendant la date de calibrage.

Date	30/08/2007	31/08/2007	01/09/2007	02/09/2007	03/09/2007	04/09/2007
Q _{oil} (m ³ /j)	4091	4062	3926	4109	4084	4056

iv. Les paramètres des manifolds et séparateurs

W2A : Pendant la période de calibrage le FTS de W2A fonctionnait à une pression de 12.5 Kg/cm² et la pression du manifold était de 12 Kg/cm² avec une pression de séparateur de 11.2 -12.5 Kg/cm².

W2A': La pression du manifold est estimée à 16 Kg/cm².

HGA : Le tableau suivant donne les pressions du manifold et de séparateur durant 30/8/07-4/9/07.

Tableau VI-4 : Données du HGA Durant la date de calibrage.

Date	P Mfd Hp (Bar)	P Mfd Bp (Bar)	P Sept (Bar)
30/08/2007	de 26 à 28	de 10,8 à 15	9,5 à 10
31/08/2007	de 26,2 à 27,5	de 10,2 à 14,5	9,5 à 10
01/09/2007			
02/09/2007			
03/09/2007	26,5 à 28	11 à 15,5	6,3 à 7,5
04/09/2007	26 à 27,8	10,5 à 14,5	6 à 6,3

v. Modèle calibré par ReO et les résultats de la vérification

Dans ce tableau, nous montrons la différence, entre les débits reportés et les débits du modèle pour la période de calibrage.

Tableau VI-5 : La différence entre les débits reportés et les données du modèle.

Date	Q _{oil} (m ³ /jour) mesurés	Q _{oil} (m ³ /jour) du modèle	Erreur (%)
30/8/2007	4091		
31/8/2007	4062	4045	+0.5%
1/9/2007	3926		
Moyenne	4026		
2/9/2007	4109		
3/9/2007	4084	4026	-1.4%
4/9/2007	4056		
Moyenne	4083		

Nous trouvons que le modèle surestime le débit de l'huile dans la période de calibrage de 0.5%, et sous-estime le débit dans la période de vérification de 1.4 %

Le tableau ci-dessous compare les pressions mesurées et les pressions des modèles, et nous montrons que l'accord entre les deux est excellent.

Tableau VI-6 : Différence entre les pressions reportées et les données du modèle.

Manifold	Pression reportées (Kg/cm ²)	Pression du modèle (Kg/cm ²)
HGA		
Calibration	26.5 – 28.6	27.6
Validation	26.5 – 28.6	27.1
W2A'		
Calibration	≈16.3	16.3
Validation	≈16.3	16.2
W2A		
Calibration	12	12
Validation	12	12

Pour caler le modèle, avec ces données calibrées on procède à ajuster le diamètre des conduites afin de caler les pertes de charges des conduites.

Au lieu de changer le diamètre des conduites directement, ReO dispose d'une option "le facteur D" pour le calibrage des conduites, où :

$$\text{Diamètre effectif des conduites} = \text{diamètres des conduite} \times \text{facteur D.}$$

Pour facteur D < 1 augmente les pertes de charges dus aux frictions, et pour facteur D > 1 diminue les pertes de charge due aux frictions. Si la corrélation choisie cale bien les pertes de charges des conduites reportées alors le facteur D est proche de 1. Le tableau suivant montre les facteurs D requis pour caler les pressions des manifolds pour chaque conduite. Dans tous les cas, la corrélation de Dukler Eaton Flanigan est utilisée car elle donne des ajustements plus rigoureux que les autres corrélations comme Beggs Brill.

Tableau VI-7 : Les différents facteurs D pour caler le modèle.

Conduite	Facteur D
12" C de HGA à W2A'	0.46
12" B de HGA à W2A'	0.46
8" de HGA à W2A'	0.46
12" C de W2A' à W2A	0.72
12" B de W2A' à W2A	0.72
12" A de W2A' à W2A	0.72
8" de W2A' à W2A	0.82
8" de HTFW (jonction avec 6" ligne de HDZ2)	0.50
4" de HTFN1 à HTF1	0.85
8" de HTF1 à jonction avec 6" ligne de HDZ2	0.58
6" de HDZ2 à jonction avec 8" ligne avec HTF1	0.55

Nous remarquons que le facteur D est très bas pour les conduites entre HGA et W2A' et pour les conduites de 8" et le 6" entre HTF1 et HDZ2, cela indique qu'il y a des pertes de charges significatives, ou bien ces conduites n'étaient pas bien modélisées en utilisant la corrélation Dukler-Eaton-Flanigan en état d'équilibre.

d. Etablir le modèle

Après avoir suivi les étapes cités ci-dessus, on obtiendra un modèle valide montré sur la figure VI-27.

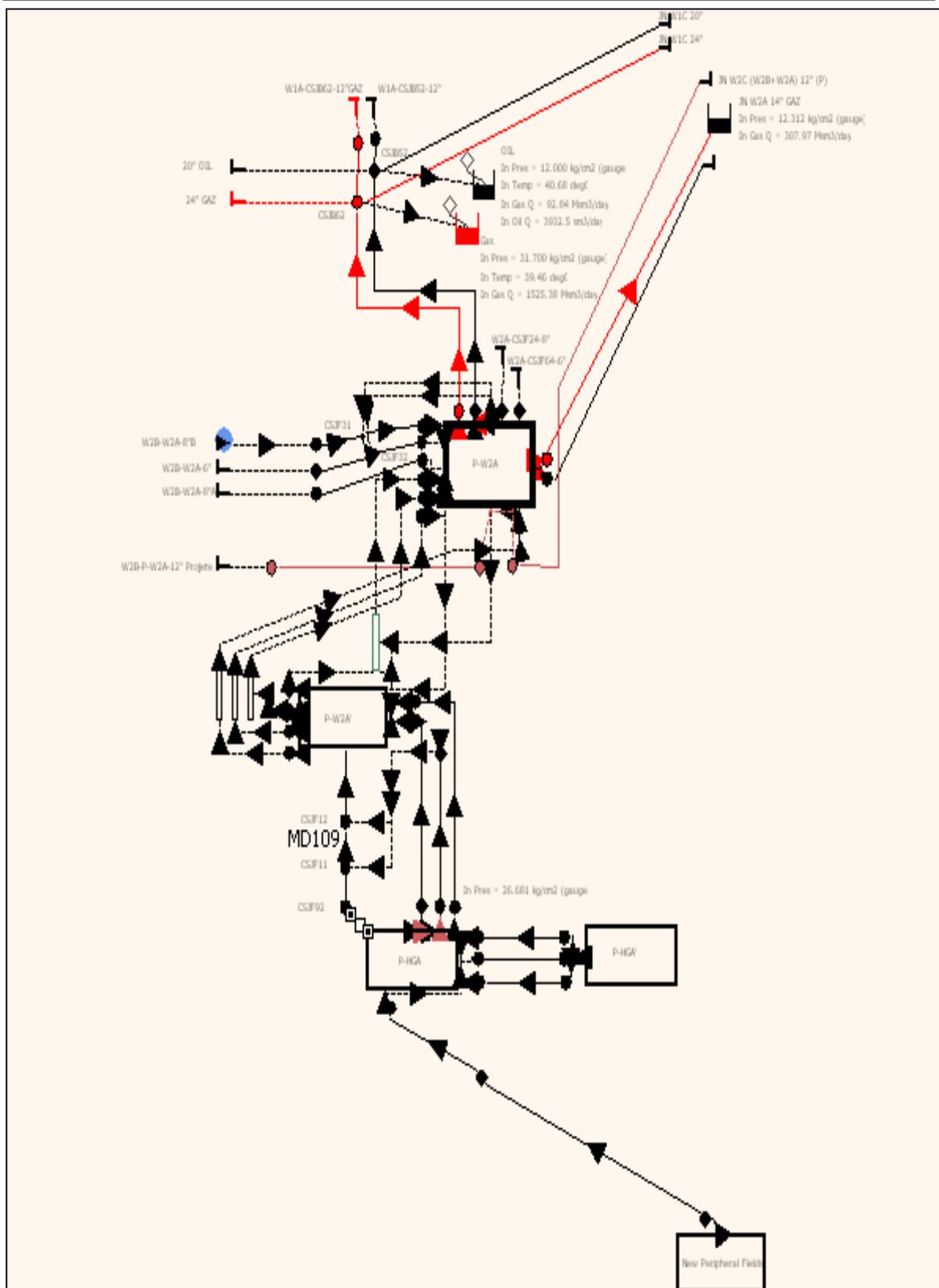


Figure VI-27 : Modèle du réseau existant.



Chapitre VII :
Simulation

Chapitre VII

Simulation

I. Introduction

Avant tout projet, il est nécessaire de faire une étude préalable, pour voir ses avantages et ses inconvénients, son impact, et sa rentabilité.

C'est pourquoi, nous proposerons deux scénarios pour l'étude de notre projet, et nous choisirons à l'issue de cette étude le scénario qui sera le plus avantageux.

Nous allons analyser et concevoir le réseau de collecte et les installations de surfaces pour soutenir le plan de développement de la périphérie (Hassi Terfa [HTF] et Hassi Dzabat [HDZ], HTZ, HTF5, HTFW1), en intégrant la nouvelle production avec les conduites et les équipements déjà existants (HGA, HGA', W2A', W2A).

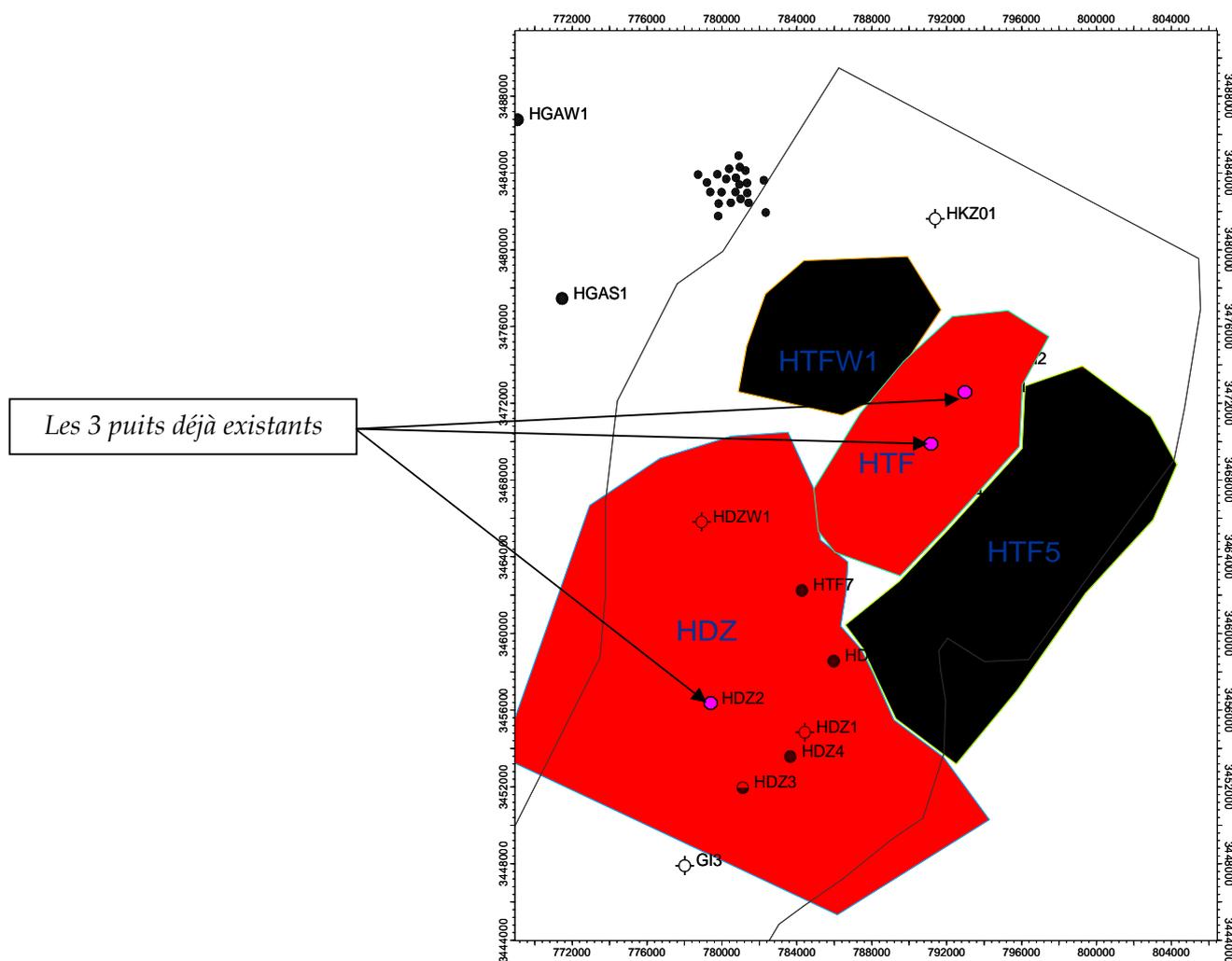


Figure VII-1 : Les champs de la périphérie de La Zone 24.

II. Les prévisions de données

Le profil de production donné par Sonatrach des champs de périphérie est montré dans la figure VII-2. Nous voyons bien que la production augmente entre 2008 et 2011 pour atteindre le premier plateau (3418 m³/jour), et ce dernier est maintenu jusqu'à 2016, après la production augmente pour atteindre le deuxième plateau (5918 m³/jour) en 2021. Pour cette étude nous avons pris une date au milieu du deuxième plateau « 2026 », où les deux scénarios vont être évalués.

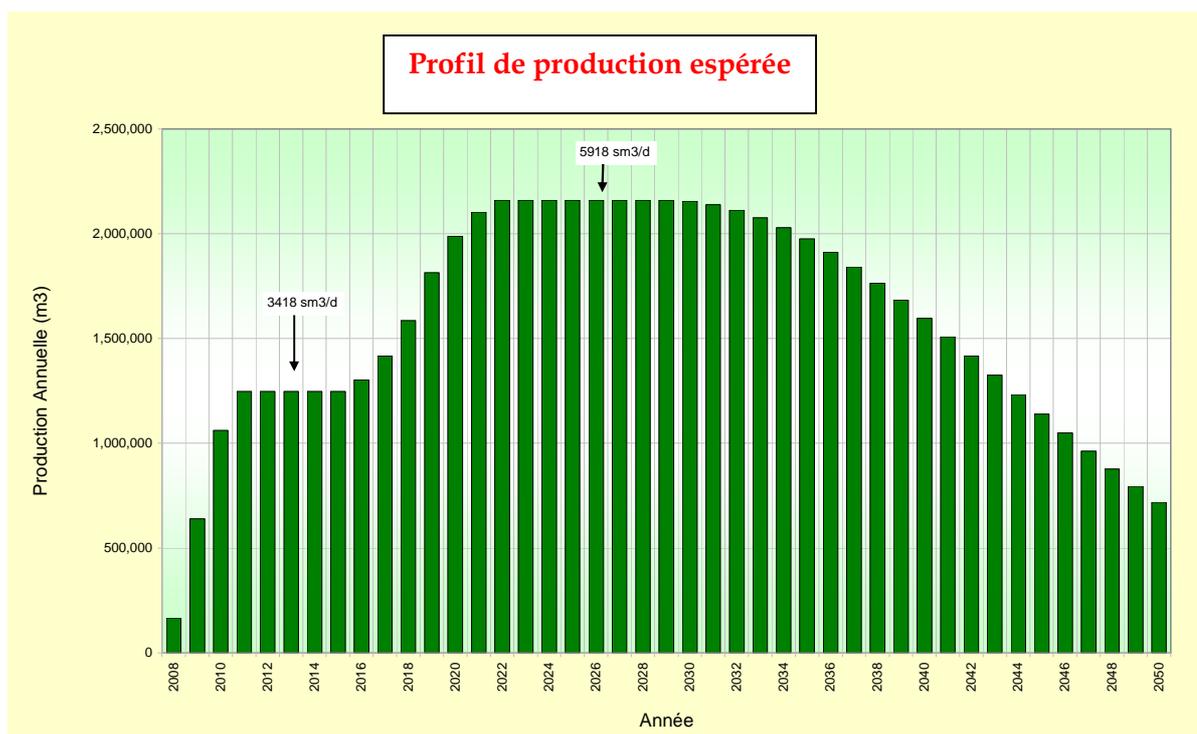


Figure VII-2 : Profil de production des gisements HTF et HDZ.

III. Le réseau de production de la périphérie

Le système du réseau implanté dans ReO est basé sur les conditions et les hypothèses suivantes :

- Nous prenons toujours le parcours le plus directe, partant du puits jusqu'au CIS (Centre Industrielle Sud).
- Sonatrach procède des manifolds qui reçoivent 5 puits, et nous pouvons combiner 2 manifolds pour recevoir 10 puits à la fois. Pour cette raison, il est préférable que le nombre de puits connectés à un manifold varie entre 5 et 10.
- Aucune information topographique n'était disponible, pour le champ d'étude, alors nous avons supposé que les conduites sont directes et horizontales.

- Tous les puits ont été inclus dans le réseau de collecte.
- Chaque puits est connecté à un manifold par sa propre conduite.
- Le modèle dans ReO est réalisé de telle façon qu'on puisse avoir toute les combinaisons possibles des équipements de surfaces.

La figure VII-3 montre le réseau de production utilisé dans le modèle.

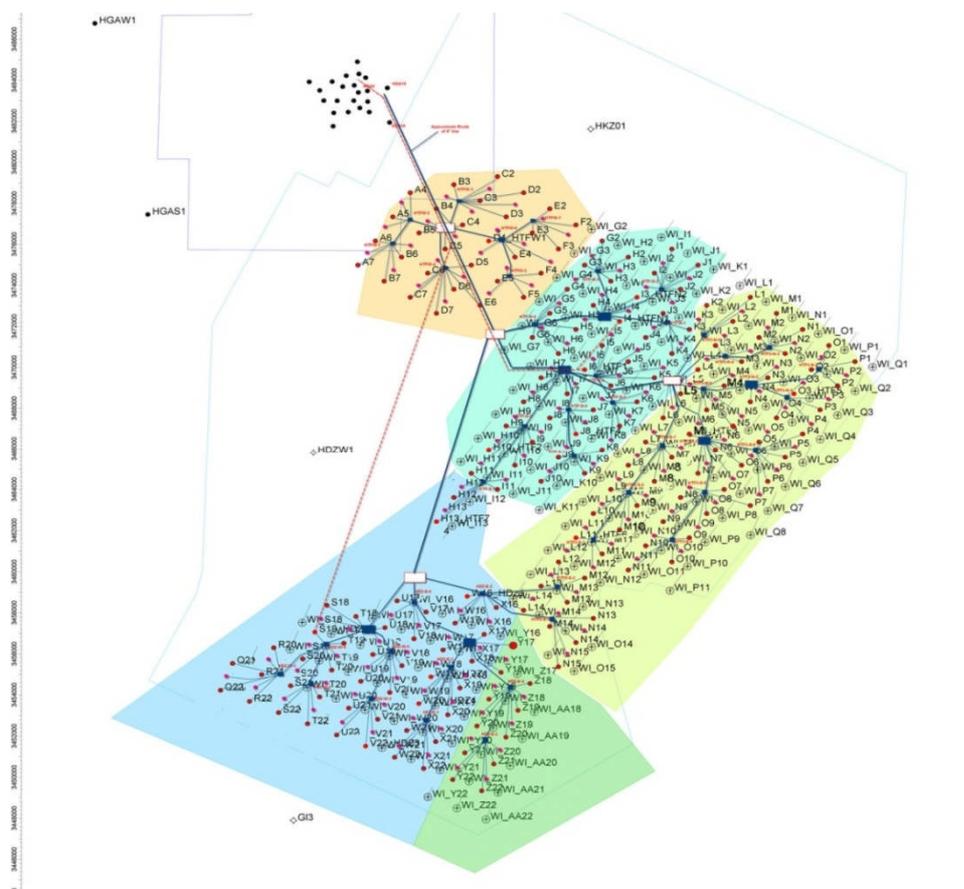


Figure VII-3 : Réseau de production utilisé dans le modèle.

1. Le champ de la périphérie

Pour l'implémentation du système de collecte dans ReO, nous avons considéré que tous les puits dans HDZ sont identiques, nous avons utilisé comme modèle le puits HDZ2. De la même manière pour les puits des zones HTF, HTFW, et HTF5, le puits HTF1 a été utilisé comme modèle.

Dans les figures VII-4, VII-5, VII-6, VII-7, nous montrons le modèle conçu pour cette étude.

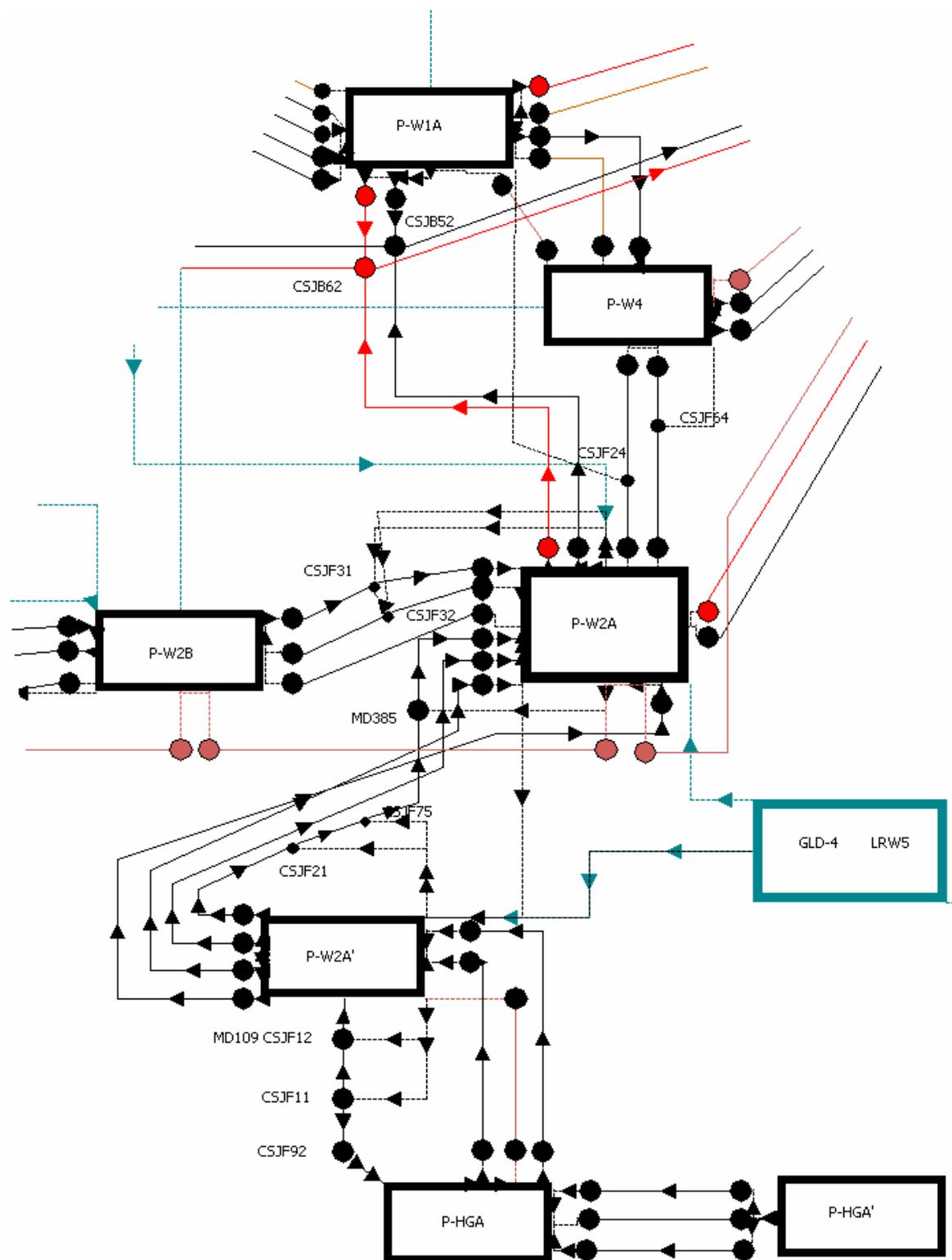


Figure VII-4 : Le modèle complet sur ReO.

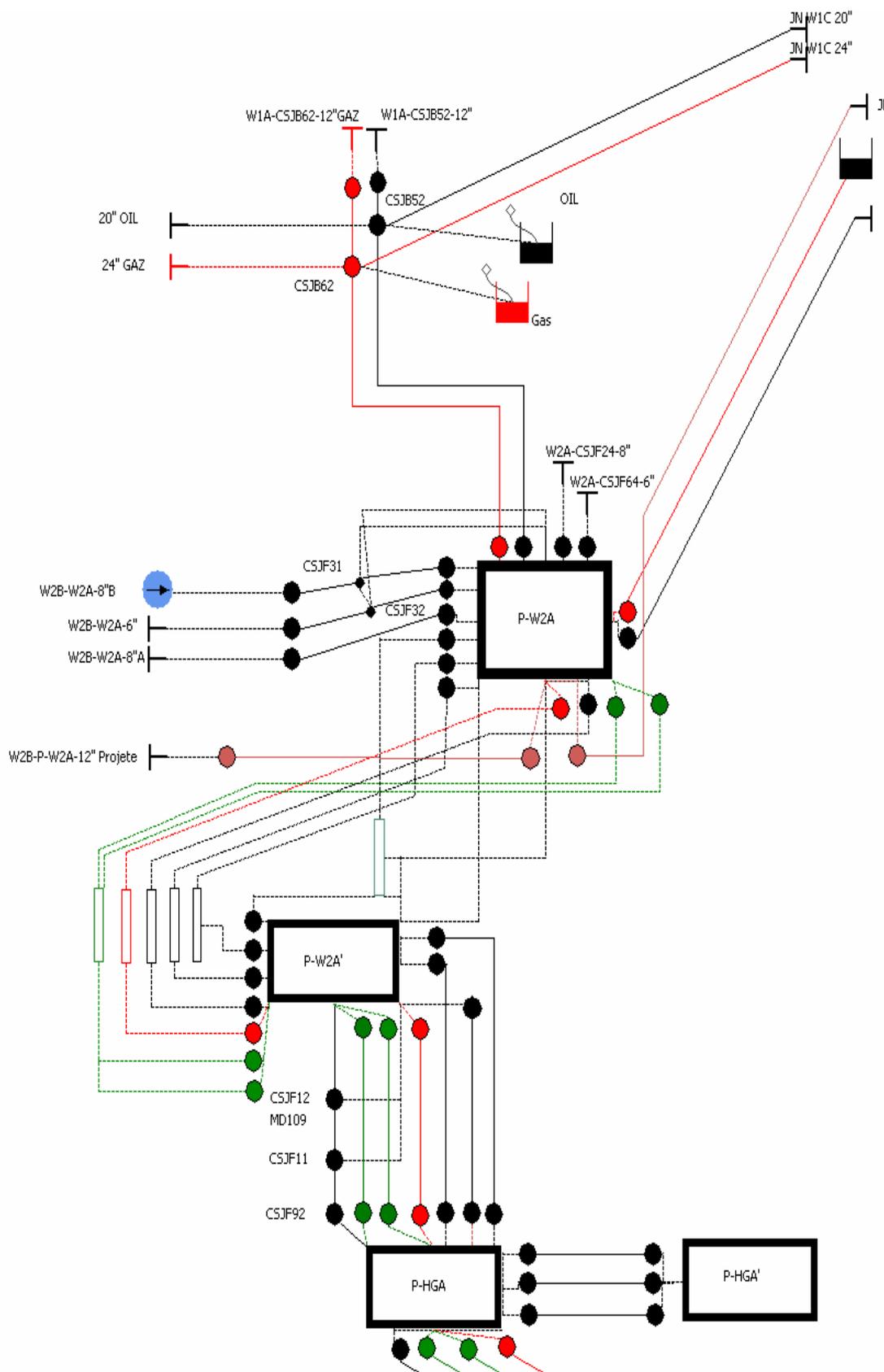


Figure VII-5 : Le modèle de la zone 24 uniquement.

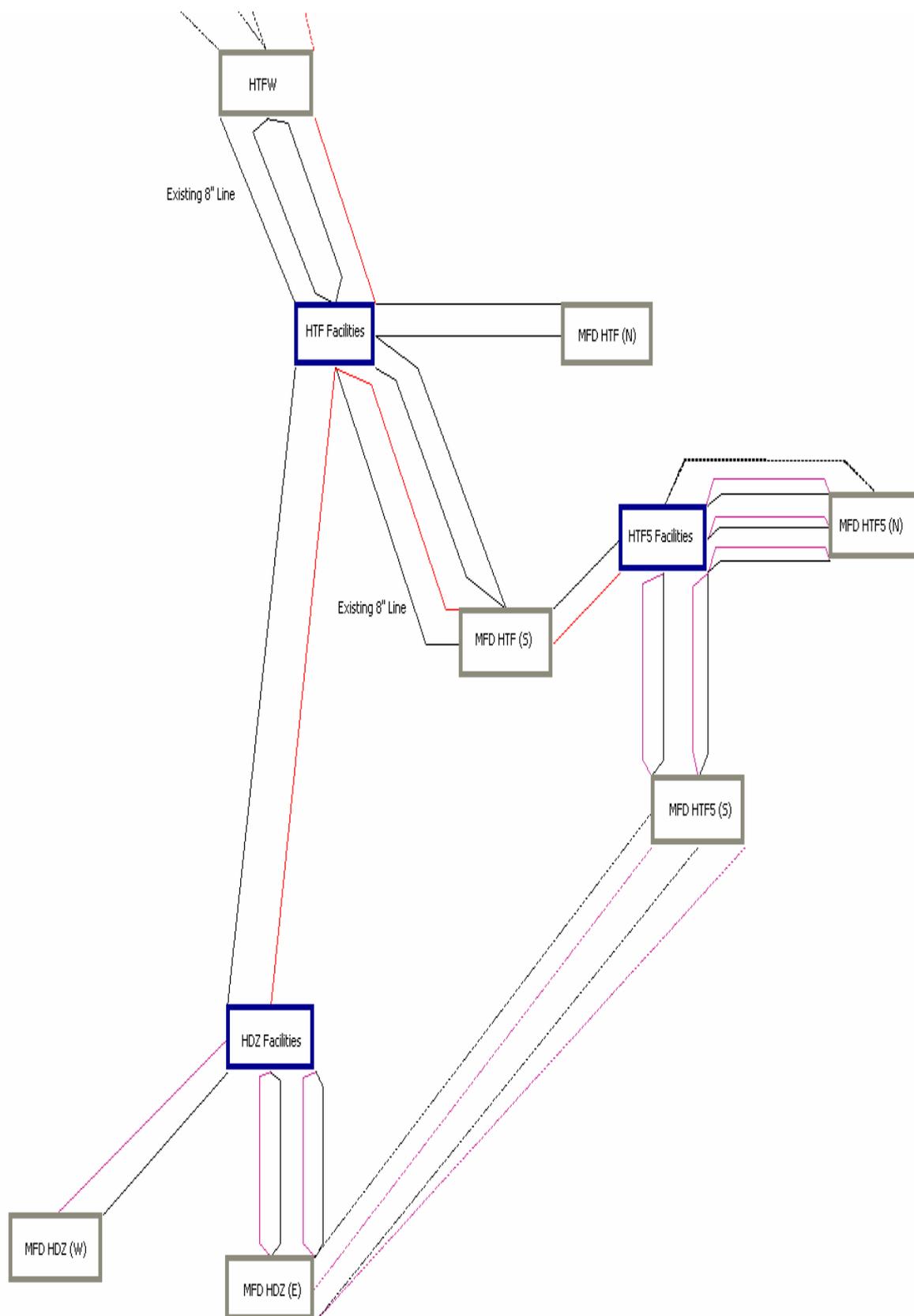


Figure VII-6 : Modèle de la périphérie dans ReO.

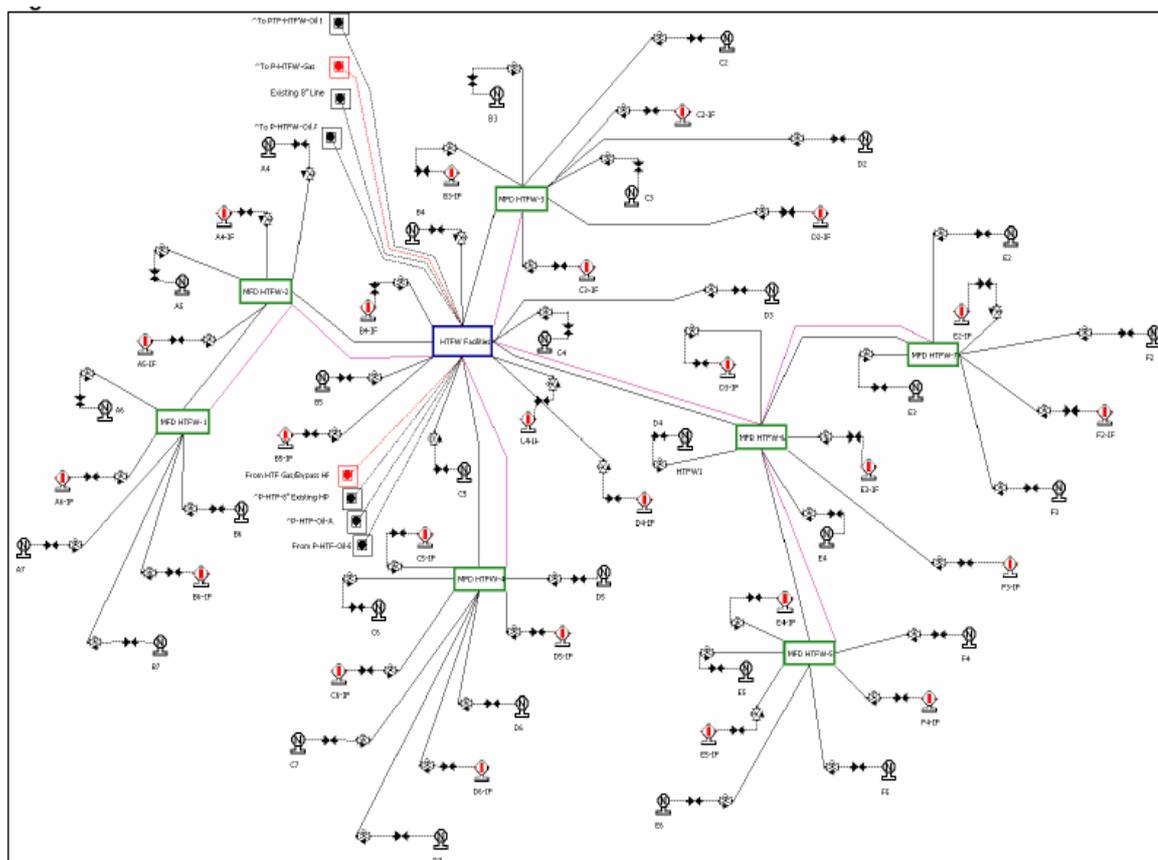


Figure VII-7 : Modèle de HTFW dans ReO.

Une autre étude de simulation de réservoir a été effectuée pour le développement de HDZ et HTF intitulé «le développement conceptuel du HTF-HDZ».

Cette étude se fonde sur le programme de forage suivant :

- 3 puits existants (HTFN1, HTF1, HDZ2).
- 4 nouveaux puits à forer en 2008.
- 10 nouveaux puits devront être forés à travers le réservoir HTF en 2008 auxquels s'ajoutent 10 puits en 2010.
- 10 nouveaux puits devront être forés à travers le réservoir HDZ en 2009 auxquels s'ajoutent 10 puits en 2011.

Le nombre de puits qui devraient être forés dans la période allant de 2008 à 2011 est de 47 pour atteindre le plateau de $3415 \text{ m}^3 / \text{jour}$ en 2011, la moyenne de production par puits doit être environ $73 \text{ m}^3 / \text{jour}$. La pression de réservoir ne doit pas être inférieure à 380 Kg/cm^2 .

Sur la base de cette analyse, des approximations et des hypothèses ont été utilisées dans ce travail:

- La pression initiale du réservoir de la zone périphérique est de 480 Kg/cm².
- La pression minimale est de 380 Kg/cm². Une injection d'eau est prévue pour maintenir la pression au dessus de 380 Kg/cm².
- L'injection d'eau commence 4 ans après le forage des puits.

IV. Les scénarios

Pour mener à bien notre simulation, un seul modèle sur ReO pour l'ensemble de la périphérie a été construit plutôt que deux modèles séparés pour chaque scénario (qui aurait été plus lourd et plus long). Le modèle intégré a été construit de telle manière que les installations peuvent être fermées ou court-circuitées et permettant toutes les options pour être configuré en changeant le statut de vannes.

Pour chaque scénario, le modèle de ReO a été configuré pour l'année 2026.

Plusieurs autres scénarios ont été proposés, mais vu le manque de temps nous avons pris en compte seulement deux scénarios.

Scénario 1 : Toute la production de la périphérie, plus la production des puits de HGA', HGA, W2A', et W2A est transporté aux installations existantes en W2A pour la séparation. Cette option nécessite que la production de la périphérie traverse une distance de 64 km pour arriver à W2A.

La production de la périphérie est mélangé avec celle de HGA, et elle est transportée ensuite par de nouvelles conduites vers W2A via W2A'.

Scénario 2 : La production de la périphérie est séparée par un seul étage à HTFW. L'huile est pompée vers HGA, et le gaz séparé s'écoule sous pression naturelle vers HGA. L'huile est mélangée avec la production de 2^{eme} étage (basse pression) à HGA, et ensuite pompé vers CIS via W2A' et W2A. Le gaz est compressé à HGA et ensuite transporté vers CIS.

1. Scénario S1

C'est le cas où toute la production des champs périphérique est transportée vers W2A, où elle sera séparée avec la production de W2A, W2A', HGA', et HGA. Le séparateur de W2A fonctionne à 12 Kg /cm².

Comme c'est indiqué dans le tableau VII-1, la pression minimale de tête de puits les plus éloignés, le puits S22 par exemple est de 31.1 Kg/cm². La production doit être transportée environ 64 km pour arrivée à W2A. Pour arriver à cette pression de tête, une double conduite de 12 '' est exigée, du manifold HTFW via les manifolds HGA et W2A' au séparateur de W2A.

Tableau VII-1 : Résumé des pressions pour le scénario 1.

Manifold	W2A		W2A'		HGA		HTFW		HTF		HDZ		HTF5		puits			
	In	Out	Nom	P (Kg/cm ²)	Qoil (m ³ /jour)													
Année 2026																		
P (Kg/cm ²)	12.0	15.3	15.8	15.8	22.3	22.3	25.9	25.9	28.2	28.2	29.3	29.3	30.7	30.7	S22	31.1	69.5	

L'implication de ce scénario :

- Un grand nombre de puits doit être foré pour atteindre le débit du plateau requis en 2026, cela est due à la pression minimale élevée de la tête de puits.
- Il y a un risque de rencontrer une instabilité dans l'écoulement dans la conduite de 12 '' allant de HTFW vers W2A.
- On doit prévoir des améliorations rapides dans la station W2A, en cas où il y'aura une augmentation de la production.

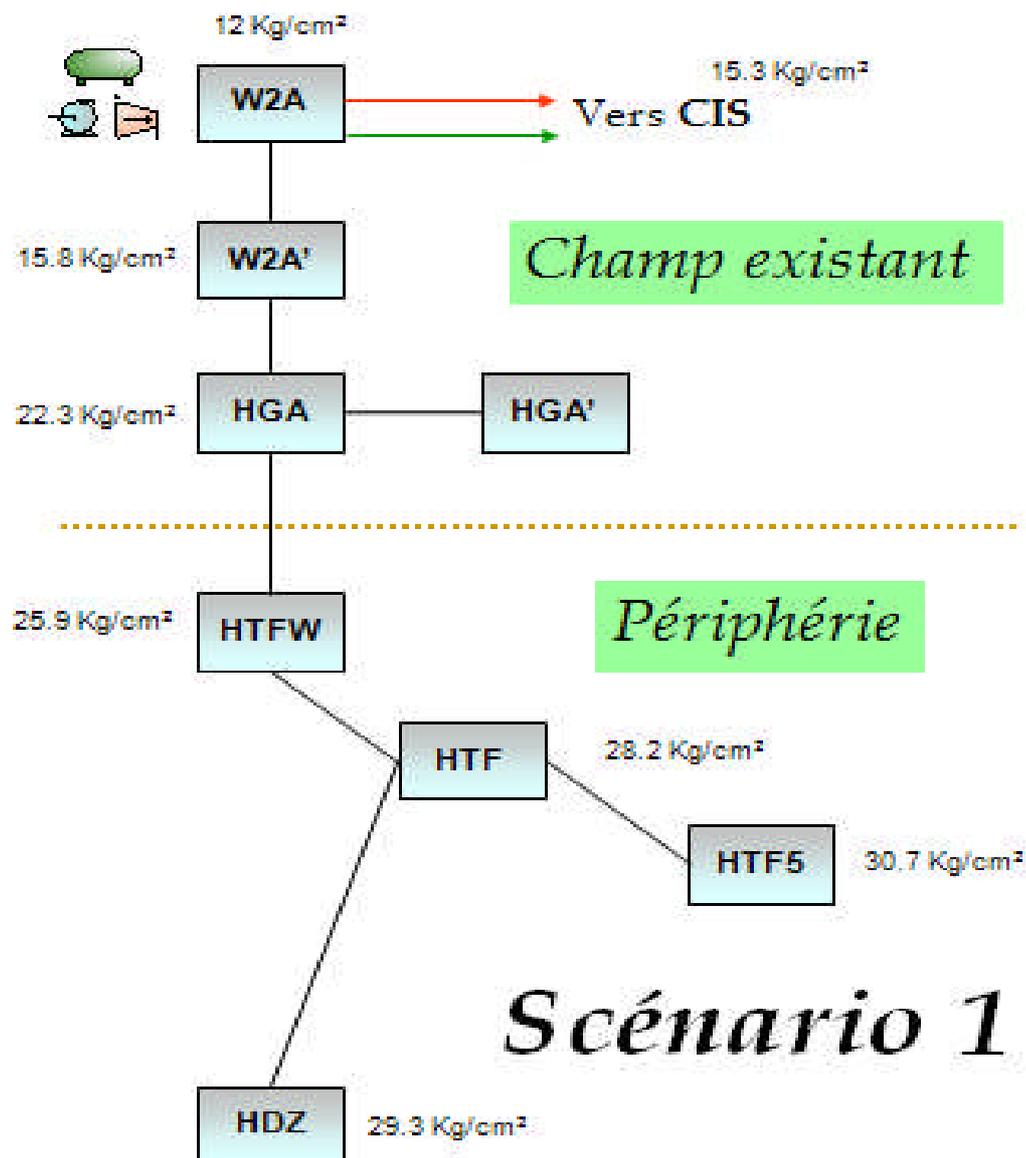


Figure VII-8 : schéma représentatif du Scénario S1.

2. Scénario S2

Des nouvelles installations sont prévues à HGA (Hassi Guettar), comportant deux étages de séparateur, avec le premier étage (haute pression) à 20 kg/cm² et le deuxième étage (moyenne pression) fonctionne à 7 kg/cm². Les puits de HGA et HGA' produisent vers le séparateur de haute pression, où le gaz est comprimé et transporté vers CIS via W2A' et W2A.

La production de la périphérie est séparée à HTFW et l'huile est transportée vers le séparateur à moyenne pression à HGA.

Un compresseur à HGA comprime les gaz à moyenne pression et les mélange avec le gaz à haute pression. La figure VII-9 suivante montre les installations à HGA.

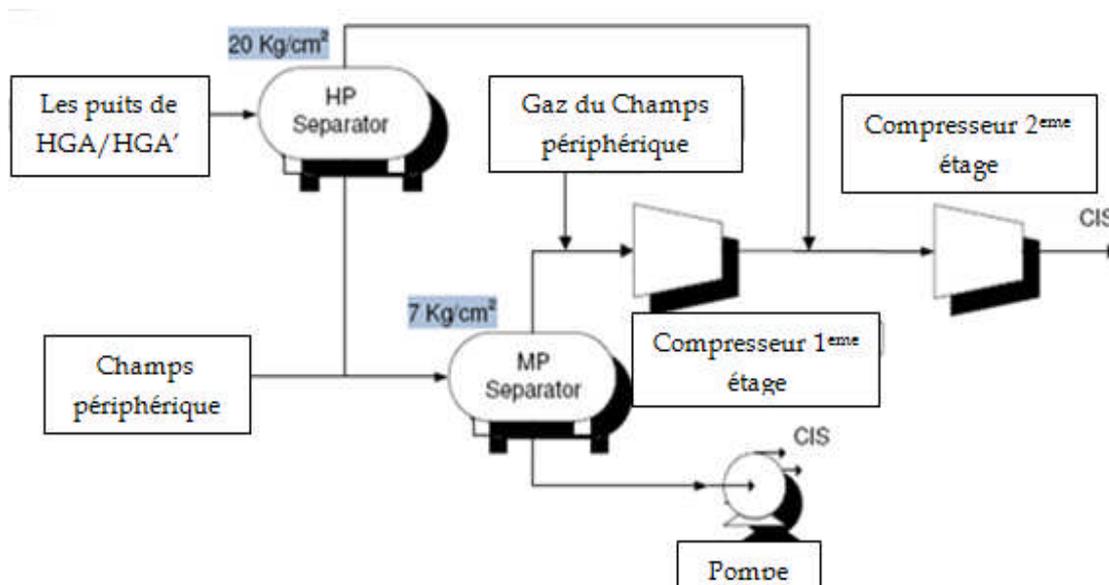


Figure VII-9 : Les installations à HGA.

Le premier avantage de ce scénario, est que l'huile et le gaz sont transportés séparément de HTFW à HGA, ainsi on réduit les risques d'instabilité de l'écoulement, en plus la production des puits de HGA' et HGA est séparé à HGA, ce qui réduit la charge sur W2A.

La séparation de la production de la périphérie est transportée à une pression de 10 kg/cm². Les résultats montrent qu'il n'y a pas de condition sur les pompes à HTFW puisque la pression de l'huile requise pour être transportée est de 8.6 kg/cm². Et pour le transport de gaz une pression de 9.1 kg/cm² est exigée.

En pratique, la pression du séparateur de HTFW est dictée par les pertes de charges. Un avantage de cette installation, est qu'un fluide monophasique au lieu de multiphasique est transporté de HTFW à HGA (une distance de 12 Km), ce qui soulève le risque d'instabilité.

Deux compresseurs sont exigés à HGA. Le compresseur moyenne pression exige 825 KW et le compresseur HP exige 2142 KW en 2026.

La pression de tête minimale de puits T22 de la périphérie est de 20.9kg/cm² en 2026.

→ Contraintes :

- Séparateur W2A 11-12 Kg/cm²
- Séparateur HGA HP 18-20 Kg/cm²
- Séparateur HGA MP 7 Kg/cm²
- Séparateur HTFW 10-15 Kg/cm²

Tableau VII-2 : Résumé des pressions du scénario 2.

Manifold	W2A		W2A'		HGA		HTFW		HTF		HDZ		HTF5		puits		
	In	Out	In	Out	In	Out	In	Out	In	Out	In	Out	In	Out	Nom	P (Kg/cm ²)	Q _{oil} (m ³ /jour)
Année 2026																	
P (Kg/cm ²)	15.4	15.4	16.4	16.4	7.0	18.7	10.0	8.6	14.6	14.6	16.8	16.8	18.2	18.2	T22	20.9	83.7

Les implications de ce scénario :

- Risque d'instabilité le long de la conduite de HDZ à HTFW.
- Le séparateur et le compresseur existant à W2A nécessitent des améliorations en 2026.

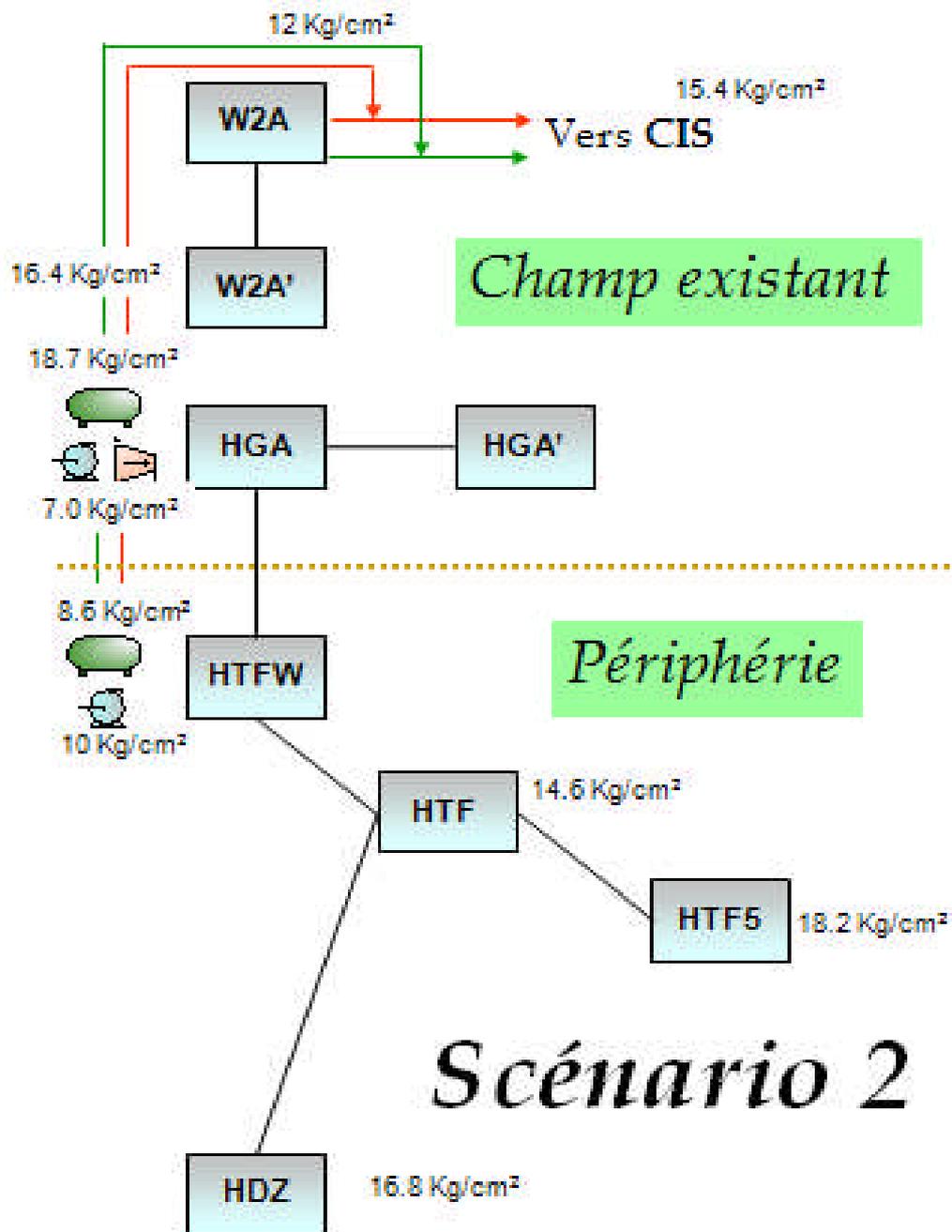


Figure VII-10 : Schéma représentatif du scénario S2.

V. Comparaison entre les deux scénarios

1. Potentiel maximal pour chaque scénario

Le calendrier de forage a été conçu pour atteindre un plateau de 5918 m³/jour pour 2026. Les figures VII-11, VII-12 montrent le total de taux du gaz et de l'huile de la périphérie pour chaque scénario.

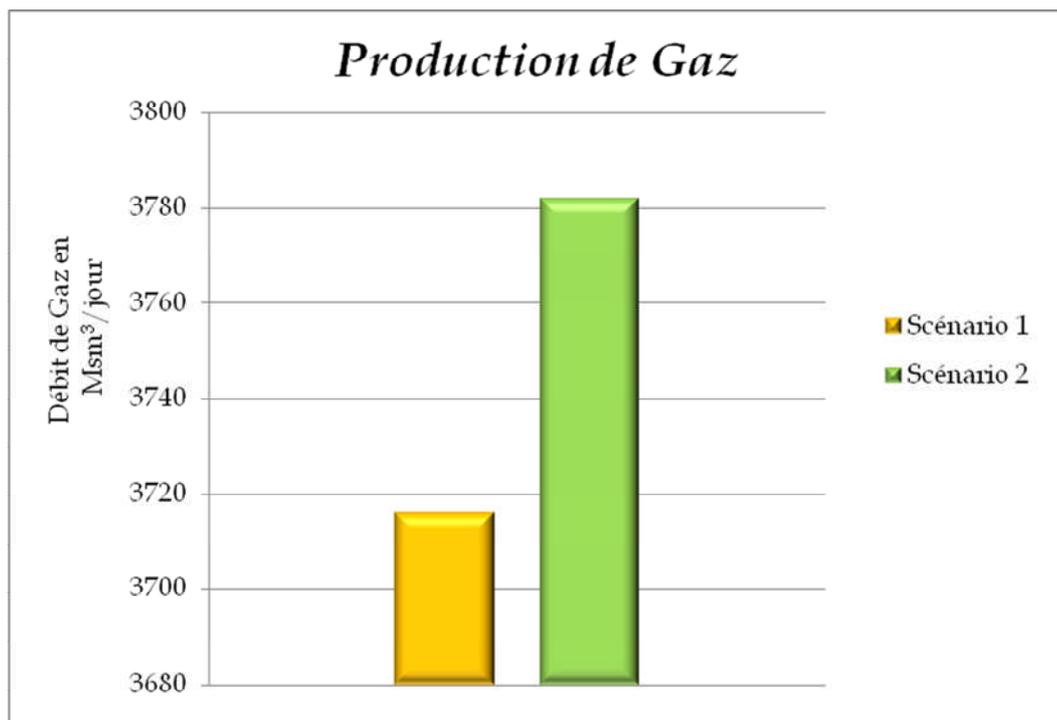


Figure VII-11 : Taux de production de Gaz de la périphérie pour les deux Scénarios.

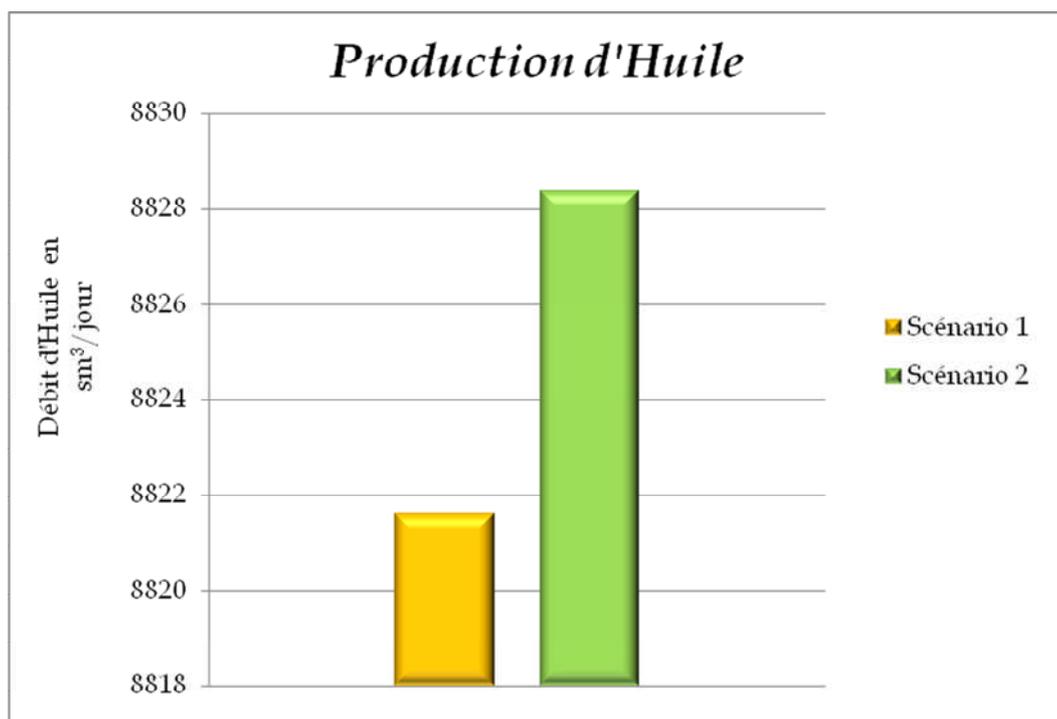


Figure VII-12 : Taux de production de l'huile de la périphérie pour les deux Scénarios.

Nous voyons bien d'après ces deux figures que la production de l'huile dans le deuxième scénario est bien supérieure à celle du premier scénario.

2. Variation de pression le long de réseau de collecte

Dans le graphe ci dessous, nous montrons que le scénario 1 exige des pressions importantes pour ramener la production des champs périphérique au CIS, alors que le scénario 2 la plus grande pression exigée est de 18.2 Kg/cm².

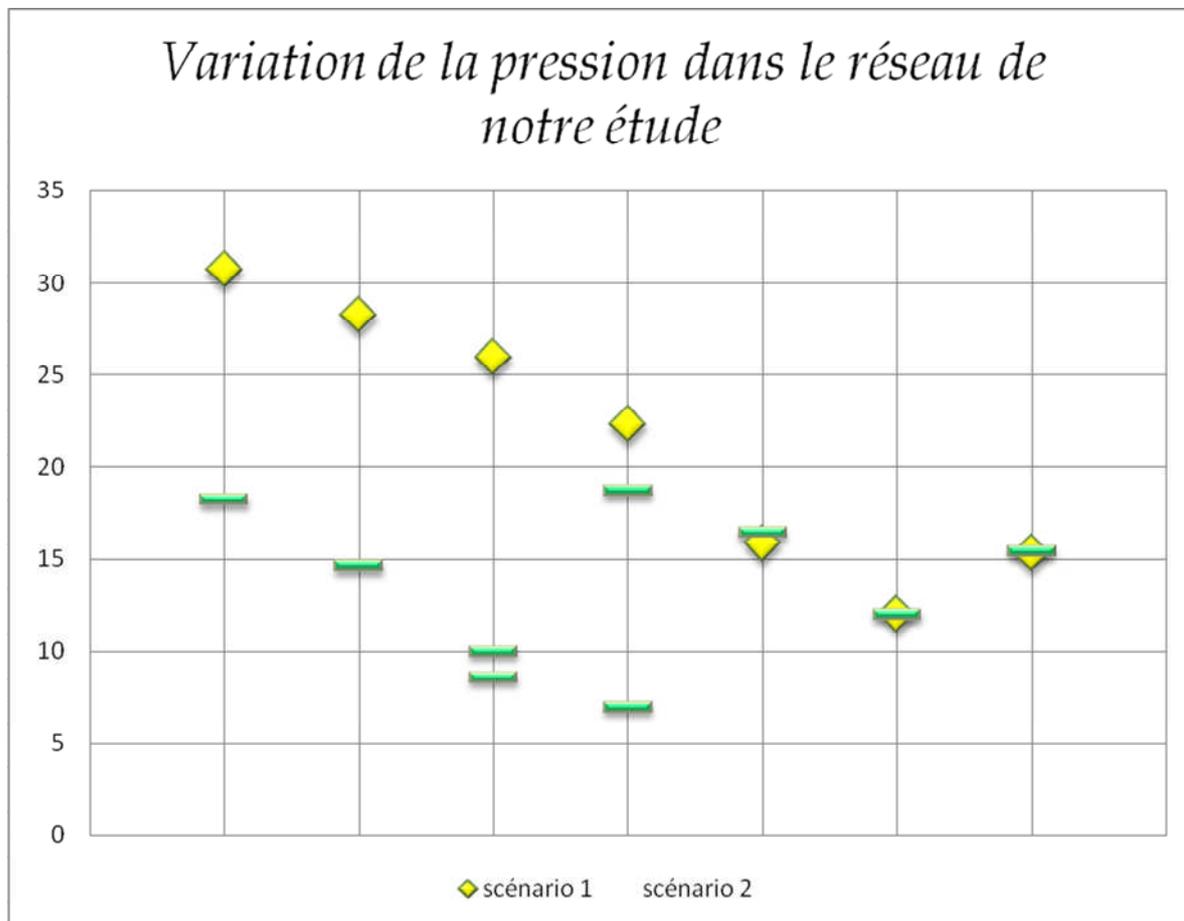


Figure VII-13 : Variation de pression.

3. Pression du manifold et pression de tête de puits

Les deux scénarios ont un impact différent sur la pression de tête de puits minimale qui peut être atteinte dans les champs périphériques. Une pression minimum élevée de la tête de puits limite la production des puits ce qui implique que des puits supplémentaires nécessitent d'être forés pour répondre aux taux de production requis.

D'après la figure VII-14, nous voyons clairement que la pression minimale est plus élevée dans le premier scénario que dans le deuxième scénario.

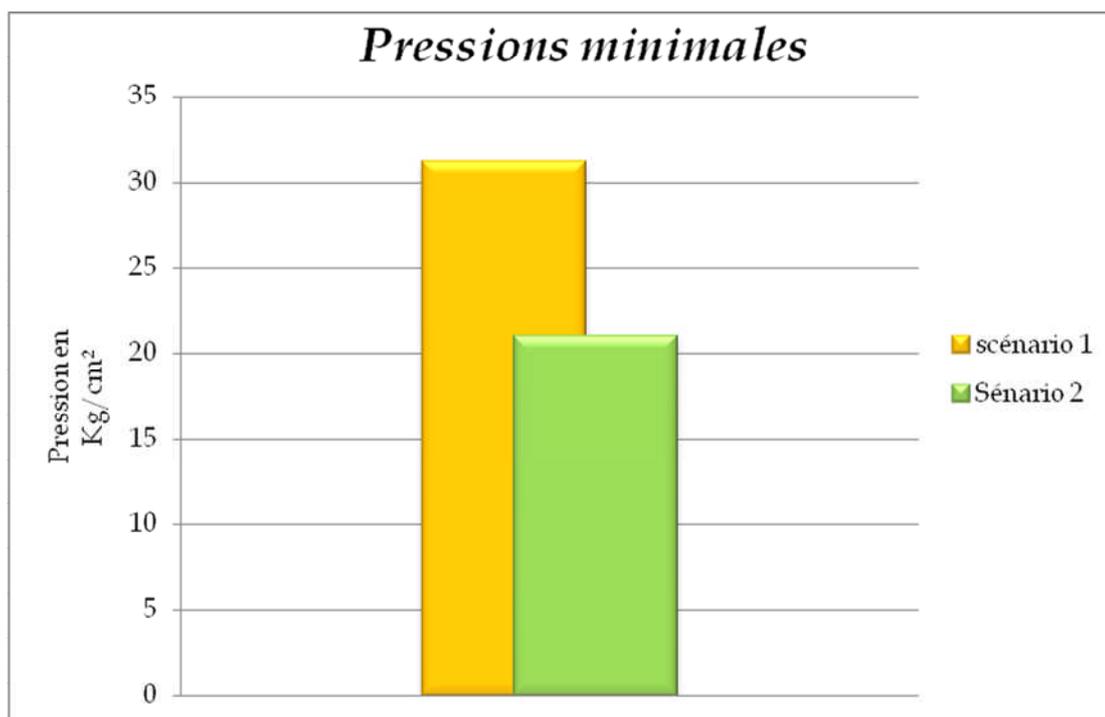


Figure VII-14 : La pression minimale des têtes de puits.

4. L'analyse de chaque scénario

Scénario	Avantages	Inconvénients
Scénario 1 Toute la production va vers W2A	<ul style="list-style-type: none"> • Moins d'équipement pour entretenir les zones éloignées. 	<ul style="list-style-type: none"> • Un soutien rapide doit se faire pour les installations de W2A. • Une pression de tête relativement grande dans la zone périphérique. • Risque d'instabilité d'écoulement le long de la conduite de HTFW à W2A.
Scénario 2 Séparation et pompage à HTFW avec des installations et compression à HGA	<ul style="list-style-type: none"> • La production est traitée à HGA - afin de réduire la charge sur W2A. • Une pression de tête relativement faible. • Un fluide monophasique s'écoule dans la conduite de HTFW à W2A. • Moins de puissance requise pour le compresseur. 	<ul style="list-style-type: none"> • Il faudra améliorer W2A d'ici 2026.

5. Impact sur W2A

Les deux scénarios aboutissent à une capacité de traitement des gaz à W2A qui dépasse la capacité de W2A en 2026. Et cela est dû au fait que la quantité de gaz produite par la périphérie n'est pas prise en compte. La quantité totale de gaz prévue pour ces puits pour 2026 est $2,29 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ et la capacité maximale du séparateur est de l'ordre de $1,95 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$ et la capacité de compresseur est d'environ $1,7-1,8 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$.

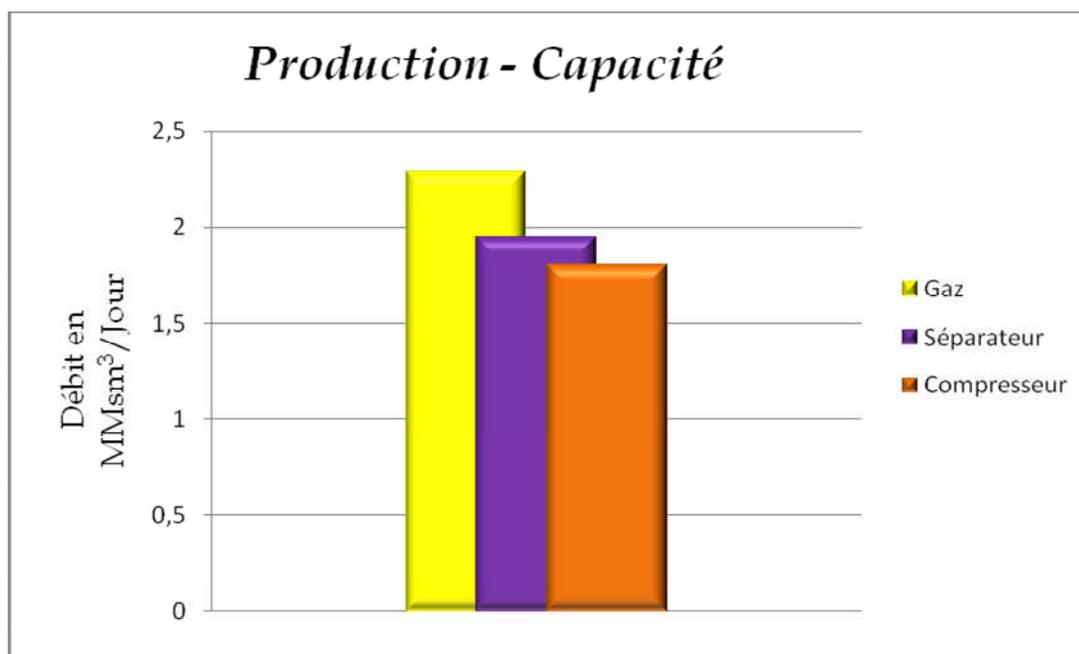


Figure VII-15 : Différence entre la production de Gaz et la capacité du séparateur et du compresseur.

De plus, l'ajout de gaz provenant du puits HGA (environ $1,1 \cdot 10^6 \text{ m}^3/\text{jour}$) signifie que le problème sera encore aggravé. Si, toutefois, la production de HGA n'arrive pas à être transporté vers W2A, alors une option est disponible c'est de boucher les puits de W2A' et W2A à un fort GOR pour rester dans la capacité de W2A. Les résultats de ces travaux indiquent que la perte de production de pétrole en 2026 serait de l'ordre de $125-150 \text{ m}^3/\text{jour}$.

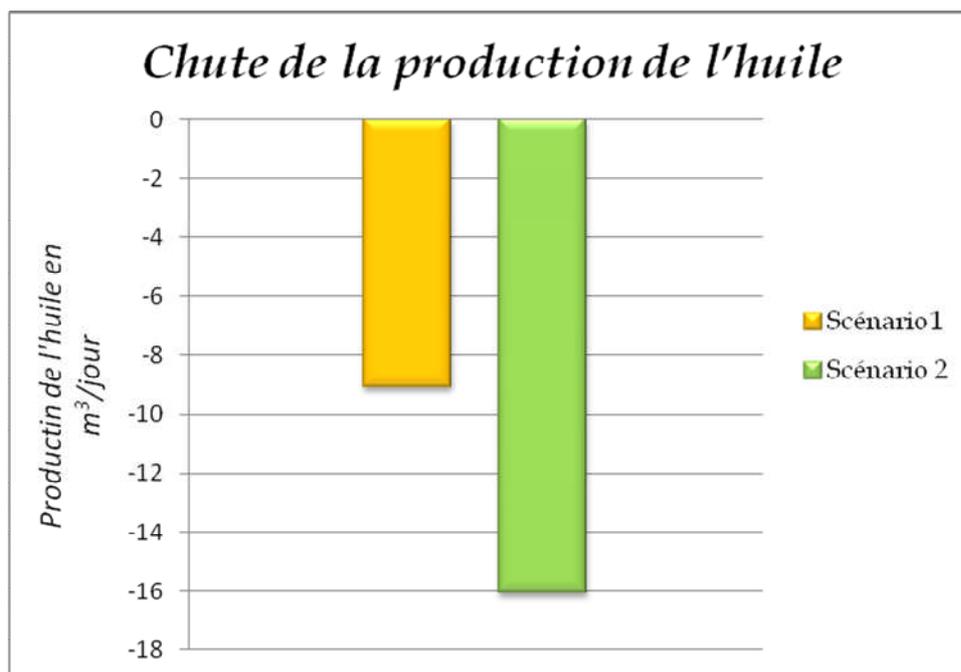


Figure VII-16 : Chute de la production de l'huile dans W2A en 2026.

VI. Le choix du Scénario

Après l'étude que nous venons de voir, il est possible de choisir entre les deux scénarios, et pour cela nous avons basé sur certains critères :

Les critères du choix du scénario

Pour choisir le meilleur scénario, entre les deux, on a pris en considération plusieurs critères, on cite :

- Eviter le cas où l'obligation de changer ou rajouter des équipements en W2A se manifeste.
- Diminuer le potentiel de débit pour la stabilité des écoulements multiphasique dans les conduites.
- Eviter le cas où des équipements de surfaces mobiles seront exigés.
- Atteindre le max de la production potentiel dans les puits éloignés.
- Toute la production doit arriver à la destination finale Centre Industriel Sud (CIS).

Le scénario recommandé c'est le scénario 2. . Il vérifie presque tous les critères cités ci-dessus, et il offre la flexibilité d'améliorer avec l'installation des équipements mobiles dans le cas où l'instabilité de l'écoulement est rencontrée dans le collecteur (HTZ vers HTF5).

Un schéma représentatif montre les emplacements des séparateurs, compresseurs et pompes, à HTFW et HGA.

Scénario 2

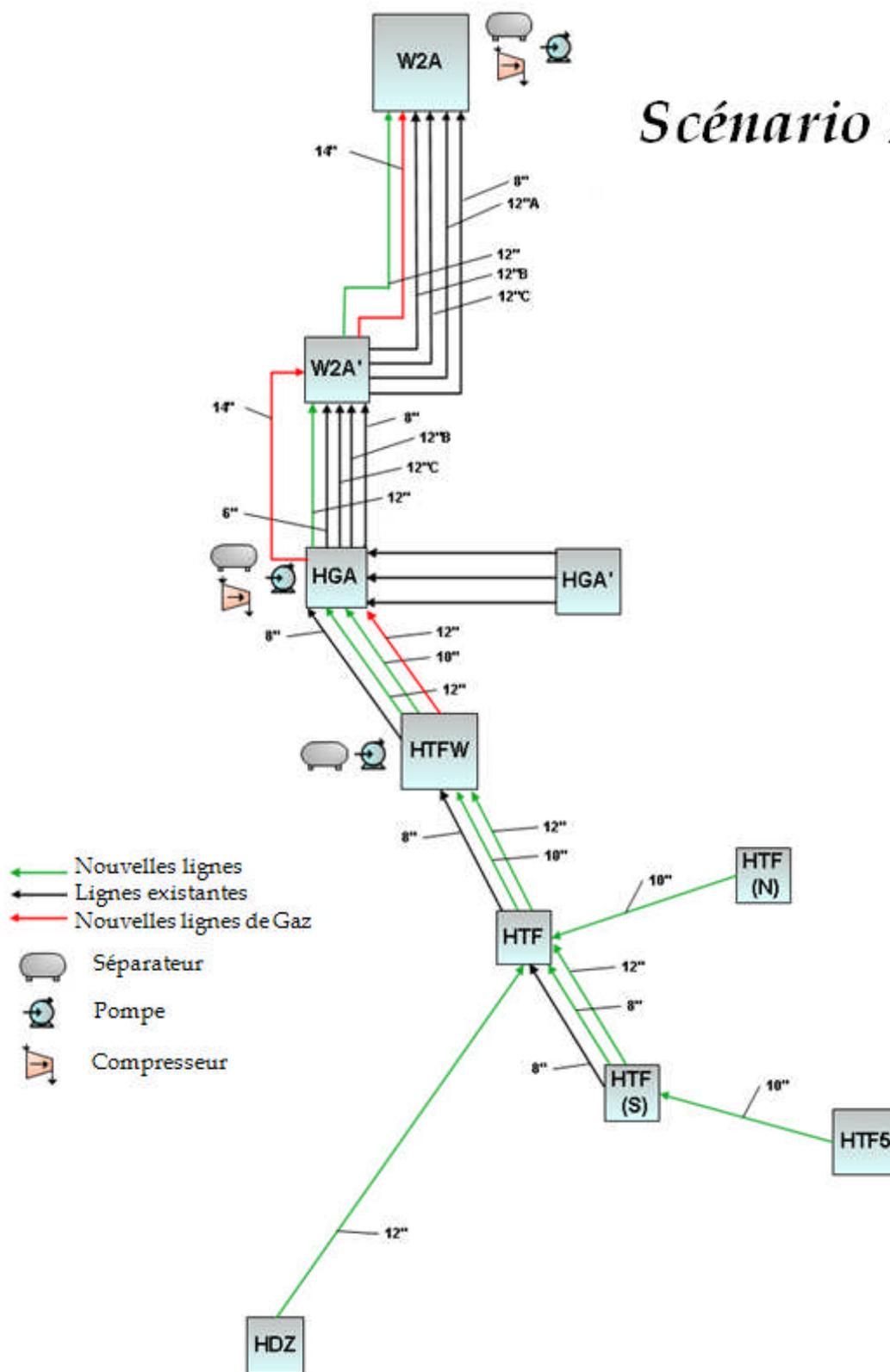


Figure VII-17 : Schéma représentatif du Scénario 2.

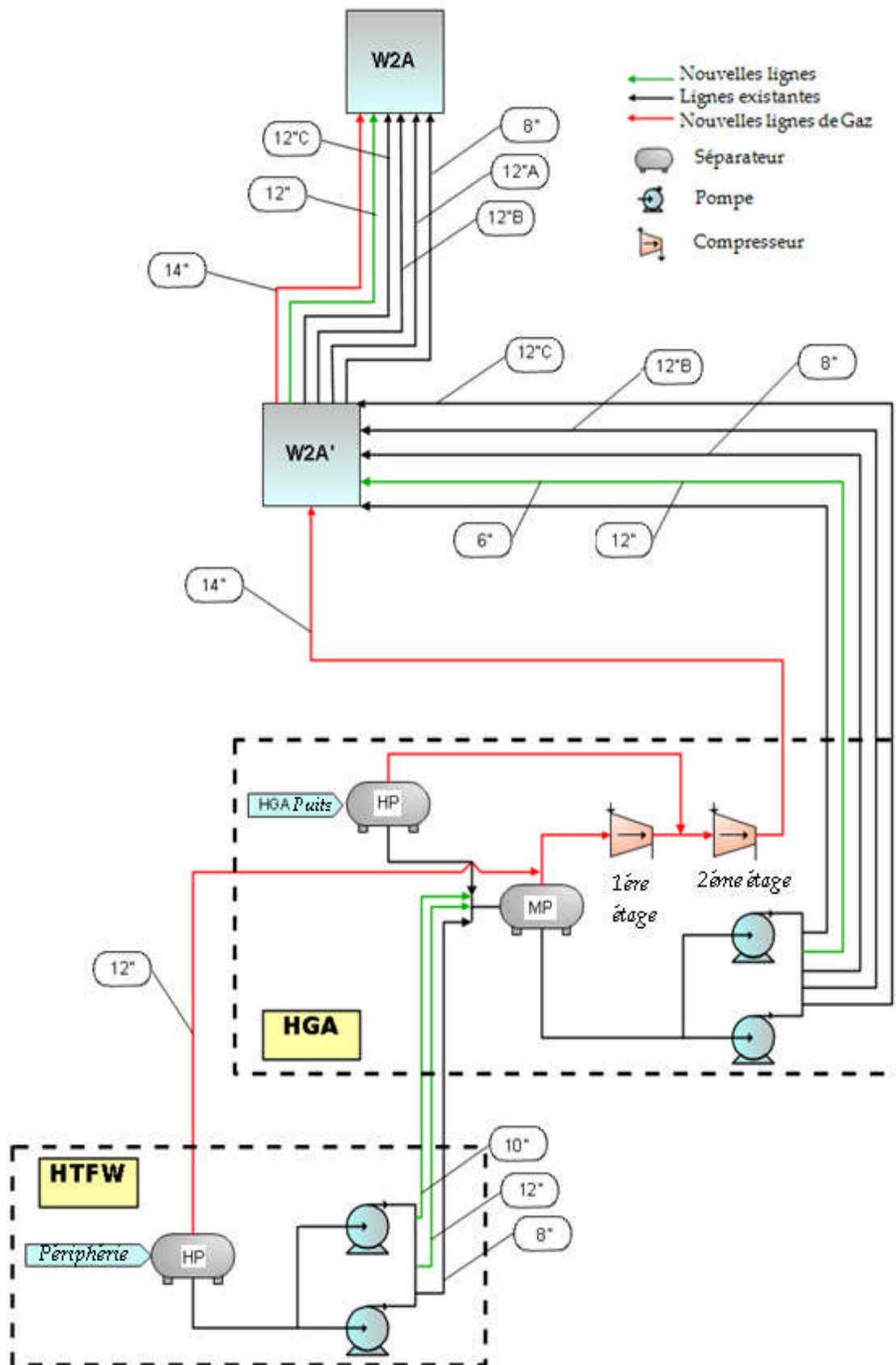
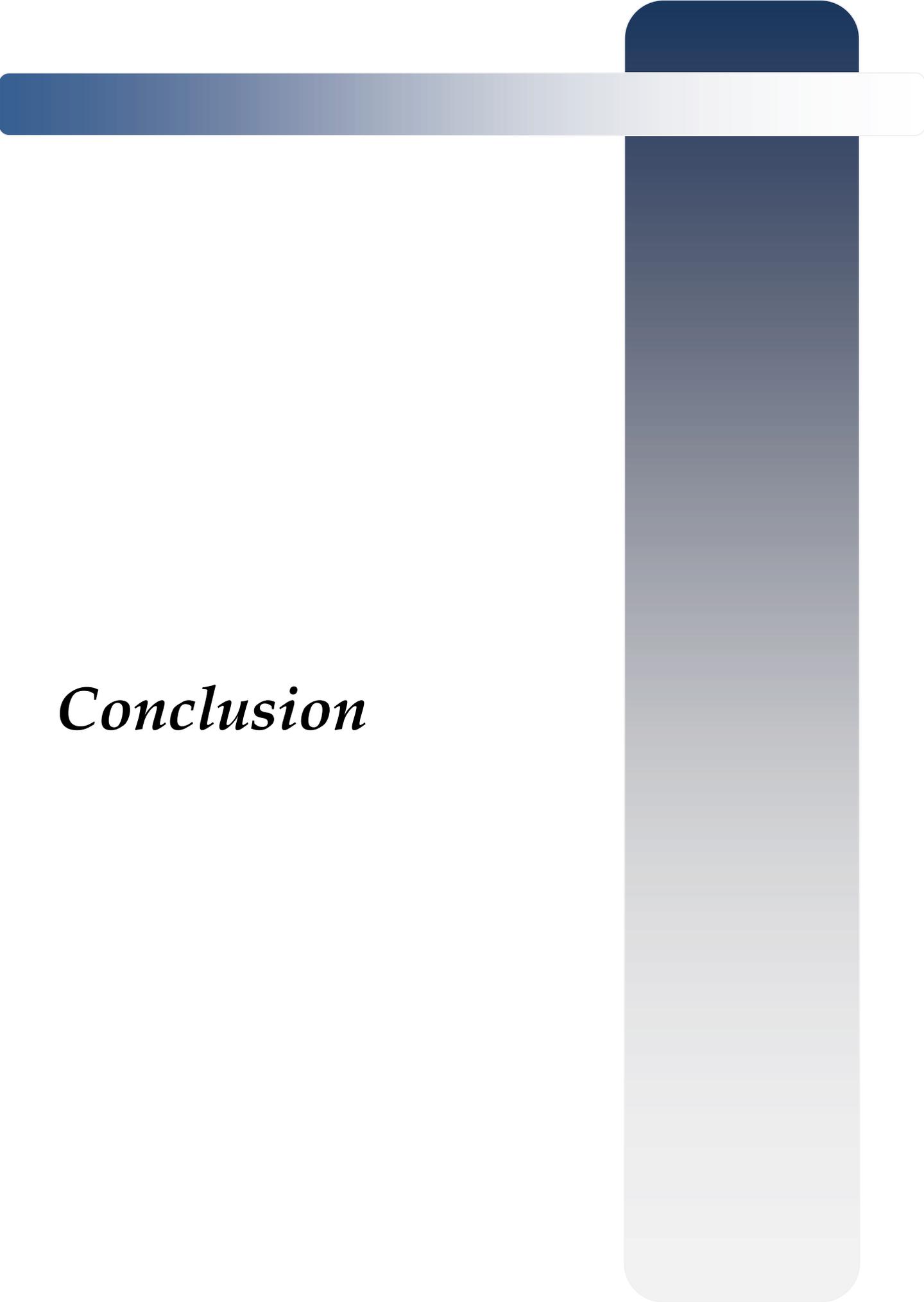


Figure VII-18 : Schéma plus détaillé des installations et des équipements du Scénario 2.



Conclusion

Conclusion

Pour aboutir à un modèle de réseau de collecte fiable, il faut prendre en compte plusieurs paramètres :

- Les objectifs : il faut toujours avant de commencer une étude ; déterminer les objectifs à atteindre.
- Bien connaître le réseau : il faut prendre en considération le réseau existant et les problèmes qui peuvent survenir après une longue durée d'exploitation et définir les points faibles du réseau.
- Les données : il faut des données fiables et journalières mesurées pour déterminer une période où le réseau est stable pour pouvoir caler le modèle et mener à bien l'étude.
- Les outils : des logiciels conçu pour faciliter et minimiser le risque d'erreur de calcul si on compare avec une équipe qui ferait les calculs à la main sans oublier le gain de temps que nous fournissent ces outils.
- Les contraintes : elles définissent les scénarios et les solutions des problèmes posés afin d'atteindre les objectifs.

Durant l'étude que nous avons effectuée, nous avons rencontré des problèmes dans le calage du modèle, plus précisément dans les deux conduites entre Hassi Terfa West [HTFW] et Hassi Guettar [HGA] et entre les deux manifolds W2A et W2A' où le facteur D calibré était inférieur à 1 et cela traduit qu'il y a une grande différence entre les données mesurées et les résultats calculés par le modèle et cela revient à l'hypothèse posée au départ : l'écoulement est en état d'équilibre.

Cette hypothèse imposée par les logiciels disponibles, permet d'approcher la réalité tout en facilitant les calculs ; nous signalons que d'autres logiciels qui prennent en considération les écoulements dynamiques (transitoires) existent sur le marché.

Toujours est-il que notre modèle est fiable, et nous donne des résultats satisfaisants.



Bibliographie

Bibliographie

1. Sidoro, N., 1982. « forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz », Edition MIR, Pages : 384.
2. D'après l'article de CNUCED (Conférence des Nations Unies sur le commerce).
3. D'après l'article de l'Institut Français de pétrole, 2001, NUMÉRO 52 ,3^{eme} TRIMESTRE.
4. Pomerol, C. et Renard, M., 1999. « Eléments de Géologie », Edition Masson, CNUCED.
5. Mailhe, L., 1974. « cours de production TOME XIII, collecte-traitement-stockage », Edition Technip, Pages : 198.
6. Ruhland, Thouvenin., 1971. « structure, fracturation du champ de Hassi-Messaoud », Edition Technip, Paris.
7. Perfetti, E., 2006. « Modélisation des propriétés PVTX des fluides du système H₂O-gaz prenant en compte l'association par liaisons hydrogènes et les interactions dipolaires », Thèse de Docteur de l'Université Henri Poincaré, Nancy-I en Géosciences, Pages : 220.
8. Mokraoui, S., 2006. « Mesures et Modélisation des Solubilités Mutuelles dans les Systèmes Aqueux Hydrocarbures », Thèse de docteur, Ecole des Mines de Paris, Spécialité "Génie des Procédés".
9. Abdalla, M., 2004. "Development and testing of an artificial neural network model for predicting bottomhole pressure in multiphase flow", Master of science degree, KING FAHD UNIVERSITY OF PETROLEUM AND MINERALS Dhahran-Saudi Arabia, Pages: 208.
10. Mack.Shippen, E., 2004. "The modeling of multiphase systems under Steady state an transit conditions", PSIG 0403, California.
11. Bharath, R., May 18, 1998. "Multiphase Flow Models Range of Applicability", Subject Matter Authority, Texas.
12. Kermit. Brown, E., 1980. "The technology of artificial lift methods", PennWell Publishing Company, pages: 720.
13. Assael, M., L., 1996. "Thermophysical Properties of Fluids", Imperial College Press.

Webographie

1. <http://www.planete-energies.com/contenu/petrole-gaz/transport-petrole.htm>.
2. <http://www.sciences.univ-nantes.fr/physique/perso/aloui/dea-diphastique/chap5dea/ch5-dea.htm>.

