

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique  
Département d'hydraulique



Mémoire de projet de fin d'études pour l'obtention du  
diplôme d'ingénieur d'état en hydraulique

## Thème

---

### **Pompes multiphasiques comme alternative à la séparation conventionnelle combinée au pompage et à la compression**

---

Réalisé par :

Nazim Tahar **CHABANE CHAOUCH**

Encadré par :

**M. S. BENZIADA** (ENP)  
**M. T. NECHEM** (SH)

Jury composé de:

**M. A. BILEK** (Président de jury)  
**Mme. S. BENMAMAR** (Examinateur)  
**M. N. NEBBACHE** (Examinateur)

Promotion 2013

## ملخص:

إنّ مرافق علاج البترول تستحقّ قيمة ضغط معيّنة للعمل. هذه القيمة قد يوفّرها الخزان لمُدّة معيّنة، أو بواسطة نظام الضخّ في حالة تواجد الحقل على مسافة هامة من مركز العلاج (ضياح الصّغط أثناء النّقل) أو في حالة انخفاض ضغط الخزان الطّبيعي. علما بأنّ إنتاج البترول يكون مرفقا بكمّيات من الماء والغاز، قد يمكن التّفريق ما بين مختلف منتجات آبار البترول بالقرب منهم تمّ نقل البترول بواسطة مضخّة في أنبوب خاص بالسّوائل و نقل الغاز في أنبوب آخر بواسطة ضاغط كهروميكانيكي أو استعمال مضخّة خاصّة بضخّ مزيج يحتوي على سوائل و غازات في دفعة واحدة و عبر أنبوب واحد حتّى مركز العلاج.

الهدف المراد الوصول إليه هو مساعدة المسيرين في الاختيار ما بين التّفريق المسبق و استعمال مضخّة عادية و ضاغط أو استعمال مضخّة قابلة بضخّ مزيج من السّوائل والغازات و هذا من حيث الجانب التّقني و الاقتصادي.

**كلمات مفتاحية:** مضخّة متعدّدة الموائع، مفرّق، ضاغط، بترول.

## Résumé:

Les installations de traitement du brut nécessitent une pression minimale de service à leur point d'entrée. Cette pression peut être fournie par le réservoir pendant un temps, et au moyen de systèmes de pompage si le champ de captage se trouve relativement éloigné du centre de traitement (pertes de charges importantes) ou lors du déclin de la pression de réservoir. Sachant que la production de brut est très souvent accompagnée d'eau et de gaz (écoulement multiphasique), il s'offre à nous le choix d'effectuer une séparation préalable puis d'augmenter la pression à l'aide de pompes pour les liquides et de compresseurs pour le gaz en utilisant deux pipes distincts pour l'expédition ou, l'installation de pompes multiphasiques qui expédieraient la production du puits telle quelle à travers un seul et même pipe jusqu'à l'usine de traitement.

Le but à atteindre sera d'aider le décideur à choisir la meilleure option du point de vue technique et économique entre l'emploi de pompes multiphasiques et l'utilisation d'une pompe monophasique ainsi qu'un compresseur après séparation, et ce pour différents scénarii.

**Mots clefs :** pompe multiphasique, séparateur, compresseur, pétrole.

## Abstract:

The petroleum processing facilities ask for a minimal operating input pressure. The reservoir may supply this pressure for a while or, with boosting facilities in case of a remote field (important pressure losses) or reservoir pressure drop. As we know, oil production is a mixture of oil, water and gas (multiphase flow), in order to collect this production from the field to the processing facilities, we have the choice to segregate the flow components and then increase the pressure by pumping the liquids and compressing the gas to send them through two different pipes or, using a multiphase pump that is able to send the well production as it is, through one pipe.

The aim to achieve is to help the decision maker to choose the best option on both technical and economical sides between the use of a multiphase pump and a separation vessel with a classical pump and a compressor.

**Key words:** multiphase pump, separator, compressor, oil.

# *Dédicace*

*Je dédie ce travail à Mélissa.*

# **REMERCIEMENTS**

*Je voudrai tout d'abord remercier mes parents pour toute l'aide qu'ils m'ont apportée.*

*Je remercie aussi M. KEBLI et M. BAHLOUL, tous deux enseignants du département des sciences fondamentales, ainsi que ceux du département d'hydraulique, à savoir Mme. MOHABEDDINE, Mme. BENMAMAR, M. BILEK, M. BENZIADA et M. BERKANI pour leur dévouement et leur abnégation.*

*Mes remerciements vont également à tout le personnel de la SONATRACH qui a contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce mémoire de fin d'étude.*

*Je remercie Oussama, Azzedine, Walid, Aadnane, Ryad, Omar, Nassim, Chouaib, Zaki, Hammou, Djimi, Nanou et Zineb pour leur soutien.*

*Merci à Célia d'avoir fait spécialement le déplacement pour m'encourager.*

*Sans oublier bien sûr « Ami SALAH », le bibliothécaire qui aura marqué chacun d'entre nous par l'attention qu'il porte aux étudiants. Un grand merci à lui.*

*Merci, enfin, aux membres du jury d'avoir accepté de venir juger ce travail.*

## Nomenclature

$J_s$ : Pertes de charge singulières	(m)
$J_l$ : Pertes de charge linéaires	(m)
$E_M$ : Energie mécanique	(J)
$E_P$ : Energie potentielle	(J)
$E_C$ : Energie cinétique	(J)
$W_{FF}$ : Travail des forces de frottement	(J)
$D$ : Diamètre de la conduite	(mm)
$Q$ : Débit volumétrique	(m <sup>3</sup> /s)
$H_L$ : Taux d'accumulation des liquides	
$H_G$ : Taux d'accumulation des gaz	
$J_L$ : Vitesse débitante du liquide	(m/s)
$J_G$ : Vitesse débitante du gaz	(m/s)
$J_T$ : Vitesse débitante totale	(m/s)
GOR (Gas to Oil Ratio) : Quotient entre le volume de gaz et celui de l'huile dans l'écoulement	(%)
WCT (Water Cut) : Pourcentage d'eau contenu dans le fluide produit	(%)
CPF (Central Processing Facilities) : Installations de traitement	

## Symboles grecs

$\rho$ : Masse volumique du fluide
$\mu$ : Viscosité dynamique du fluide
$\nu$ : Viscosité cinématique du fluide
$\sigma$ : Tension superficielle du fluide
$\lambda$ : Coefficient de perte de charge
$\alpha$ : Taux de vide
$\tau$ : Coefficient de frottement de la paroi

## Table des matières

<b>Introduction générale</b> .....	13
<b>Présentation de la structure d'accueil et de la problématique</b> .....	16
1. Introduction .....	17
2. Présentation de la structure d'accueil .....	17
2.1. Présentation de l'entreprise.....	17
2.2. Présentation de l'activité AMONT .....	24
2.3. Présentation de la division de Petroleum Engineering and Development PED .....	28
2.4. Présentation de la Direction Technique de Production.....	28
3. Problématique.....	29
<b>Chapitre I: Génération des hydrocarbures</b> .....	30
I.1. Introduction .....	31
I.2. Généralités.....	31
I.3. Les roches mères .....	31
I.3.1. Génération du pétrole .....	31
I.3.2. Analyse des roches mères.....	32
I.4. Migration des hydrocarbures.....	33
I.5. Les roches réservoirs .....	35
I.5.1. Présentation .....	35
I.5.2. Méthode d'exploration .....	36
I.5.3. Caractérisation et méthodes d'investigation.....	38
I.5.3.1. la géophysique du réservoir .....	38
I.5.3.2. Description géologique du réservoir.....	39
I.5.3.3. Reservoir engineering .....	40
I.6. Exploitation du réservoir .....	41
I.6.1. Opérations de forage.....	41
I.6.2. Tiges de forage .....	42
I.6.3. Tête de forage .....	42
I.6.4. Boues de forage .....	43
I.7. Conclusion.....	43

<b>Chapitre II: Installations de surface</b> .....	44
II.1. Introduction.....	45
II.2. Tête de puits.....	45
II.3. Manifold.....	47
II.4. Séparation .....	47
II.5. Pompe .....	50
II.5.1. Définition d'une pompe et classification : .....	50
II.5.2. Caractéristiques .....	51
II.5.3. Problème de cavitation :.....	53
II.5.3.1. Notion de tension de vapeur : .....	53
II.5.4. Pompe multiphasique .....	53
II.5.4.1. Types de pompes multiphasiques .....	55
II.6. Compresseur .....	60
II.7. Conclusion .....	61
<b>Chapitre III: Écoulements et mise en équations</b> .....	62
III.1. Introduction .....	63
III.2. Ecoulement monophasique.....	63
III.2.1. Fluides et caractéristiques.....	63
III.2.1.1. Notion de fluide.....	63
III.2.1.2. Fluide parfait .....	63
III.2.1.3. Fluide réel :.....	64
III.2.1.4. Fluide incompressible .....	64
III.2.1.5. Fluide compressible.....	64
III.2.2. Ecoulement d'un fluide réel incompressible.....	64
III.2.2.1. Viscosité .....	64
III.2.2.2. Régimes d'écoulement .....	65
III. 2.2.3. Perte de charge .....	67
III.2.3. Ecoulement d'un fluide compressible (cas de l'écoulement d'un gaz dans une conduite cylindrique) .....	71
III.3. Ecoulement multiphasique .....	77
III.3.1. Introduction.....	77
III.3.2. Classification des écoulements .....	77
III.3.3. Les régimes d'écoulements .....	78
III.3.4. Principaux paramètres d'un écoulement multiphasique.....	80

III.3.5. Variables agissant sur les transitions entre les types d'écoulement.....	82
III.3.6. Corrélation de Beggs& Brill .....	89
III.3.6.1. Présentation et justification de l'utilisation du modèle de Beggs & Brill .....	89
III.3.6.2. Expérience:.....	90
III.3.6.3. Application à un écoulement .....	90
III.4. Conclusion.....	94
<b>Chapitre IV: Logiciel .....</b>	<b>95</b>
IV.1. Introduction .....	96
IV.2. Présentation de Reo .....	96
IV.3. Espace de travail.....	97
IV.4. Mécanisme de résolution et d'optimisation de ReO .....	99
IV.4.1. Programmation linéaire .....	99
IV.4.2. Résolution et optimisation.....	99
IV.4.3. Démarche.....	100
IV.5. Conclusion:.....	101
<b>Chapitre V: Données .....</b>	<b>102</b>
V.1. Introduction .....	103
V.2. Explications, informations et chiffres.....	103
V.2.1. Données sur XXA .....	103
V.2.2. Données sur XXB : .....	104
V.2.3. Données satellitaires .....	105
V.2.4. Cout des conduites .....	105
V.3. Conclusion.....	105
<b>Chapitre VI: Modélisation et Résolution du Cas pratique.....</b>	<b>106</b>
VI.1. Introduction .....	107
VI.2. Optimisation.....	107
VI.2.1. Démarche mathématique .....	107
VI.2.1.1. Fonction objective .....	107
VI.2.1.2. Convergence.....	109
VI.2.2. Application .....	109
VI.2.2.1. Partie Excel .....	109
VI.2.2.2. Partie Solver.....	110



VI.3. Tracé en plan et profil en long du collecteur.....	111
VI.4. ReO.....	113
VI.4.1. Procédure .....	113
VI.4.1.1. Première étape: construction du schéma représentatif.....	113
VI.4.1.2. Deuxième étape: paramétrage des sources.....	114
VI.4.1.3. Troisième étape : représentation des collecteurs.....	115
VI.4.1.4. Quatrième étape : établissement des contraintes des équipements récepteurs.....	116
VI.4.1.5. Cinquième étape : lancement de l'optimisation .....	117
VI.4.1.6. Etape finale : récolte des résultats.....	117
VI.4.2. Résultats.....	118
VI.5. Conclusion.....	119
<b>Chapitre VII: Etude économique.....</b>	<b>120</b>
VII.1. Introduction.....	121
VII.2. Problématique .....	121
VII.3. Valeur actuelle nette (VAN) .....	122
VII.3.1. Définition .....	122
VII.3.2. Formule .....	122
VII.4. Investissements .....	123
VII.5. Coûts d'exploitation .....	123
VII.6. Calcul .....	124
VII.7. Conclusion .....	125
<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>126</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>128</b>
<b>Annexes.....</b>	<b>130</b>

## Liste des figures

Figure I.1. schéma représentant la porosité d'un milieu .....	31
Figure I.2. Etape de transformation des hydrocarbures.....	36
Figure I.3. Logging et son résultat sur un puits .....	37
Figure I.4. Organigramme de la gestion de réservoir .....	41
Figure II.1. Schéma d'un puits traversant les couches du sous-sol.....	45
Figure II.2. Tête de puits .....	46
Figure II.3. Manifold .....	47
Figure II.4. Schéma d'un séparateur .....	48
Figure II.5. Schéma de fonctionnement d'un séparateur .....	49
Figure II.6. Différence entre l'installation d'un séparateur et d'une pompe multiphasique .....	54
Figure II.7. Graphique démontrant l'accélération de la production par une pompe multiphasique .....	54
Figure II.8. Graphique démontrant l'augmentation de la production à l'aide d'une pompe multiphasique .....	55
Figure II.9. Roue d'une pompe hélico-centrifuge.....	56
Figure II.10. Différence entre une roue centrifuge et une roue hélicoïdale.....	57
Figure II.11. Pompe à cavité progressive .....	58
Figure II.12. Pompe à double vis.....	58
Figure II.13. Pompe à piston .....	59
Figure II.14. Schéma d'une pompe à diaphragme .....	60
Figure II.15. Graphique représentant l'utilisation de différents types dePMP dans le monde .	60
Figure II.16. Coupe dans un compresseur centrifuge multi-étages .....	61
Figure III.1. Schéma représentant le profil de vitesse de l'écoulementd'un fluide visqueux sur une paroi plane.....	65

Figure III.2. Photos de différents régimes d'écoulements mis en évidence par l'expérience de Reynolds .....	66
Figure III.3. Schéma d'une conduite cylindrique.....	68
Figure III.4. Abaque de Moody .....	71
Figure III.5. Schéma des différents régimes d'écoulements multiphasiques.....	79
Figure III.6. Régimes d'écoulements multiphasiques.....	83
Figure III.7. Cartes d'écoulements en conduite horizontale .....	84
Figure III.8. Cartes d'écoulement en conduite verticale ascendante .....	85
Figure III.9. Régimes observés en écoulement vertical ascendant.....	86
Figure III.10. Schéma de la mesure par PIV .....	88
Figure III.11. Schéma de la mesure par film chaud.....	89
Figure IV.1. Espace de travail sous ReO.....	97
Figure IV.2. Fenêtre de paramétrage du type de fluide.....	98
Figure IV.3. Paramétrage des organes du réseau.....	98
Figure IV.4. Linéarisation d'équations de modèles non linéaires .....	101
Figure VI.1. Tracé en plan du collecteur et profil en long du terrain .....	111
Figure VI.2. Profil en long du collecteur.....	112
Figure VI.3. Schéma du réseau utilisant une PMP sous ReO.....	113
Figure VI.4. Schéma du réseau utilisant un séparateur sous ReO.....	114
Figure VI.5. Paramétrage des sources sous Reo .....	114
Figure VI.6. Schéma du collecteur sous ReO .....	115
Figure VI.7. Paramétrage du collecteur sous ReO .....	116
Figure VI.8. Etablissement des contraintes sur les équipements de XXB .....	116
Figure VI.9. Détails de l'optimisation.....	117
Figure VI.10. Résultats de l'optimisation d'une Pompe.....	117
Figure VII.1. Profil de production du champ de XXA.....	121

## Liste des tableaux

Tableau III.1. Coefficients servant au calcul du taux d'accumulation des liquides.....	92
Tableau III.2. Coefficients servants à l'ajustement.....	93
Tableau V.1. Informations sur la production de XXA .....	103
Tableau V.2.. Pressions minimales de service des équipements de XXB.....	104
Tableau V.3. Borderau des prix des conduites .....	105
Tableau VI.1. Tableau utilisé dans le calcul de la position optimale du manifold.....	110
Tableau VI.2. Résultats du dimensionnement .....	118
Tableau VII.1. Investissement du projet.....	123
Tableau VII.2. Charges d'exploitation du projet .....	124
Tableau VII.3. Résultats de l'analyse économique.....	125

# **Introduction Générale**

L'Algérie, vaste territoire se situant au nord de l'Afrique, est le plus grand pays du continent. S'étalant sur plus de 1900 kilomètres du nord au sud, la majeure partie de ses terres sont désertiques, ce qui se traduit par un manque évident de terres arables.

Devant une agriculture trop faible, l'État a accordé une priorité au développement de ses ressources minières et plus particulièrement des hydrocarbures pour renforcer son économie. L'Algérie devient ainsi le dixième (10<sup>ème</sup>) plus gros producteur de gaz et le dix-huitième (18<sup>ème</sup>) plus gros producteur de pétrole au monde.

Étant donné que les hydrocarbures sont devenus, depuis le siècle passé, la première source d'énergie dans le monde, le besoin de les trouver et de les exploiter n'est plus à prouver désormais. La demande ne cesse d'augmenter étant donné leur utilisation dans tous les domaines. Cette demande a eu pour effet d'entraîner le développement de nouvelles technologies permettant de puiser ces produits au-delà des barrières géologiques, techniques et climatiques.

Certes, des avancées technologiques majeures ont été réalisées et facilitent désormais l'accès à des ressources jusque-là inatteignables, sauf que les sommes d'argent investies pour la récupération des hydrocarbures peuvent être faramineuses comme c'est le cas pour les hydrocarbures dits non conventionnels où les quantités extraites ne permettent pas toujours d'avoir un bon retour sur investissement.

Une concurrence est donc née entre les compagnies de différentes nations qui se lancèrent dans une course au développement et à l'amélioration des méthodes d'extraction de pétrole et de gaz non conventionnels. Certains pays comme les États-Unis, la Grande Bretagne et la Norvège deviennent des leaders en la matière et vendent leurs techniques et outils à d'autres nations, ce qui a pour effet de rendre dépendants beaucoup de pays producteurs de pétrole moins avancés technologiquement. Paradoxalement, cette concurrence a servi les intérêts des pays producteurs et ce, en jouant un rôle majeur dans l'accroissement de la rentabilité des processus d'extraction complexes.

Pour gérer rationnellement ses réserves d'hydrocarbures et en optimiser la valorisation, l'État algérien a créé la société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures SONATRACH placée sous la tutelle du ministère de l'énergie et des mines.

Le défi qui a été assigné à SONATRACH est de développer des ressources humaines et de maîtriser les techniques et technologies lui permettant de répondre aux objectifs qui lui ont été fixés.

# **Présentation de la Structure d'Accueil et de la Problématique**



## 1. Introduction

C'est en 1956 que la France a découvert les champs pétrolifères de Hassi Messaoud et Edjeleh, deux régions du Sud algérien. Une coopération entre les deux pays a alors été établie pour mettre en valeur les hydrocarbures du Sahara. Avec la prise du pouvoir du président Boumediene en juillet 1965, une redéfinition des accords de cette coopération prévoyait un maintien des concessions existantes à la condition que la France accepte de réinvestir en Algérie 50 % des recettes tirées du pétrole algérien et qu'elle renforce son effort de prospection. Six années après ces négociations, l'Algérie décide de rompre sa convention avec la France car aucune découverte majeure n'est intervenue au Sahara. Donc, le 24 février 1971 fut la date où le pétrole algérien fut nationalisé.

## 2. Présentation de la structure d'accueil

### 2.1. Présentation de l'entreprise

SONATRACH est la plus importante compagnie d'hydrocarbures en Algérie et en Afrique. Elle intervient dans l'exploration, la production, le transport par canalisations, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Adoptant une stratégie de diversification, SONATRACH se développe dans les activités de génération électrique, d'énergies nouvelles et renouvelables, de dessalement d'eau de mer, de recherche et d'exploitation minière.

Poursuivant sa stratégie d'internationalisation, SONATRACH opère en Algérie et dans plusieurs régions du monde : en Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), en Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), en Amérique Latine (Pérou) et aux USA. Avec un chiffre d'affaires à l'exportation de près de 56,1 milliards de US\$ réalisé en 2010, SONATRACH est classée 1ère compagnie en Afrique et 12ème compagnie dans le monde. Elle est également 4ème exportateur mondial de GNL, 3ème exportateur mondial de GPL, et 5ème exportateur de Gaz Naturel.

Le schéma d'organisation de la macrostructure de SONATRACH s'articule autour des structures suivantes :

- la Direction Générale ;
- les Structures Opérationnelles ;

- les Structures Fonctionnelles.

Ces structures sont quant à elles présentées comme suit :

- **La Direction Générale**

- Le Président Directeur Général est assisté dans l'exercice de ses fonctions d'un Comité Exécutif.
- Le Président Directeur Général est également assisté d'un Directeur de Cabinet chargé de la coordination en matière de :
  - Elaboration et diffusion de la politique générale de la Société ;
  - Suivi des travaux relatifs aux dossiers spécifiques et à caractère stratégique de la Société ;
  - Conduite et gestion des audits du Groupe et suivi des opérations de contrôle financier externe ;
  - Développement des relations institutionnelles et internationales ;
  - Inspection et contrôle en matière de HSE ;
  - Sécurité interne d'établissement.
- Un Comité d'Ethique, chargé de veiller au respect des dispositions du Code d'Éthique et au renforcement des pratiques éthiques au sein de la Société, est rattaché à la Direction Générale.

- **Les Structures Opérationnelles**

Les Structures Opérationnelles sont organisées par Activités. Chaque Activité exerce ses métiers et développe son portefeuille d'affaires. Elle contribue également, par les métiers relevant de son domaine de compétences, au développement des activités internationales de la Société. On peut citer :

- **L'Activité Amont (AMT)**

L'Activité Amont couvre, notamment, les domaines opérationnels suivants :

- Prospection ;
- Recherche et Développement des hydrocarbures et des nouvelles technologies;
- Opérations ;
- Petroleum Engineering et Développement ;
- Engineering et Construction ;
- Production ;
- Forage.

- **L'Activité Transport par Canalisations (TRC)**

L'Activité Transport par Canalisations couvre, notamment, les domaines opérationnels suivants :

- Exploitation des ouvrages de transport des hydrocarbures et des installations portuaires ;
- Maintenance des ouvrages de transport des hydrocarbures et des installations portuaires ;
- Etudes et développement.

- **L'Activité Aval (AVL)**

L'Activité Aval couvre l'exploitation, notamment, dans les domaines opérationnels suivants :

- Raffinage du pétrole brut et du condensat ;
- Liquéfaction du Gaz Naturel ;
- Séparation des GPL;
- Etudes, développement et nouvelles technologies.

- **L'Activité Commercialisation (COM)**

L'Activité Commercialisation couvre, notamment, les domaines opérationnels suivants:

- Commercialisation extérieure du pétrole brut, des produits raffinés, des produits pétrochimiques, du condensat, des GPL, du GNL et du Gaz Naturel ;
- Importation des produits pétroliers et pétrochimiques selon la demande ;
- Commercialisation sur le Marché National des produits raffinés, du Gaz Naturel, des GPL ;
- Transport maritime des hydrocarbures.

➤ **Les Structures Fonctionnelles**

Les Structures Fonctionnelles ont pour rôle de :

- assurer l'élaboration et veiller à l'application des politiques et stratégies du Groupe ;
- planifier, fournir et coordonner la mise à disposition de l'expertise et l'appui aux différentes Activités Opérationnelles du Groupe ;
- s'affirmer en un centre d'excellence et d'expertise dans leurs domaines respectifs ;
- se constituer en centres d'information du Groupe et contribuer au reporting général du Groupe.

Les Structures Fonctionnelles sont organisées en huit Directions Coordination Groupe et en trois Directions Centrales.

- **La Direction Coordination Groupe Associations « AST »**

La Direction Coordination Groupe Associations assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Négociation des accords définissant les conditions d'exécution des contrats d'association avec les partenaires étrangers, conformément aux dispositions contractuelles et aux politiques et intérêts de la Société ;
- Gestion financière et comptable et suivi de l'exécution et de l'application des contrats d'association durant les différentes phases de leur mise en œuvre;
- Présidence des conseils de gestion et suivi de l'exécution des décisions prises par ces conseils et autres organes conjoints ;
- Consolidation, suivi et contrôle de l'exécution des plans annuels et à moyen terme ;
- Calcul et notification de la part de production et des revenus attribués aux partenaires étrangers dans le respect des dispositions contractuelles.

- **La Direction Coordination Groupe Pétrochimie « PEC »**

La Direction Coordination Groupe Pétrochimie assure, notamment, les fonctions suivantes :

- La maturation et le développement des projets pétrochimiques;
- L'exploitation des infrastructures pétrochimiques ;
- La commercialisation des produits pétrochimiques sur le Marché National ;
- L'importation et la vente en l'état des produits pétrochimiques sur le Marché National selon des programmes validés.
- La capitalisation, le développement et la valorisation de l'expérience et du savoir-faire technologique dans le domaine de la pétrochimie ;
- L'appui aux projets de la Société;
- L'information et du reporting général de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Finances « FIN »**

La Direction Coordination Groupe Finances assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Financement et ingénierie financière ;
- Contrôle de gestion opérationnelle, gestion prévisionnelle et budget de fonctionnement ;
- Contrôle et coordination de la comptabilité des structures comptables décentralisées et établissement du bilan de la Société et du bilan consolidé Groupe ;
- Contrôle de trésorerie ;
- Gestion et optimisation du portefeuille financier;
- Gestion des relations avec les banques d'affaires;
- Fiscalité ;
- Patrimoine ;
- Assurances du Groupe ;
- Suivi des opérations liées au contrôle légal assuré par les commissaires aux comptes.
- L'appui aux projets de la Société ;

- L'information et du reporting général de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Ressources Humaines « RHU »**

La Direction Coordination Groupe Ressources Humaines assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Développement et planification des ressources humaines;
- Organisation et mise en œuvre des formations spécialisées et diplômantes dans les différents domaines d'activités du secteur des hydrocarbures ;
- Perfectionnement et recyclage dans les différents domaines d'activité de la Société, du secteur de l'énergie et en particulier des hydrocarbures ;
- Gestion administrative du personnel du Siège ;
- Affaires sociales ;
- Médecine et hygiène au travail ;
- Réglementation et veille sociale ;
- Rémunération ;
- Communication et stratégie d'image.
- La définition et la mise en œuvre d'une politique d'investissement social au sein du Groupe
- L'appui aux projets de la Société ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Stratégie, Planification et Economie « SPE »**

La Direction Coordination Groupe Stratégie, Planification et Economie assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Stratégie, prospective et intelligence économique ;
- Planification ;
- Etudes économiques ;
- Organisation, systèmes et procédures.
- L'appui aux projets de la Société ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Filiales et Participations « FIP »**

La Direction Coordination Groupe Filiales et Participations assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Cohérence des objectifs du portefeuille de filiales et participations dans le cadre de la stratégie de la Société ;
- Gestion du portefeuille de filiales et participations de la Société ;
- Déclinaison des décisions de la Société au niveau des filiales et participations;
- Suivi de la mise en œuvre des décisions des organes sociaux des filiales et participations.
- L'assistance aux filiales et participations, en matière d'expertise technique, juridique et financière ;

- L'élaboration et la mise en œuvre d'un système de suivi et reporting des activités des filiales et participations ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Activités Centrales « ACT »**

La Direction Coordination Groupe Activités Centrales assure, notamment, les fonctions liées à :

- La gestion des moyens des structures du Siège ;
- La comptabilité des structures du Siège;
- Les relations publiques ;
- La gestion technique du patrimoine immobilier ;
- La sécurité, l'hygiène et l'environnement des structures du Siège.
- L'appui aux projets de la société ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Coordination Groupe Technique « TEC »**

La Direction Coordination Groupe Technique assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Développement et actualisation d'un référentiel central en matière d'engineering et de management d'investissement, conformément aux standards et pratiques dans le domaine ;
- Suivi de réalisation des projets et mise en place d'un système de reporting y afférent ;
- Capitalisation des expériences et développement de banques de données des projets réalisés, des équipements techniques et matériels utilisés ;
- Evaluation des performances techniques notamment en matière de coûts et de délais pour les projets complexes et de grande envergure.
- La veille en matière de technologies, normes et réglementation et le développement de banques de données y afférentes communes à toute la Société ;
- Le développement d'un pôle de compétence et d'expertise commun à la Société dans son domaine d'activité ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Centrale Juridique « JUR »**

La Direction Centrale Juridique assure, notamment, les fonctions suivantes:

- Traitement des contentieux internationaux;
- Traitement des contentieux internes d'ordre commercial et des contentieux du Siège ;
- Constitution et gestion du dépôt légal interne ;
- Assistance aux structures dans la régularisation du patrimoine de la Société.
- L'appui aux projets de la Société ;
- L'information, notamment le développement d'une banque de données sur le patrimoine du Groupe, et du reporting de Groupe.

- **La Direction Centrale des Marchés « MAC »**

La Direction Centrale des Marchés assure, notamment, les fonctions suivantes :

- Elaboration des procédures et définition des règles et pratiques du dispositif de passation des marchés ;
- Suivi de l'évolution du cadre réglementaire en matière de passation de marchés;
- Coordination de l'activité des Commissions des Marchés de la Société ;
- Contrôle et évaluation permanente de l'application des procédures en matière de passation des marchés de la Société et de son portefeuille de sociétés.
- La mise en place et le développement de banques de données sur les fournisseurs de matériels, équipements et services pour le Groupe ;
- Le développement de la fonction achat afin d'optimiser la chaîne d'approvisionnement en biens et services de la Société ;
- L'évaluation des affaires complétées ;
- L'appui aux projets de la Société ;
- L'information et du reporting de Groupe.

- **La Direction Centrale Informatique et Système d'Information « ISI »**

La Direction Centrale Informatique et Système d'Information assure, notamment, les fonctions suivantes :

- La proposition de choix technologiques ;
- La mise en place et la gestion d'un système d'information à même de soutenir la Société dans son fonctionnement ;
- Les études, la coordination et l'optimisation des actions relatives à la réalisation, l'exploitation, la maintenance et au développement des réseaux informatiques du Groupe SONATRACH ;
- La mise en place et la gestion du système d'information documentaire.
- La coordination de la politique en matière d'organisation de la fonction archives au sein du Groupe ;
- La mise en place et le développement d'une banque de données en matière d'équipements informatiques pour le Groupe;
- L'appui aux projets de la Société ;
- L'information et le reporting de Groupe.

## 2.2. Présentation de l'activité AMONT

Comme décrit précédemment, l'activité AMONT est l'une des quatre structures opérationnelles de l'entreprise qui est organisée elle aussi autour de structures opérationnelles et de structures fonctionnelles afin d'exécuter les missions qui lui sont assignées, on peut citer:

- La conduite et le développement des activités de prospection et de recherche des hydrocarbures ;
- Le développement et l'exploitation des gisements pour la valorisation optimale des ressources d'hydrocarbures ;
- La gestion des activités en association dans leurs phases exploration, développement et exploitation ;
- La recherche, la négociation et le développement de nouveaux projets en interne et à l'international ;
- Le développement de la recherche scientifique ;
- L'organisation d'une Conférence annuelle de ses cadres pour débattre des questions présentant un intérêt majeur en rapport avec les missions de l'Activité AMONT dont le thème et le contenu seront présentés lors de la Conférence des cadres de SONATRACH ;
- Le reporting à la Direction Générale sur l'organisation et les résultats de cette Conférence.

En ce qui concerne les Structures Opérationnelles, elles s'organisent comme suit :

- **La Division Exploration, composée de :**
  - Une Direction Etudes et Synthèses,
  - Une Direction Planification,
  - Une Direction Assets Est,
  - Une Direction Assets Ouest,
  - Une Direction Assets Centre,
  - Une Direction Assets Nord,
  - Une Direction Assets en Partenariat,
  - Une Direction Data Management,
  - Une Direction Finances et Juridique,
  - Une Direction Gestion du Personnel et Moyens,
  - Un Département HSE.
  - Un Assistant Sûreté Interne.
- **La Division Forage composée de :**
  - Une Direction Engineering et Programmes,
  - Une Direction Finances et Contrôle de Gestion,
  - Une Direction Gestion du Personnel,
  - Une Direction Régionale des Opérations,
  - Une Direction Mud Logging,
  - Un Département Juridique,



- Un Département Planification,
  - Un Département HSE.
  - Un Assistant Sûreté Interne.
- 
- **La Division Production composée de :**
    - Une Direction Opérations,
    - Une Direction Finances et Comptabilité,
    - Une Direction Gestion du Personnel,
    - Une Direction Approvisionnement et Transport,
    - Une Direction Moyens Généraux,
    - Une Direction Informatique,
    - Des Directions Régionales (09),
    - Un Département HSE,
    - Un Département Contrôle Interne,
    - Un Assistant Sûreté Interne.

Les Directeurs Régionaux sont assistés dans l'exercice de leurs fonctions, chacun, par un coordonnateur technique. Les missions et prérogatives du coordonnateur seront définies dans les décisions portant organisation des Directions Régionales.

- **La Division Petroleum Engineering et Development, composée de :**
  - Une Direction Gisements,
  - Une Direction Développement,
  - Une Direction Techniques de Production,
  - Une Direction Stratégie Planification Reporting,
  - Un Département Information et Technologies,
  - Un Département Gestion du Personnel,
  - Un Département Finances et Juridique.
  
- **La Division Laboratoires, composée de :**
  - Une Direction Gisements,
  - Une Direction Géologie,
  - Une Direction Traitement des Hydrocarbures,
  - Une Direction Logistique,
  - Une Direction Administration et Finances,
  - Un Département Qualité et HSE,
  - Un Projet Musée de la Géologie et des Hydrocarbures,
  - Un Coordonnateur Laboratoires HMD,
  - Un Assistant Sûreté Interne.

- **La Division Engineering et Construction, composée de :**
  - Une Direction Engineering et Valorisation,
  - Une Direction des Projets SONATRACH,
  - Une Direction des Projets en Association,
  - Une Direction Cost & Scheduling,
  - Un Département Finances,
  - Un Département Gestion du Personnel.
  - Un Département juridique.
  
- **La Division Technologies et Innovation, composée de :**
  - Une Direction Planification Suivi et veille,
  - Une Direction Gestion des Projets,
  - Une Direction Partenariats,
  - Un Département Administration Générale.

Quant aux Structures Fonctionnelles, elle se présente comme suit :

- **La Direction Ressources Humaines, composée de :**
  - Une Sous Direction Formation / Développement des Ressources Humaines :
    - Un Département Formation et Développement Ressources Humaines ;
    - Un Département Sélection/Recrutement et Bourse de l'emploi.
  - Une Sous Direction Réglementation et Relations de Travail :
    - Un Département Réglementation ;
    - Un Département Etudes et Relations de Travail.
  - Une Sous Direction Administration Générale :
    - Un Département Gestion Cadres Supérieurs ;
    - Un Département Gestion Administrative.
  - Un Département Organisation ;
  - Un Département Rémunération.
  
- **La Direction Juridique, composée de :**
  - Un Département Contrats ;
  - Un Département Gestion du Patrimoine et Assurances ;
  - Un Département Etudes et Règlementation ;
  - Un Département Contentieux ;
  - Un Département Portefeuille en Association.

- **La Direction Finances, composée de :**
  - Une Sous Direction Comptabilité et Fiscalité :
    - Un Département Comptabilité et Centralisation ;
    - Un Département Normes, Procédures et Etudes Financières ;
    - Un Département Fiscalité.
  - Une Sous Direction Trésorerie et Gestion Prévisionnelle :
    - Un Département Trésorerie ;
    - Un Département Prévisions de Décaissement et Reporting Financier.
  
- **La Direction Etudes et Planification, composée de :**
  - Une Sous Direction Planification :
    - Un Département Stratégie et Veille Stratégique ;
    - Un Département Planification ;
    - Un Département Contrôle de Gestion.
  - Une Sous Direction Etudes Economiques :
    - Un Département Etudes Economiques ;
    - Un Département Portfolio Management ;
    - Un Département Banque de Données.
  
- **La Direction Audit Interne, composée de :**
  - Un Coordonnateur Planification, Suivi et Reporting;
  - Un Superviseur Audit Interne;
  - Un Coordonnateur Planning et Exécution ;
  - Trois Superviseurs Audit Interne ;
  - Un Département Passation des Marchés.
  
- **La Direction Santé, Sécurité et Environnement, composée de :**
  - Un Département Santé et Sécurité ;
  - Un Département Environnement.
  
- **Un Département Communication :**
- **Une Cellule Certification.**

### **2.3. Présentation de la division de Petroleum Engineering and Development PED**

La Division Petroleum Engineering and Development a pour missions essentielles :

- La réalisation des études d'engineering de base et de définition des options de développement de chaque champ ;
- La conception et la définition des plans de développement et d'exploitation des gisements ainsi que la préparation des programmes y afférents ;
- La réalisation des études technico-économiques sur le développement et l'exploitation des gisements existants ou découverts ;
- La réalisation des études de gisements ;
- L'établissement des prévisions annuelles et des perspectives pluriannuelles de production et d'injection ;
- La participation avec les autres Divisions aux appels d'offres d'exploration et de développement en Algérie et à l'étranger ;
- La participation à l'évaluation des offres de partenariat sur des projets d'exploration et de production en Algérie et à l'étranger.

### **2.4. Présentation de la Direction Technique de Production**

Vu le thème de mon projet de fin d'étude, qui portait sur de nouvelles technologies de production de pétrole, la direction Technique de Production a été jugée comme étant la structure idoine pour encadrer mon stage en entreprise.

La Direction Techniques de Production a pour missions essentielles :

- La conception des schémas d'installation de surface dans le cadre du développement de nouveaux gisements et la définition de leurs conditions de fonctionnement ;
- L'optimisation du système d'exploitation telles que les liaisons puits et les installations de surface ;
- L'élaboration et le calcul des spécificités des équipements de fond et de surface des puits ;
- La mise en œuvre des procédés de production assistée tels que le gaz lift, pompe ESP et autres ;
- La mise au point des méthodes de stimulation des puits par les procédés mécaniques et chimiques ;

### 3. Problématique

Les couches de sol renfermant les gisements pétroliers se trouvent à des kilomètres de profondeur. En contact avec d'autres couches, il n'est pas rare que lors de sa remontée vers la surface, la production de pétrole soit accompagnée d'eau, de gaz et de particules solides (écoulement multiphasique). Afin que le pétrole soit commercialisé et utilisé à des fins industrielles, il doit subir un traitement au sein d'un centre de traitement CPF (Central Processing Facilities) visant à l'isoler ses autres constituants du fluide produit par les puits.

Soit un champ pétrolier que l'on nommera XXA. Son sous-sol contient une quantité d'hydrocarbures trop peu importante pour y construire une usine de traitement, cela ne serait pas rentable du tout.

Le gestionnaire de ce champ, à savoir la SONATRACH, décide alors de transférer la production de ce champ vers un champ nommé XXB se trouvant à une vingtaine de kilomètres et possédant une usine de traitement capable de gérer une production supplémentaire.

Pendant quelques temps, la pression en sous-sol suffit à expédier la production de XXA vers XXB mais étant donné que les puits de XXA sont en déplétion naturelle, cette pression diminue et ne suffira plus au transfert. Il y a lieu donc de « booster » cette production.

Plusieurs possibilités sont envisageables mais, l'argument de choix sera la rentabilité donc, nous comparerons le coût de revient de l'installation d'une pompe multiphasique PMP qui se chargera du transfert de l'intégralité de la production de XXA vers XXB, au coût de l'installation d'un séparateur au niveau de XXA qui se chargera de la ségrégation entre les liquides et les gaz puis ces derniers seront expédiés à l'aide d'un compresseur via une conduite dédiée aux gaz vers l'unité de traitement de gaz de XXB, quant aux liquides, en majorité des hydrocarbures, ils seront transférés à l'aide d'une pompe monophasique classique vers un séparateur de basse pression se trouvant au niveau de XXB.

À noter que l'entreprise SONATRACH souhaite garder les données relatives aux travaux effectués durant cette étude confidentielles, les noms des gisements et des sites de traitement ainsi que certaines informations concernant les quantités d'hydrocarbures produites seront codées ou modifiées.

# **Chapitre I:**

## **Génération des Hydrocarbures**

## I.1. Introduction

Afin de pouvoir produire efficacement les hydrocarbures contenus dans le sol, il est nécessaire de cerner la géologie de la région susceptible d'en contenir. Cette démarche vise à cibler les accumulations pétrolifères à produire. Dans cette partie, nous tenterons de donner un aperçu sur les bases du reservoir management qui jouent un rôle déterminant dans la valorisation optimale des hydrocarbures.

## I.2. Généralités

**Porosité** : propriété d'un milieu, d'un sol ou d'une roche de comporter des vides (pores) connectés ou non. Elle est exprimée par le rapport du volume des pores au volume global du milieu.

**Perméabilité** : aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide.

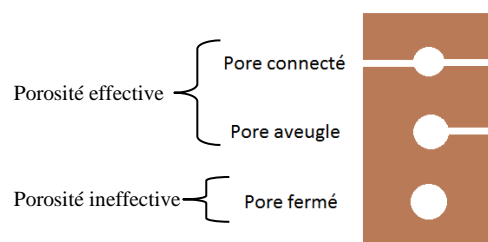


Figure I.1. schéma représentant la porosité d'un milieu

## I.3. Les roches mères [Petrad,1992]

### I.3.1. Génération du pétrole

Depuis des années, plusieurs théories sur la formation du pétrole dans la croûte terrestre ont été proposées. C'est au XIXe siècle que le scientifique russe Dimitri Mendeleev a suggéré que le pétrole a été formé par la réaction de carbides métalliques se trouvant dans les profondeurs de la croûte terrestre avec de l'eau et ce, sous l'effet de températures importantes. D'autres théories moins convaincantes suggéraient que le pétrole était d'origine cosmique. Aujourd'hui, la communauté scientifique s'accorde à dire que le pétrole est issu d'une transformation

thermique de la matière organique accumulée et ensevelie dans les roches sédimentaires. C'est lors de la phase de « maturation » que le pétrole et le gaz sont générés. Ces derniers sont constitués de molécules d'hydrocarbures de petite taille. Ces molécules se sont formées à partir de kérogène, un matériau composé d'eau, de CO<sub>2</sub>, de carbone et d'hydrogène, issu de la décomposition de la matière organique. Cette transformation dépend du temps et de la température en sachant que la relation entre le temps et la formation du pétrole est linéaire alors que celle avec la température est exponentielle.

Suivant le type d'organisme duquel la matière organique est originaire, différents types de pétrole sont générés. Essentiellement, le pétrole est généré à partir de matières organiques originaires de micro-organismes vivants dans un environnement aquatique, alors que le gaz a plutôt tendance à être formé à partir de matières organiques originaires de plantes terrestres.

L'on reconnaît aussi que le pétrole est formé dans un certain type de roche nommée « roche mère » puis, migre vers un autre type de roche ayant des propriétés différentes appelées « roche réservoir ». La majeure partie des roches mères connues sont des roches aux grains fins tels que les schistes et les roches calcaires contenant un certain pourcentage de matière organique. Les expériences ont démontré que les schistes doivent contenir au moins 5 % de matières organiques pour être apte à générer une quantité suffisante de pétrole et être classés comme étant une roche mère. Pour une raison jusque-là encore inconnue, 3 % de matières organiques sont suffisants aux roches calcaires pour être classées comme étant une roche mère.

Suivant le niveau de transformation, la formation du pétrole peut être divisée en quatre parties:

- la diagenèse (roche mère immature) avec des températures atteignant les 60 °C,
- la catagenèse (génération de pétrole) avec des températures comprises entre 60 et 170°C,
- la métagenèse (génération de gaz) avec des températures comprises entre 170 et 230°C,
- le métamorphisme (roche mère surmature) avec des températures excédant les 230 °C.

Ces quatre les étapes ont lieu au fur et à mesure que les sédiments sont enfouis.

### **I.3.2. Analyse des roches mères**

Il arrive que l'on veuille savoir si une roche est une roche mère potentielle et qu'on doit connaître la quantité de matière organique s'y trouvant, son type et sa maturation. Ces



informations seront d'une importance capitale dans la recherche d'hydrocarbures qui n'auront pas migré vers les roches réservoirs du fait de la faible perméabilité de la roche mère. Ceux sont les hydrocarbures dits non conventionnels appelés plus communément gaz des schistes et huile de schistes. Afin d'extraire ces quantités emprisonnées au sein de la roche mère, on emploie les techniques de fracturation hydraulique ou pneumatique pour créer ainsi des failles permettant de connecter les pores entre eux.

Pour obtenir une mesure de la quantité totale de matières organiques, on analyse le plus souvent la quantité de carbone organique. Pour ce faire, on retire les calcaires en utilisant de l'acide chlorhydrique puis, on brûle la matière organique pour obtenir du dioxyde de carbone  $\text{CO}_2$  dont le carbone n'a nulle autre origine que la matière organique.

Les caractéristiques des différents types de matières organiques peuvent être analysées par une multitude de procédés optiques et physico-chimiques. Étant donné que les différentes techniques ont leurs avantages et leurs inconvénients, il est préférable de ne pas utiliser qu'une seule technique mais de les combiner. De plus, les analyses de fluorescence sous une lampe à ultraviolet peuvent être pratiquées et s'avérer très importantes lors de la tentative d'identification de matière organique amorphe.

#### **I.4. Migration des hydrocarbures**

Depuis la roche mère où elles sont nées, les molécules d'hydrocarbures entament un parcours ascendant en se frayant un passage à travers les strates rocheuses. Lorsqu'elles rencontrent des roches creuses laissant circuler les fluides, ces particules de pétrole et de gaz peuvent se regrouper en vastes poches. Parfois, ces grands réservoirs sont fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre. Dans ces conditions, un gisement pétrolier ou gazier peut se former.

Or, dans la roche mère, les hydrocarbures occupent plus de place que le kérogène. Peu à peu, ils sont donc expulsés dans les couches rocheuses imbibées d'eau qui entourent la roche mère. Plus légers que l'eau contenue dans ces roches, le gaz et l'huile (autre nom du pétrole) ont tendance à monter vers la surface de la Terre en se glissant entre les particules minérales des roches. Ce mouvement lent et continu est nommé migration.

La vitesse de migration des hydrocarbures dépend de la perméabilité de chaque roche qu'ils traversent, c'est-à-dire de sa capacité à laisser circuler les fluides. En outre, les molécules de gaz ont une ascension plus rapide que les molécules de pétrole parce qu'elles sont plus petites et plus mobiles.

Parfois, les molécules hydrocarbures sont freinées dans leur progression par une roche moins perméable. Elles peuvent alors poursuivre leur migration :

- en pénétrant dans les failles éventuelles de cette roche,
- en passant à travers une roche voisine plus perméable.

Il arrive toutefois qu'une partie des hydrocarbures ne puisse poursuivre son ascension :

- soit parce ces hydrocarbures se dissolvent dans l'eau contenue dans les roches traversées, le gaz ayant davantage tendance à cette dissolution que le pétrole,
- soit parce qu'ils restent collés aux grains qui composent ces roches.

Ce phénomène se nomme pertes de migration. Ces pertes peuvent être très importantes, surtout si l'huile et le gaz parcourent un long trajet au cours de leur progression. De ce fait, une certaine part des hydrocarbures issus des roches mères ne pourra jamais faire l'objet d'une exploitation pétrolière.

Quand des hydrocarbures liquides ou gazeux affleurent à la surface terrestre au terme de leur migration, il arrive qu'aucune roche imperméable ne les protège. Toutefois, les molécules hydrocarbures les plus lourdes peuvent persister dans le sol sous forme de bitumes visqueux, presque solides, enfouis à quelques mètres ou dizaines de mètres de profondeur.

Si les molécules de pétrole et de gaz ne se perdent pas au cours de leur migration et ne se dissolvent pas dans l'atmosphère, elles peuvent se regrouper au sein de vastes réservoirs d'hydrocarbures. Pour cela, il faut cependant que les roches qu'elles rencontrent sur leur parcours présentent certaines caractéristiques.

Les roches qui voient naître et migrer le pétrole et le gaz sont des roches sédimentaires qui constituent les bassins du même nom. Elles sont formées de grains qui se sont déposés dans l'eau d'une mer, d'un océan, d'un lac ou d'une lagune. Selon la taille des grains qui les composent, ces roches ne présentent pas le même aspect :

- les grains très grossiers donnent des roches sous forme de graviers,
- les grains plus petits s'agglutinent pour donner des sables,
- les grains les plus fins composent des boues.

Au cœur des couches rocheuses, les grains sont en contact les uns avec les autres mais des espaces vides subsistent entre eux. Les roches poreuses renferment des interstices qui peuvent

contenir des hydrocarbures en grandes quantités. Elles ont souvent une bonne perméabilité, même si l'association de ces deux qualités au sein d'une même roche n'est pas systématique. Ainsi, l'argile est poreuse car composée de particules séparées par des vides importants. Cependant, elle est imperméable car ces particules constituent des feuillets empilés, serrés les uns contre les autres, qui limitent la circulation des fluides.

## **I.5. Les roches réservoirs**

### **I.5.1. Présentation**

Comme décrit précédemment, le pétrole est généré dans les roches mères puis migre vers les roches réservoirs. Combinant porosité et perméabilité élevées, elles intéressent beaucoup les pétroliers, elles sont potentiellement remplies de gaz ou de pétrole qui pourront se déplacer rapidement dans la roche lorsqu'on les exploitera.

De plus, si une roche est sillonnée de fractures et de failles, ses qualités de réservoir sont améliorées car cela facilite encore plus la circulation des hydrocarbures. On pourra dire alors que les meilleures roches réservoirs sont:

- les grès,
- les carbonates (calcaires et dolomites).

Toutefois, la migration des hydrocarbures et leur rencontre avec une roche réservoir ne suffisent pas pour former une poche de pétrole ou de gaz. En effet, si les molécules hydrocarbures ne sont pas stoppées dans leur ascension, elles ne feront que transiter par la roche réservoir et ne pourront pas s'accumuler dans cette roche. Pour former une réserve d'hydrocarbures, il faut donc qu'une roche imperméable fasse office de barrière au-dessus de la roche réservoir : on l'appelle roche couverture. Les meilleures roches couvertures sont les plus imperméables, à savoir :

- les argiles,
- les couches de sel cristallisées.

Cependant, toute roche suffisamment imperméable peut faire office de roche couverture, à l'exemple de certains carbonates très compacts.

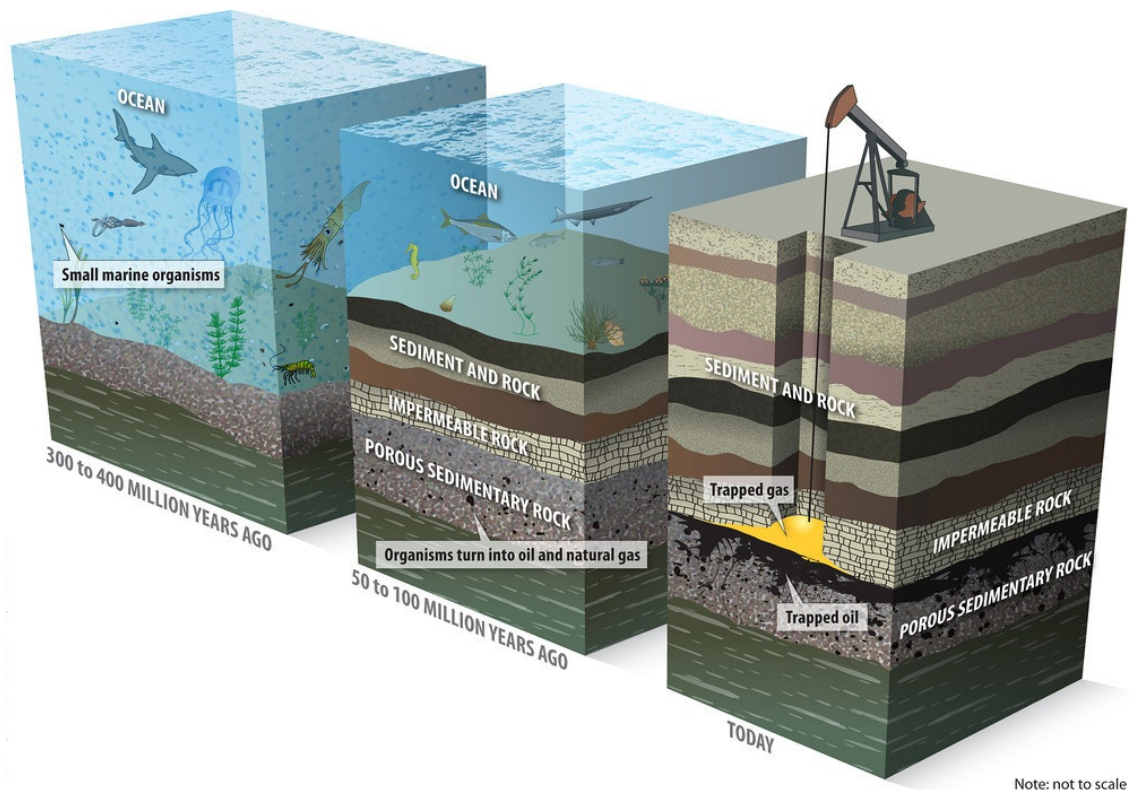


Figure I.2. Etape de transformation des hydrocarbures

### I.5.2. Méthode d'exploration

Lors de campagnes d'exploration à la recherche de gisements de pétrole, une multitude d'expertises s'inscrivant dans le domaine des géosciences sont mises en œuvre. La télédétection de la géologie du souterrain est effectuée grâce à des méthodes de géophysique (gravimétrie, magnétométrie, sismiques) dont la plus importante est la sismique. La gravimétrie et la magnétométrie sont utilisées pour localiser et définir le bassin sédimentaire alors que la réflexion sismique nous informe sur la structure de la roche et de son type. Par contre, ce n'est qu'en effectuant un forage qu'on peut définitivement dire que le réservoir contient bel et bien des hydrocarbures.

La première étape à effectuer lors d'une opération d'exploration consiste à réaliser une étude géologique de la surface. C'est une opération très peu coûteuse mais très lucrative. En effet, les échantillons de roche se trouvant à la surface peuvent donner beaucoup d'informations concernant les roches se trouvant dans le sous-sol. En exploitant les résultats de cette étude et en le combinant avec des analyses structurales, il est possible d'établir l'historique géologique de la région.

La gravimétrie est une méthode permettant de mesurer de petites variations du champ gravitaire de la terre. Ces petites variations dépendent de la densité de la roche se trouvant dans le sous-sol, sachant que les roches sédimentaires possèdent une densité inférieure à celle des roches métamorphiques ou ignées. C'est donc un moyen d'obtenir des informations de qualité sur la forme et la taille des bassins sédimentaires susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Tout comme la gravimétrie, la magnétométrie est une méthode très peu coûteuse d'investigation. Elle repose sur le fait que certaines roches sont plus ou moins magnétiques que d'autres. Sachant que la plupart des roches sédimentaires possèdent un faible taux de magnétisme, on effectue les études gravimétriques et magnétométriques de concert pour obtenir des informations sur les roches sédimentaires se trouvant dans la région à explorer.

Après l'obtention des résultats de l'étude sismique, ceux-ci sont analysés par des géologues et des géophysiciens afin d'être interprétés. En se basant sur ces interprétations, on peut désormais délimiter des horizons géologiques se trouvant en sous-sol ce qui constitue la base sur lequel repose le choix de l'emplacement des points de forage.

Une fois le forage effectué, un examen très minutieux est effectué sur toute la profondeur du puits à l'aide d'une série d'instruments. Cette opération s'appelle le « logging », elle consiste à faire descendre des sondes attachées à un câble métallique et servant à collecter des informations jusqu'au fond du puits. En récupérant la sonde à la surface, il est possible de tracer la variation de plusieurs paramètres (tels que la résistivité, la densité, la température) en fonction de la profondeur.

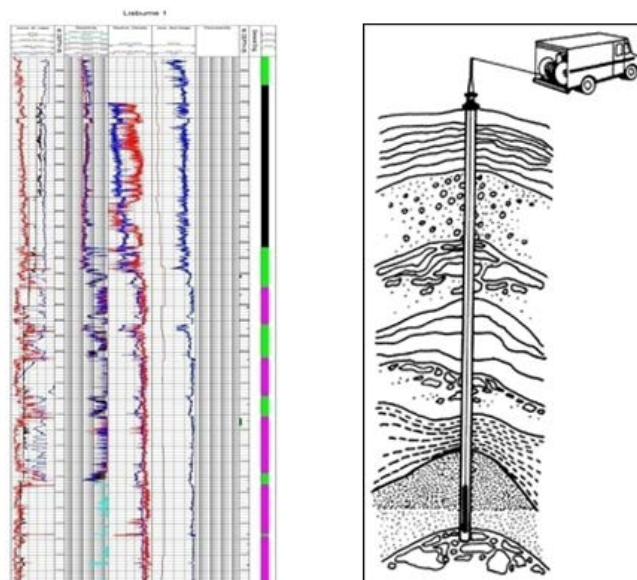


Figure I.3. Logging et son résultat sur un puits

Si les résultats du premier forage sont positifs, une campagne de forage de puits d'appréciation démarrera à des endroits définis par le géologue dans le but d'estimer l'étendue de la découverte et de décider d'un éventuel développement et mise en production. Cette décision revient au manager qui s'appuiera sur des résultats complémentaires issus de la caractérisation du réservoir.

### **I.5.3. Caractérisation et méthodes d'investigation**

Depuis 1986, lors de la chute des prix du pétrole, les industriels ne cessent de relever le défi de produire des hydrocarbures à des coûts les plus bas possibles. La rationalisation des dépenses a eu pour conséquence d'encourager l'innovation et l'utilisation des dernières technologies en matière d'engineering et de méthodes de production. C'est alors que la caractérisation des réservoirs et leur management sont devenus l'épine dorsale de l'optimisation de la production des hydrocarbures.

D'un point de vue physique et chimique, les roches réservoirs sont des systèmes très complexes. Afin de bien cerner et prévoir leur comportement, il est d'une absolue nécessité de tenir compte de tous les paramètres du réservoir. Il est donc nécessaire d'établir une étroite relation entre le reservoir engineering, la géologie et la géophysique de la roche. La production d'hydrocarbures est essentiellement une question d'hydraulique, il s'agit entre autres d'écoulement de liquides ou de gaz à travers un milieu poreux. Un tel écoulement est affecté par la porosité de ce milieu, la géométrie et la texture des grains le constituant, la structure du réservoir et les conditions générales de pression mais aussi les propriétés intrinsèques des hydrocarbures en place. C'est donc dans ce sens que vont les investigations, à savoir :

#### ***1.5.3.1. la géophysique du réservoir***

Les investigations géophysiques sont la première étape dans la détection et la description de la structure du réservoir. De nos jours, ces analyses sont de plus en plus sophistiquées, et reposent principalement sur des techniques sismiques avancées qui incluent la sismique tridimensionnelle et l'analyse des ondes cisillées. Ces dernières permettent de modéliser les

propriétés du réservoir en tenant compte des aspects géologiques, géophysiques et pétro-physiques.

La sismique tridimensionnelle améliore considérablement la représentation du sous-sol. Elle consiste premièrement à représenter numériquement le sous-sol dans lequel les ondes sismiques se propagent. Ces ondes nous informent sur leur vitesse de propagation, la densité, la porosité et la perméabilité du milieu.

Le profilage sismique vertical (PSV) permet de repérer les failles mais aussi de fournir des mesures extrêmement précises sur la profondeur, mais aussi de produire une image fidèle des environs du fond de forage.

Les données sismiques obtenues sont utilisées pour prédire l'emplacement des limites lithologiques et des failles mais aussi des propriétés souterraines du sol afin de créer une image du sous-sol. Pour que cette image soit fiable, des experts se chargent de l'interprétation de ces données dans le but de réduire l'incertitude sur le modèle.

### ***1.5.3.2. Description géologique du réservoir***

Le premier objectif du géologue est de décider de l'endroit où seront forés les puits d'appréciation et de délimitation qui permettront d'évaluer les quantités d'hydrocarbures en place et de délimiter le réservoir mais aussi, de fournir les informations nécessaires à sa caractérisation.

Son deuxième objectif sera de déterminer les propriétés du réservoir entrant dans le contrôle de l'écoulement des fluides, tout en sachant que le pétrole est moins mobile que le gaz ce qui rend le problème de caractérisation plus compliqué.

L'objectif de la géologie du réservoir est d'établir des modèles qui peuvent prédire la distribution des propriétés des roches ainsi que leur géométrie en incluant les aspects suivants :

- La géométrie et la continuité interne du réservoir en fonction de sa lithologie.
- La distribution de la porosité et de la perméabilité.
- Modélisation de la stratification en tenant compte des jointures imperméables.
- L'étude des failles et fractures présentes dans le réservoir.
- La modélisation géophysique des propriétés du réservoir.
- L'état des pressions dans les réservoirs.

L'une des parties essentielles de la caractérisation du réservoir est d'établir un modèle pour prédire la distribution de la porosité et de la perméabilité à travers celui-ci.

### ***1.5.3.3. Reservoir engineering***

Le modèle géologique de réservoir élaboré par le géologue qui décrit les propriétés du réservoir entre les puits est transmis à l'ingénieur réservoir qui l'utilisera afin de produire un modèle de réservoir qui permettra de simuler les performances du réservoir en production. La simulation de ce modèle est connue pour être gourmande en temps machine cependant, elle permet d'indiquer le nombre et la position des puits à forer pour une récupération optimale des hydrocarbures.

La simulation passe par les étapes suivantes :

- Description du réservoir dont les objectifs principaux sont :
  - la subdivision du réservoir en unités hydrauliques.
  - La discrétisation de ces unités hydrauliques à l'aide d'un maillage.
- Simulation des mécanismes de production souhaités :
  - Déplétion naturelle
  - Injection d'eau
  - Injection de gaz
- Ecriture du modèle mathématique décrivant le comportement du réservoir et de l'écoulement des fluides en son sein.
- Ecriture du modèle numérique.
- Ecriture du modèle informatique.
- Validation du modèle.
- Calage sur l'historique.
- Prédiction des performances.

Afin d'optimiser la gestion du réservoir, les données entrant dans sa modélisation doivent être mises à jour continuellement dans le but d'obtenir une modélisation fidèle et fiable car, c'est avec les informations nouvellement acquises tout au long du processus d'exploitation du gisement que le modèle peut être ajusté avec précision. Les pétroliers affirment qu'un gisement d'hydrocarbures ne peut être cerné complètement que lorsqu'il a été complètement drainé.



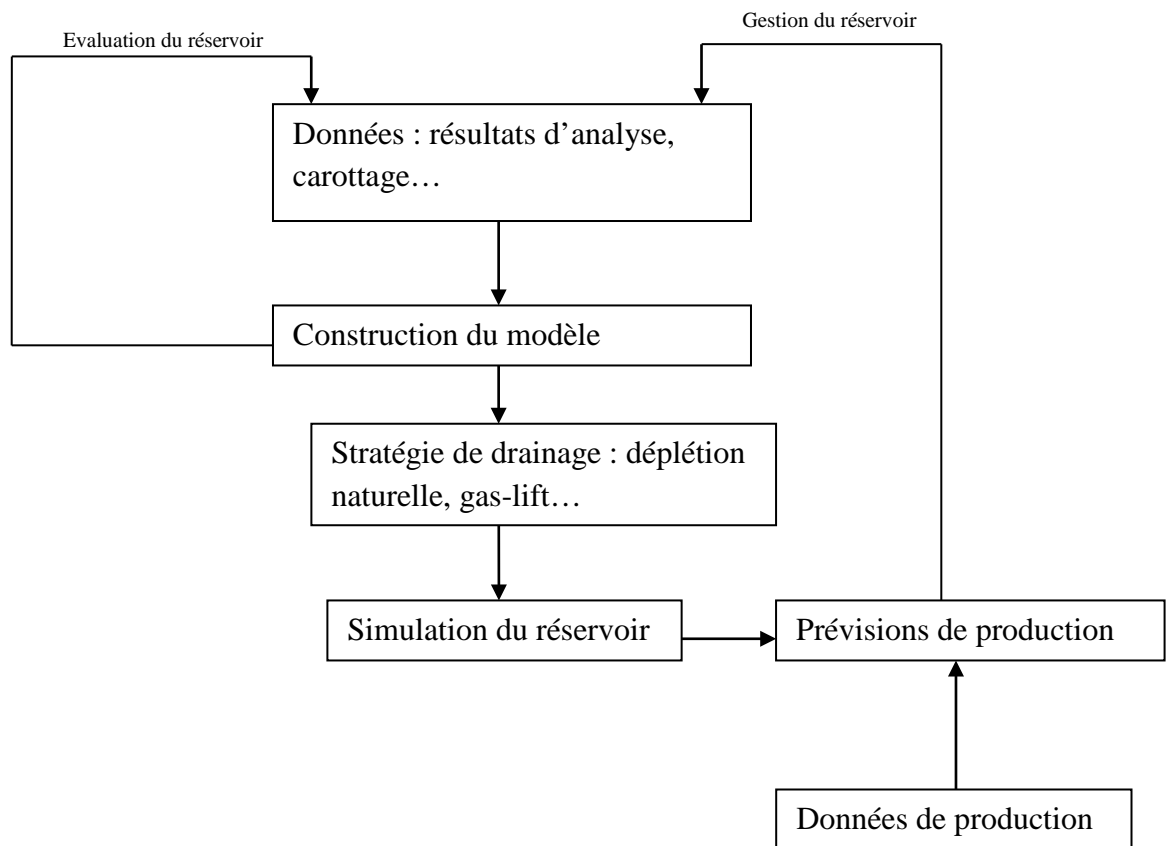


Figure I.4. Organigramme de la gestion de réservoir

## I.6. Exploitation du réservoir

Afin de pouvoir accéder au réservoir, un forage traversant toutes les couches du sol est à effectuer. Ce forage s'effectue suivant un plan détaillé contenant, entre autres, le chemin de forage, sa durée prévue et les étapes par lesquelles il passera.

### I.6.1. Opérations de forage

En premier lieu, un forage de 90 cm de diamètre est effectué sur une profondeur allant de 50 à 100 m en utilisant des tiges de forages. On y introduit une conduite de 75 cm de diamètre appelée « casing » puis on coule du béton dans l'espace séparant la conduite de la paroi du forage dans le but de fixer les parois du forage et d'empêcher la chute de matériaux dans le puits. Le forage continue alors avec une tête de forage de 65 cm de diamètre sur une

profondeur de 500 à 1000 m c'est alors qu'un autre casing de 50 cm est introduit puis fixé avec du béton. C'est sur cette partie du casing qu'un obturateur anti-éruption est installé pour prévenir une éventuelle éruption intempestive d'hydrocarbures dont les conséquences se traduiraient par des interventions très coûteuses qui pourraient conduire à l'abandon du puits. C'est ainsi que le forage se poursuit en attachant de nouvelles tiges de forage à celles déjà mises en place puis en les retirant pour installer de nouveaux casings dont le diamètre diminue au fur et à mesure que l'on fore en profondeur pour diminuer les efforts appliqués sur la tête de forage.

### **I.6.2. Tiges de forage**

Les tiges de forage sont des tubes cylindriques de 9 m de long et de 14 cm de diamètre, elles sont rattachées l'une à l'autre au fur et à mesure que la profondeur du forage s'accroît. Elles sont animées par un mouvement rotatif provenant d'un moteur (diesel ou électrique) qui est fixé à la tige se trouvant en surface à l'aide d'une barre prismatique appelée « Kelly ». A l'extrémité inférieure de l'ensemble des tiges de forage, près de la tête de forage, plusieurs sections de masse importante appelées « colliers de forage » sont mises en place. Ces derniers déterminent le poids exercé sur la tête de forage pour qu'elle puisse avancer. Il est aussi possible d'exercer une force sur la colonne des tiges, dirigée vers la surface, qui compensera le poids des tiges et des colliers de forage au cas où une pression trop importante est exercée sur la tête de forage dû justement à ce poids. Afin de s'assurer que le forage suit le chemin planifié, plusieurs unités de stabilisation sont fixées dans le puits. Elles agissent sur la direction que prend la tête de forage.

### **I.6.3. Tête de forage**

Il existe plusieurs types de tête de forage, chacune est dédiée à un type de roche différent. L'une des têtes les plus répandues dans le domaine du forage est la tête à trois cônes rotatifs. La rotation de ces derniers provient de la rotation des tiges de forage. Il n'est pas rare que l'on installe des diamants artificiels sur ces cônes afin de pouvoir traverser des roches dures. Le changement de cette tête est déterminé par la dureté de la roche en forêt, il arrive que ce changement intervienne après quelques mètres seulement à cause de conditions défavorables (roche plus dure que prévu) ou un mauvais ajustage de la force exercée sur la tête de forage. L'inconvénient majeur de l'opération qui vise à changer la tête de forage est la nécessité de retirer l'ensemble des tiges de forage assemblées, ceci aura comme répercussion, l'allongement du temps de forage total.

#### **I.6.4. Boues de forage**

Les boues de forage sont indispensables à tout forage de puits. Elles sont injectées à l'intérieur des tiges de forage puis elles remontent à travers l'espace annulaire se trouvant entre les tiges et le casing. Leur préparation s'effectue en surface car leur composition est d'une importance majeure du fait qu'elle affecte les performances de forage. Elle se compose généralement d'eau, d'argile, d'huile, de minéraux et de produits chimiques tels que l'amidon. De ses fonctions, on peut citer :

- Résister à la pression régnante dans les couches pénétrées en ajustant sa densité,
- évacuer les débris de forage et par conséquent, faire remonter des échantillons du sous-sol à la surface pour y être analysés,
- empêcher l'introduction du pétrole à l'intérieur du puits lors du forage,
- refroidir et lubrifier la tête de forage.

Leur composition est appelée à changer continuellement pendant le forage et ce, en fonction du type de roche rencontrée par le corps de tête de forage.

#### **I.7. Conclusion**

Une fois les accumulations cernées et leur plan de développement établi, la réalisation des infrastructures nécessaires à la production est lancée. Elle fera appel à différentes disciplines d'ingénierie dont l'objectif sera de faire produire le gisement dans les meilleures conditions techniques et de sécurité, et ce, à meilleur coût.

## **Chapitre II:**

# **Installations de Surface**

## II.1. Introduction

Le réseau de surface est ce qui nous permet de collecter et de transporter la production du gisement exploité. Il s'agit de diverses installations hydrauliques, dimensionnées dans le but d'offrir un rendement optimal pour engranger un maximum de profits.

## II.2. Tête de puits

La tête de puits est un assemblage de plusieurs vannes et tubes métalliques formant une unité appelée par les pétroliers « arbre de Noël ». Comme son nom l'indique, elle est placée tout en haut du puits, au sommet de plusieurs tronçons de conduite appelés tubing reliant le réservoir à la surface du sol. Le rôle de la tête de puits est d'ouvrir ou de fermer un puits, de le rattacher à la ligne de production mais aussi, d'effectuer des opérations en son sein.

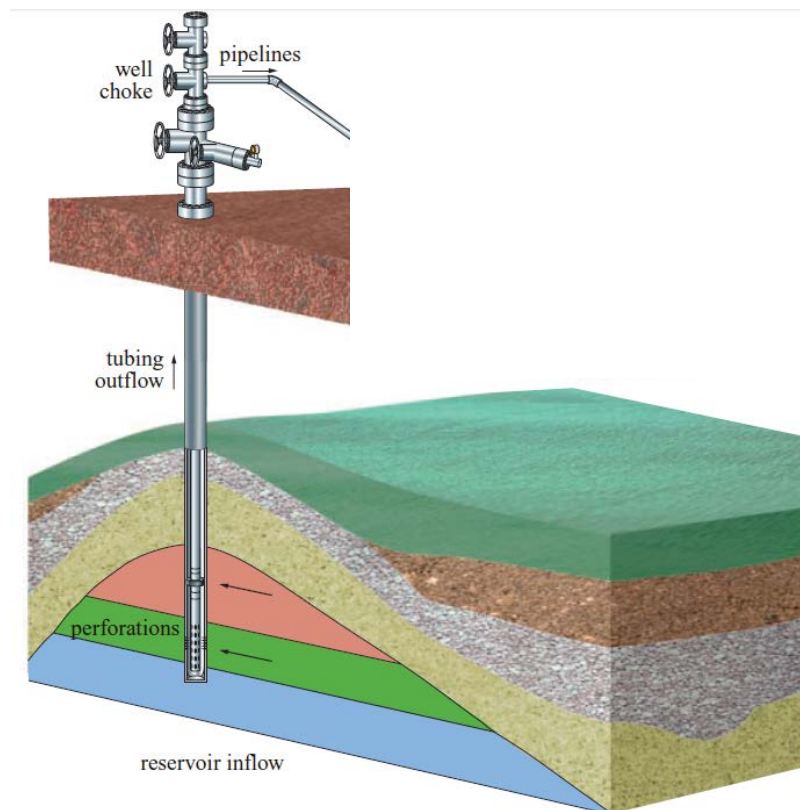


Figure II.1. Schéma d'un puits traversant les couches du sous-sol

Les organes principaux de la tête de puits sont :

- le speedhead qui permet de fixer rapidement la tête de puits sur le tubing du forage.
- Les vannes maîtresses qui permettent d'ouvrir ou de fermer le puits. Les vannes principales inférieures et supérieures sont bridées ensemble pour constituer la partie inférieure de l'arbre qui est relié à l'adaptateur.
- La kill wing valve qui permet de celer définitivement le puits en cas de problème.
- La vanne latérale de production d'où sont évacués les hydrocarbures. Elle est suivie en général d'une duse qui permet de réguler le débit de production et de jouer le rôle d'un clapet anti-retour.
- Le chapeau tampon qui représente l'accès supérieur de la tête de puits, il est censé faciliter les interventions des opérations sur les puits en production.
- La vanne tampon dont le rôle est d'ouvrir ou de fermer l'accès à travers le chapeau tampon.

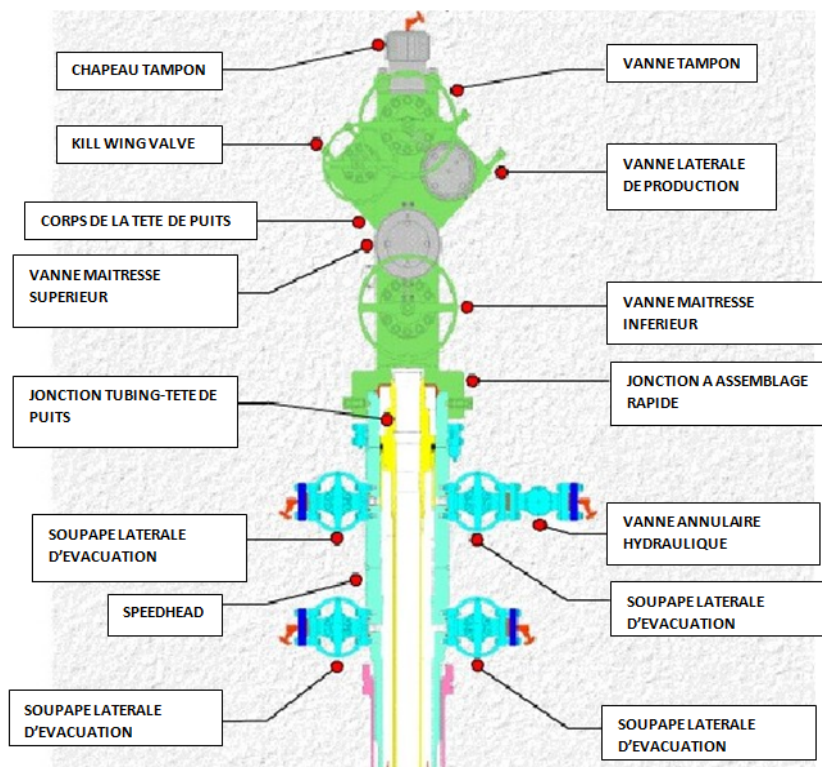


Figure II.2. Tête de puits

### II.3. Manifold

Le manifold est une jonction de plusieurs lignes de production émanant de puits divers. Il permet de raccorder une multitude de puits aux collecteurs secondaires et principaux. Chaque entrée de ligne est munie d'une vanne afin de pouvoir l'isoler.



Figure II.3. Manifold

### II.4. Séparation

Le séparateur est un équipement simple mais ingénieux qui utilise un phénomène physique courant pour effectuer la tâche qui lui incombe et qui est la décantation.

Arrivé dans le ventre du séparateur, le fluide produit par les puits heurte un obstacle ce qui a pour conséquence de créer un panache dans lequel les molécules de gaz se libèrent des molécules d'eau et de pétrole qui les entourent, le gaz se trouvant dans le brut s'échappe donc

immédiatement et s'élève vers le haut, là où est disposé un orifice servant à l'évacuer à travers une conduite prévue à cet effet.

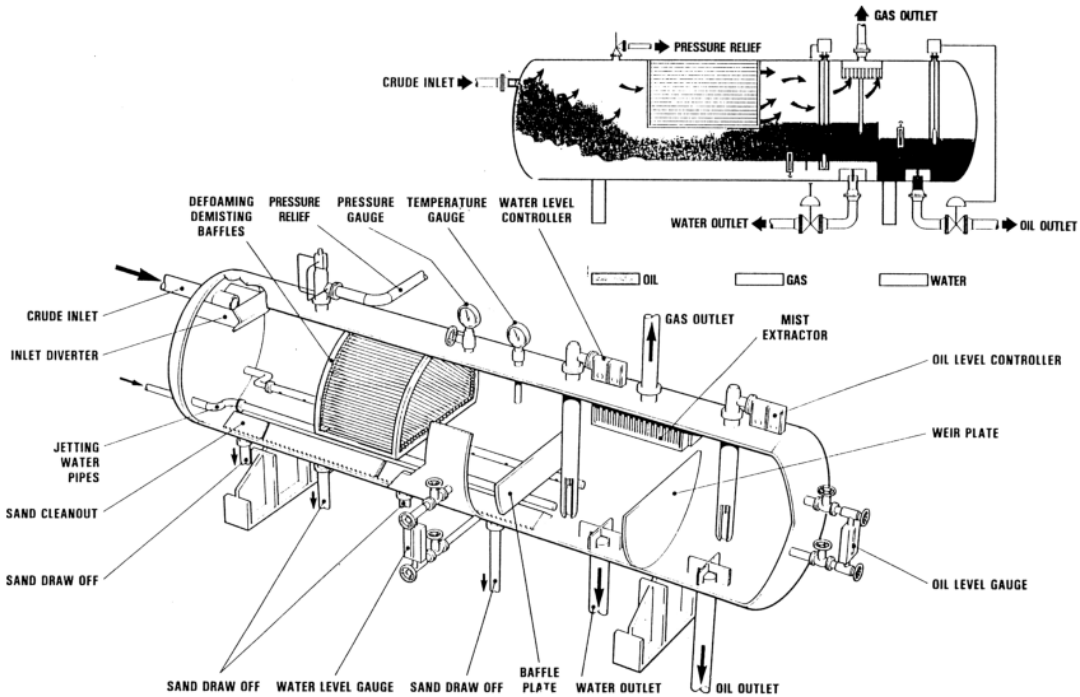


Figure II.4. Schéma d'un séparateur

Quant aux liquides, et dans le cas d'un séparateur horizontal, ils sont bloqués par une plaque transversale qui couvre un peu plus de la moitié basse de la section transversale du séparateur. Elle permet de laisser l'eau se décanter dans la partie amont du séparateur pour qu'elle soit ensuite évacuée par une conduite dédiée pour ça. Enfin, le pétrole moins dense que l'eau, surmontera le volume d'eau bloqué par la plaque transversale et se déversera par-dessus pour atteindre le compartiment aval du séparateur qui permet d'évacuer le pétrole. Dans le cas d'un séparateur vertical, la conduite d'évacuation d'eau sera disposée au fond du réservoir, quant au pétrole, il sera évacué latéralement par une conduite placée à hauteur du volume de pétrole. Afin de faire coïncider le pétrole et sa conduite d'évacuation (dans un séparateur vertical) ou le faire déverser par-dessus la plaque transversale (dans un séparateur horizontal), le contrôle de la position de ce volume se fera en agissant sur la vanne qui contrôle l'évacuation de l'eau. Pour élever la position du volume de pétrole, l'évacuation de l'eau est ralentie. En revanche, pour baisser sa position, on évacue l'eau à un plus grand débit.



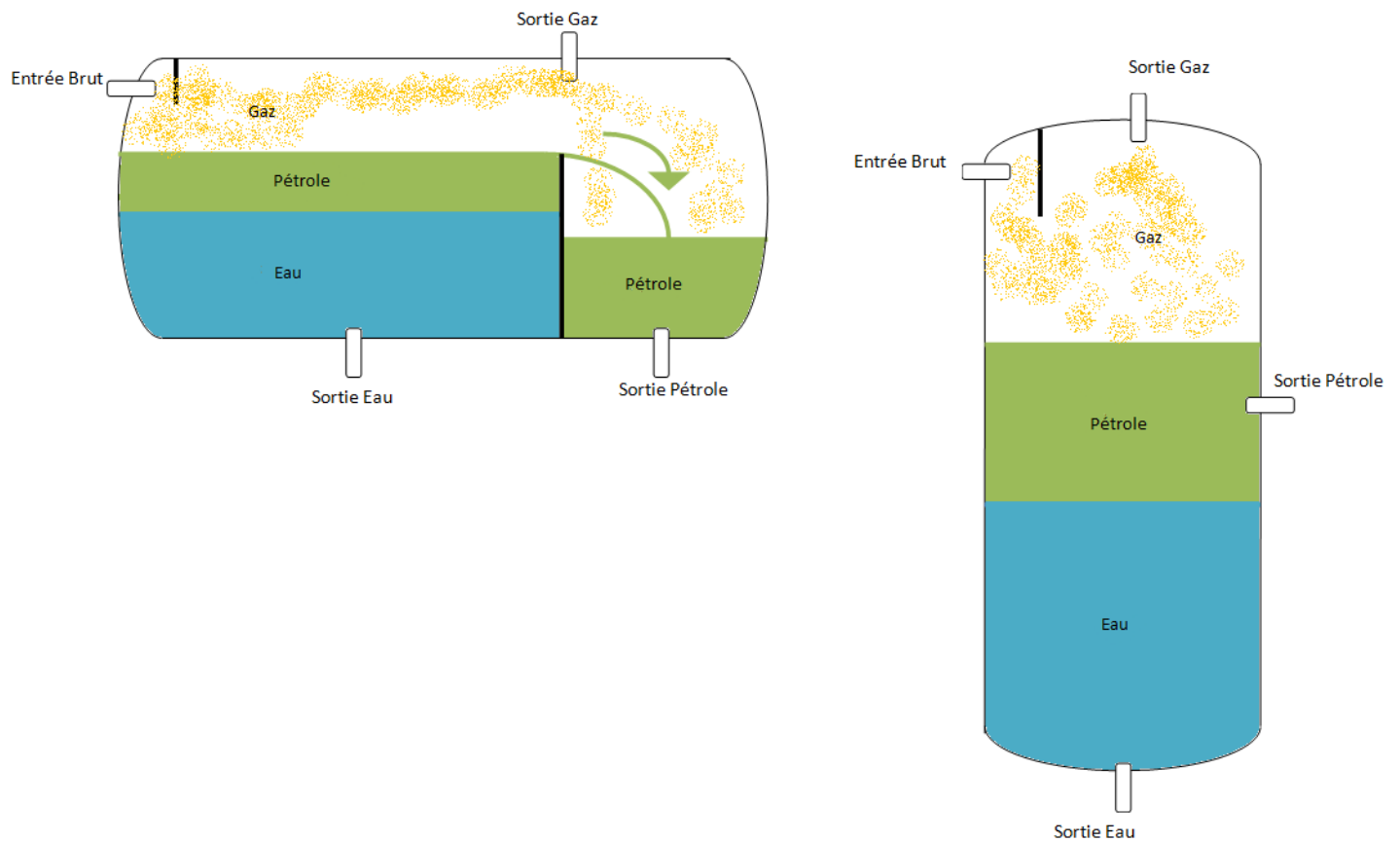


Figure II.5. Schéma de fonctionnement d'un séparateur

Aux sorties des séparateurs, on aura donc:

- De l'eau sableuse,
- Du gaz,
- Du pétrole.

Ceux sont les trois composants principaux de la production des puits pétroliers.

## II.5. Pompe

### II.5.1. Définition d'une pompe et classification :

Les pompes sont des machines qui réalisent l'écoulement d'un fluide (liquide ou gaz) dans un réseau de conduites en utilisant une certaine quantité d'énergie fournie par un moteur.

Les types de pompes sont liés au débit, à la masse volumique du fluide et à la pression à générer pour réaliser le débit du cahier des charges. Elles se divisent en deux catégories principales:

- **les turbo-pompes** : le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge. Leurs hauteurs manométriques totales fournies ne peuvent dépasser quelques dizaines de mètres. Pour dépasser ces valeurs on utilise des pompes centrifuges multicellulaires où plusieurs roues sont montées en série sur le même arbre. Le refoulement d'une des pompes communique avec l'aspiration de la pompe suivante. Il est également possible de coupler en série plusieurs de ces pompes.

Ce sont les pompes les plus utilisées dans le domaine industriel à cause de la large gamme d'utilisation qu'elles peuvent couvrir, de leur simplicité et de leur faible coût. Néanmoins, il existe des applications pour lesquelles elles ne conviennent pas:

- ❖ utilisation de liquides visqueux: la pompe centrifuge nécessaire serait énorme par rapport aux débits possibles.
- ❖ utilisation de liquides "susceptibles" c'est-à-dire ne supportant pas la très forte agitation dans la pompe (liquides alimentaires tels que le vin, le lait et la bière).
- ❖ utilisation comme pompe doseuse: la nécessité de réaliser des dosages précis instantanés risque d'entraîner la pompe en dehors de ses caractéristiques optimales.

- **les pompes volumétriques** : l'écoulement résulte de la variation d'une capacité occupée par le liquide. Une pompe volumétrique se compose d'un corps de pompe parfaitement clos à l'intérieur duquel se déplace un élément mobile rigoureusement ajusté. Leur fonctionnement repose sur le principe suivant:
  - ❖ exécution d'un mouvement cyclique
  - ❖ pendant un cycle, un volume déterminé de liquide pénètre dans un compartiment avant d'être refoulé à la fin.

Ce mouvement permet le déplacement du liquide entre l'orifice d'aspiration et l'orifice de refoulement. On distingue généralement:

- **les pompes volumétriques rotatives** : Ces pompes sont constituées par une pièce mobile animée d'un mouvement de rotation autour d'un axe, qui tourne dans le corps de pompe et crée le mouvement du liquide pompé par déplacement d'un volume depuis l'aspiration jusqu'au refoulement.
- **les pompes volumétriques alternatives**: la pièce mobile est animée d'un mouvement alternatif.

Les pompes volumétriques sont généralement auto-amorçantes. Dès leur mise en route, elles provoquent une diminution de pression en amont qui permet l'aspiration du liquide. Il est nécessaire néanmoins d'examiner la notice du fabricant. Les pompes volumétriques permettent d'obtenir des hauteurs manométriques totales beaucoup plus élevées que les pompes centrifuges. La pression au refoulement est ainsi plus importante. Le débit est par contre généralement plus faible mais il ne dépend pratiquement pas des caractéristiques du réseau.

### II.5.2. Caractéristiques

Une pompe est caractérisée par différents paramètres, ils sont donnés par les constructeurs et permettent lors de l'élaboration d'un réseau de déterminer le choix de la pompe en fonction du travail qu'elle devra remplir, on peut citer :

- **La cylindrée** : Volume théorique de fluide pour un tour de pompe.
- **La hauteur d'aspiration** : Hauteur à laquelle une pompe se suffit à elle-même pour s'alimenter. Elle est variable en fonction du type de pompe et du poids spécifique du liquide à aspirer.

- **Le débit refoulé** : C'est la quantité de fluide refoulée par unité de temps dans des conditions données. Un grand nombre de constructeurs donne le débit de leurs pompes en litre par minute à différentes pressions et vitesses de rotation.
- **Plage de vitesse** : Ceux sont les vitesses maximum et minimum entre lesquelles la pompe pourra être utilisée. Elles s'expriment en tour par minute. Il pourra y avoir des discontinuités de fonctionnement à cause des fuites internes variables en fonction de la vitesse et de la pression.
- **Pression de pointe** : C'est la pression maximum qu'il est possible d'atteindre avec une pompe. Cette pression ne peut être considérée comme la pression d'utilisation car la durée de vie s'en trouverait écourtée.
- **Pression d'utilisation** : C'est la pression continue qui peut être maintenue à la sortie de la pompe lors de son utilisation dans le circuit. Elle assure une durée de vie maximale à la pompe.
- **Puissance d'entraînement** : C'est la puissance qu'il est nécessaire de fournir à l'entraînement d'une pompe. Celle-ci est fonction du débit, de la pression désirée ainsi que du type de pompe utilisée.
- **L'entraînement** : Certains entraînements sont à proscrire (poulies, courroies). Se référer aux recommandations du constructeur.
- **Le sens de rotation** : En général, un seul sens de rotation est possible, dans la majorité des cas, il est gravé sur le corps de pompe afin d'éviter les erreurs de montage.
- **Rendement volumétrique** : C'est le rapport entre le débit théorique à pression nulle et le débit réel au refoulement à une pression considérée. Ce rapport s'exprime en pourcentage. Le débit théorique d'une pompe est le produit de sa cylindrée par sa vitesse de rotation.
- **Rendement mécanique** : C'est le rapport entre le couple théorique à fournir et le couple réel qui est transmis à l'arbre d'entraînement.
- **Rendement global** : C'est le rapport entre la puissance hydraulique relevée au refoulement et la puissance fournie à l'arbre d'entrée. C'est le produit du rendement volumétrique par le rendement mécanique.

### II.5.3. Problème de cavitation :

Littéralement, cela décrit la formation de cavités remplies de vapeur ou de gaz dans un liquide en mouvement.

#### II.5.3.1. Notion de tension de vapeur :

C'est la pression à laquelle la phase gazeuse d'une substance est en équilibre avec sa phase liquide ou solide à une température donnée dans un système fermé.

La tension de vapeur est liée à la tendance des molécules à passer de l'état liquide (ou solide) à l'état gazeux : *une substance possédant une pression de vapeur saturante élevée (vis à vis de la pression atmosphérique) à température ambiante est dite volatile.*

Quand un liquide coule dans un tuyau d'aspiration et qu'il entre dans le corps de la pompe, sa vitesse augmente ce qui amène une réduction de pression. Si cette pression descend en dessous de la tension de vapeur correspondant à la température du liquide, celui-ci va se vaporiser et le courant qui s'écoule consistera à la fois de liquides et de poches de vapeur. Continuant son mouvement dans le corps, le liquide arrive à une zone de pression plus élevée et les cavités de vapeur disparaissent. Cette disparition de poches de vapeur cause un bruit qui est lié à la cavitation.

La cavitation peut varier de très légère à très forte : dans le premier cas, le seul effet est une baisse de l'efficacité ; dans le deuxième cas, une forte cavitation très bruyante qui peut briser certaines parties de la pompe.

### II.5.4. Pompe multiphasique [Heyl, 2008]

Conventionnellement, la production d'un puits isolé nécessitant un apport en pression est d'abord séparée en liquide et gaz avant d'être transférée à travers deux conduites séparées en utilisant une pompe et un compresseur, car une pompe classique risquerait d'être endommagée par les quantités de gaz accompagnants les liquides. Or, à l'aide d'une pompe multiphasique, la production est boostée telle quelle.

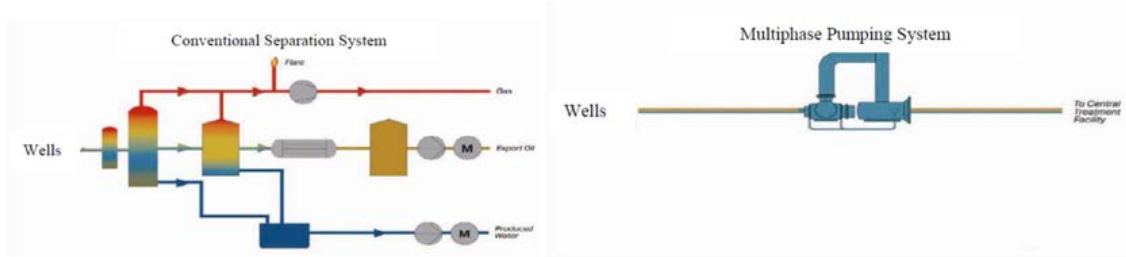


Figure II.6. Différence entre l'installation d'un séparateur et d'une pompe multiphasique

En plus de se passer de l'opération de séparation et donc le transport de la production tous fluides confondus (eau, huile et gaz) dans une seule et même conduite, une pompe apporte plusieurs avantages dont :

**Faciliter l'exploitation d'hydrocarbures dans les environnements hostiles :** la possibilité de transférer la production vers de lointains sites de traitement est favorable pour des champs se trouvant dans des endroits difficiles tels que l'arctique, les déserts ou encore les forages en mer.

**Initialisation et stabilisation du débit dans des puits isolés :** la phase d'initialisation du débit découle de la réduction de pression en tête du puits générée par la pompe multiphasique à son démarrage. Plus encore, le phénomène de formation de bouchons est amoindri du fait de cette dépression.

**Accélération de la production :** alors que le réseau en aval du puits peut ralentir le débit du fait d'une contre-pression supérieure à celle de la tête de puits (le cas échéant), une pompe multiphasique réduit considérablement cet effet.

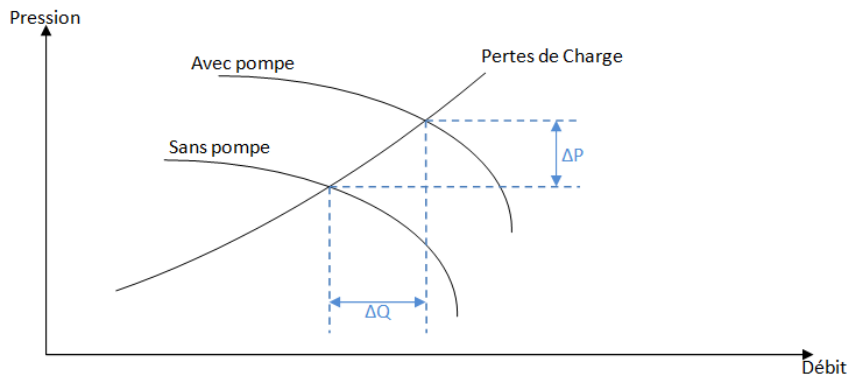


Figure II.7. Graphique démontrant l'accélération de la production par une pompe multiphasique

**Augmentation du volume de production :** l'extension du plateau de production intervient alors que la pression du réservoir est en déclin, la PMP permet alors de maintenir la production à sa valeur maximale même si la pression de réservoir baisse. De plus, la pompe multiphasique est capable de pomper les fluides jusqu'à des pressions très basses (selon la pompe choisie, la pression peut descendre jusqu'à la pression atmosphérique) alors qu'un séparateur aura besoin d'une pression minimale de service pour fonctionner, il ne sera plus opérationnel une fois la pression en tête de puits trop faible.

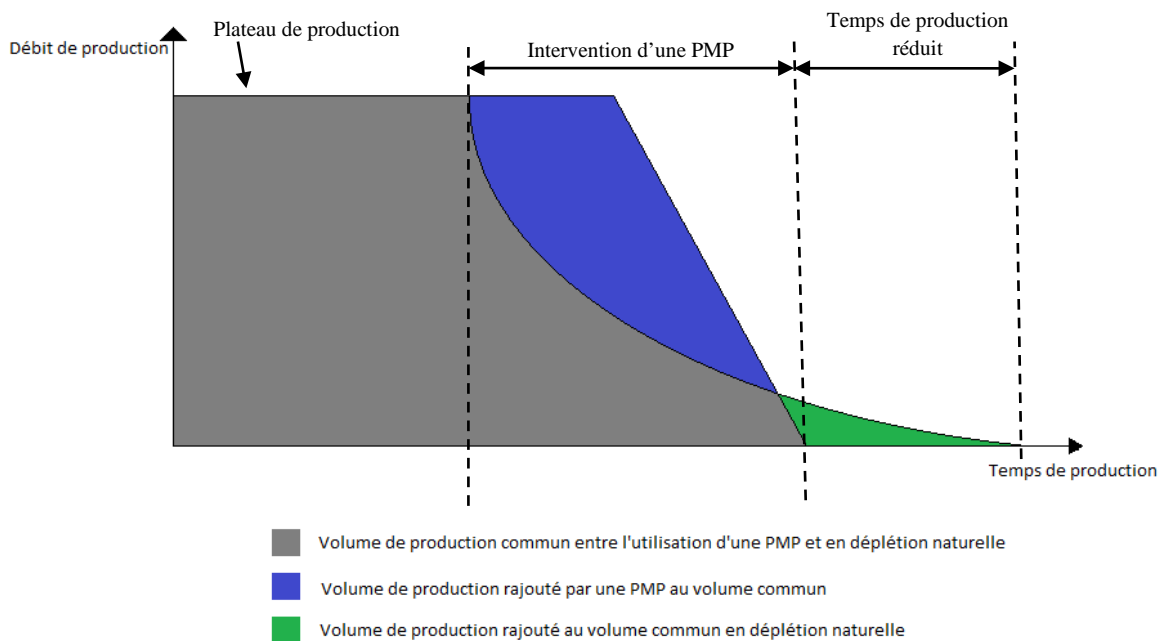


Figure II.8. Graphique démontrant l'augmentation de la production à l'aide d'une pompe multiphasique

**Economie et écologie :** au lieu d'envoyer le gaz émanant du puits de pétrole vers une torche, il peut être transféré vers un centre de traitement pour y être collecté et vendu. Cette opération est non seulement génératrice de revenus supplémentaires mais contribue aussi à la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

#### II.5.4.1. Types de pompes multiphasiques [Shippen, Scott, 2002]

Les pompes multiphasiques, comme les pompes classiques, se subdivisent en deux familles :

##### **a. Les pompes rotodynamiques (turbopompes)**

Dans les pompes rotodynamiques, l'énergie cinétique est transférée vers le fluide sous forme de pression. Cela a lieu lorsque le fluide est assujéti à une force centrifuge qui le propulse

d'une manière radiale à l'intérieur d'une roue puis, est subitement ralenti par un diffuseur stationnaire (volute) ce qui convertit l'énergie transmise au fluide en pression.

Plusieurs types de pompes centrifuges existent parmi eux :

#### ***a.1. Pompes hélico-centrifuges :***

Elles sont souvent constituées de plusieurs étages (cellules), chacun est constitué d'une roue hélicoïdale et d'un diffuseur stationnaire, chaque étage permet de pressuriser le fluide. Le fait d'avoir accolé ces étages augmente le rendement de la pompe mais aussi, empêche la séparation de l'huile et du gaz. Alors que le gaz est comprimé d'un étage un autre, la géométrie des roues et des diffuseurs change pour s'accommoder à la diminution de volume. Même si les espaces desquels s'écoule le fluide sont assez larges pour laisser passer les petites particules solides, il est vivement recommandé d'installer un filtre en amont de ce type de pompe.

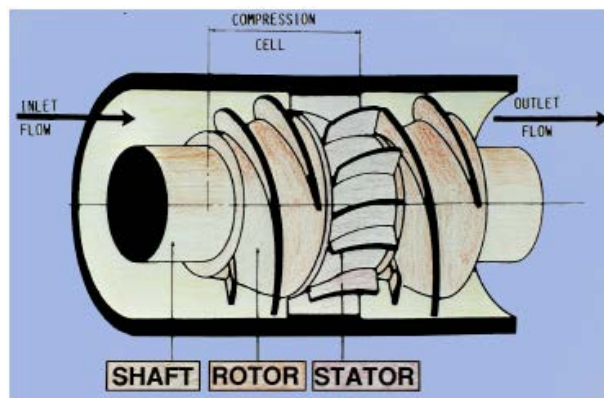


Figure II.9. Roue d'une pompe hélico-centrifuge

#### ***a.2. Pompes centrifuges multicellulaires***

Connues pour avoir été utilisées pendant longtemps comme des pompes submersibles (ESP), les pompes centrifuges multicellulaires ont toujours été calibrées de telle manière à ne pas être endommagées par des quantités de gaz présentes dans l'écoulement. C'est pour cela que les fabricants ont développé ce type de pompe dans le but de les utiliser en surface comme pompe pour les écoulements multiphasiques. Fonctionnant pratiquement de la même manière que les pompes hélico-centrifuges, seuls la forme de la roue et l'angle de sortie du fluide de cette roue diffèrent.



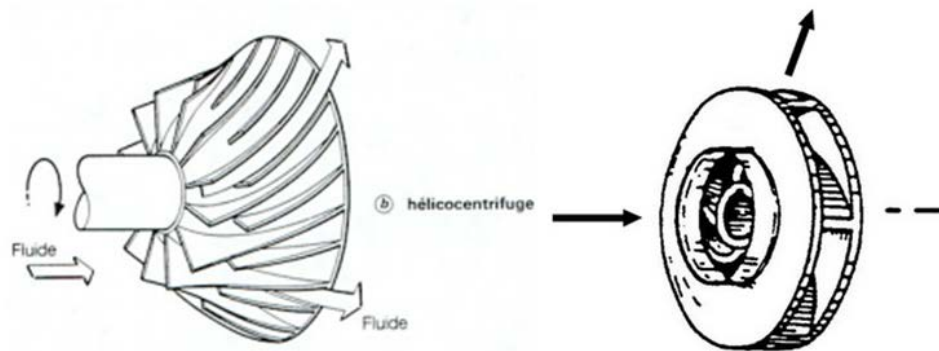


Figure II.10. Différence entre une roue centrifuge et une roue hélicoïdale

### ***b. Les pompes à déplacement positif (volumétrique)***

Ce type de pompe fonctionne selon le principe de la création d'un volume de vide dans la chambre de pompage, le fluide est donc aspiré à l'intérieur de cette chambre du fait de la différence de pression puis, il est chassé en réduisant le volume de la chambre. La différence de pression de la pompe est en fonction de la résistance éprouvée par le débit à son aval ce qui a pour effet de déterminer les performances de ce type de pompe.

Les principaux types de pompes à déplacement positif sont :

#### ***b.1. Pompes à cavité progressive (une seule vis)***

Dérivées des pompes utilisées dans la remontée artificielle de la production du puits profond, les pompes à cavité progressive sont connues pour leur capacité à gérer les écoulements multiphasiques, elles sont utilisées pour le pompage en surface. Connues pour avoir le seuil maximal de performances, et sont utilisés pour les faibles débits et les faibles pressions. Cependant, ce type de pompe n'est pratiquement pas gêné par la production de sable élevée. Constituée d'une vis qui tourne à l'intérieur d'un corps cylindrique statique, le fluide se déplace au fur et à mesure des rotations de la vis.

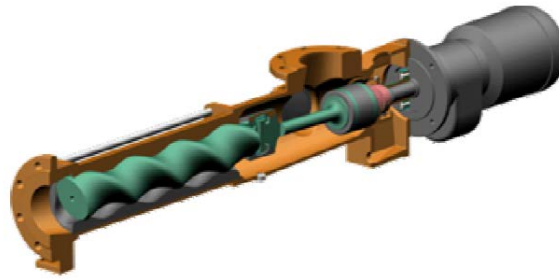


Figure II.11. Pompe à cavité progressive

### ***b.2. Pompes à double vis :***

La plus connue et la plus répandue des pompes multiphasiques est sans conteste la pompe à double vis. Sa notoriété a été acquise du fait de sa capacité à prendre en charge de grands volumes de gaz, pouvant atteindre les 95 %.

La figure suivante montre le schéma d'une pompe à double vis. Le mélange multiphasique arrive à l'entrée de la pompe, puis se divise en deux écoulements qui se rencontrent dans une chambre créée par l'enchevêtrement des deux vis, et qui se déplace au fur et à mesure de leur rotation le long de leur axe vers la sortie de la pompe. Les performances de ces pompes sont déterminées par le pas, le diamètre et la vitesse de rotation des vis. Lors de l'augmentation de la pression dans la chambre, due à la compression du gaz, de petites quantités de liquide s'échappent à travers de petits espaces séparant les vis du corps de la pompe ce qui a pour effet de diminuer le rendement volumique de la pompe.

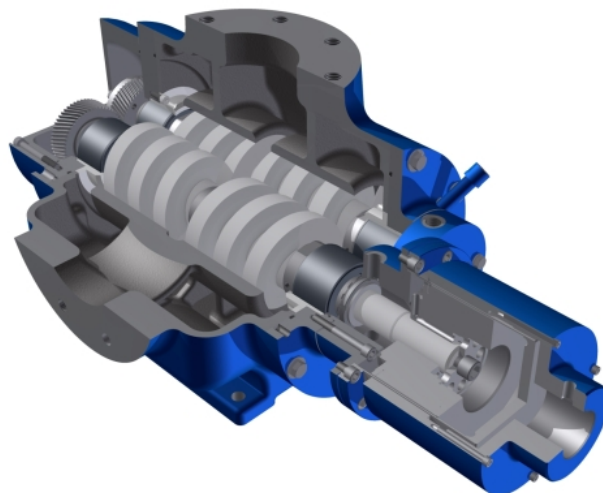


Figure II.12. Pompe à double vis

### ***b.3. Pompe à piston***

L'une des méthodes les plus simples de pomper le fluide multiphasique et d'utiliser une pompe à piston à deux temps. Les mouvements alternatifs du piston créent successivement une pression et une dépression. Utilisé pour de faibles débits mais d'importantes pressions. C'est la force avec laquelle le piston comprime le fluide qui détermine la pression de refoulement de ce type de pompe.

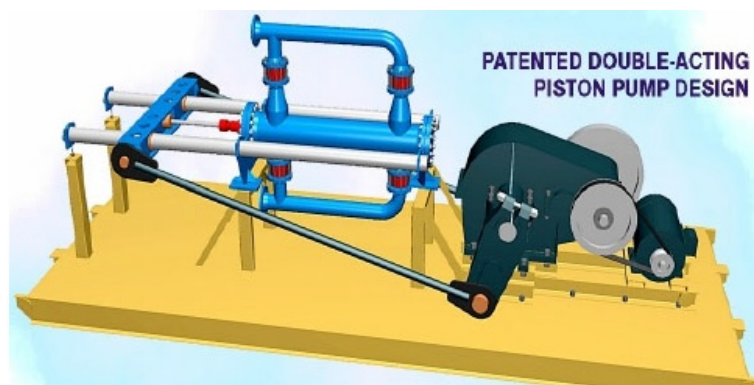


Figure II.13. Pompe à piston

### ***b.4. Pompe à diaphragme***

Dans ce type de pompe, un diaphragme et élastométrique sépare deux chambres. Dans l'une de ces deux chambres, une huile hydraulique est pompée puis aspirée par une pompe hydraulique classique ce qui a pour effet de créer des dépressions et des surpressions dans la deuxième chambre est donc, d'aspirer et de refouler le fluide émanant du puits. Précédemment utilisée pour le pompage de mélanges liquides-solides, elles ont finalement été développées pour pouvoir gérer des quantités importantes de gaz.

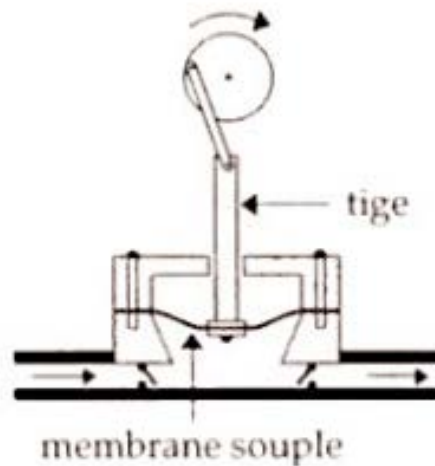


Figure II.14. Schéma d'une pompe à diaphragme

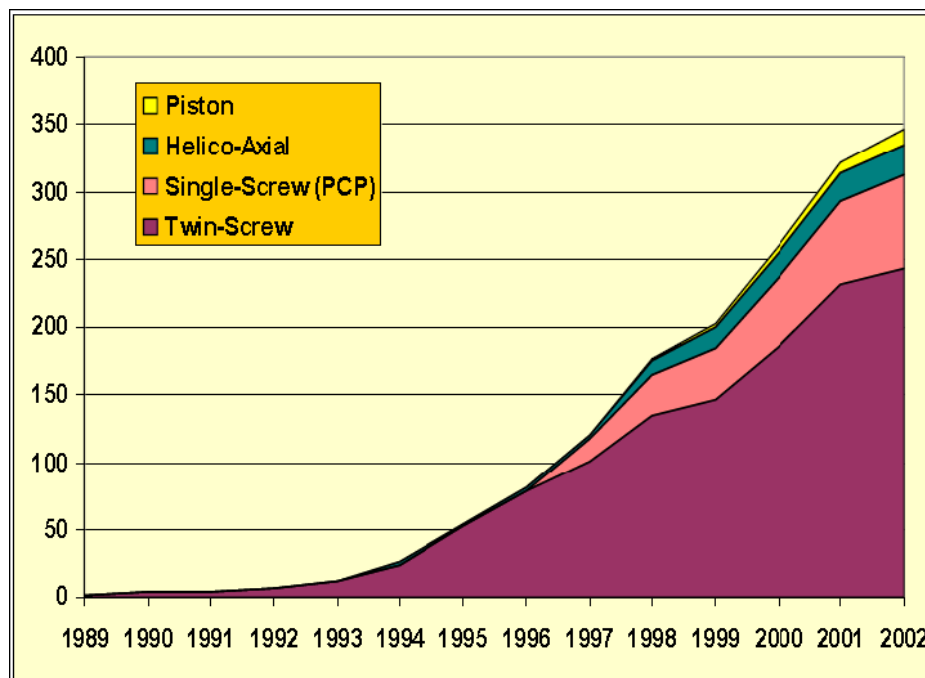


Figure II.15. Graphique représentant l'utilisation de différents types de PMP dans le monde

## II.6. Compresseur

Afin de pouvoir transporter le gaz provenant du séparateur installé près du manifold jusqu'aux unités de traitement, il est nécessaire d'utiliser un compresseur. Les compresseurs les plus utilisées dans ce domaine sont les compresseurs centrifuges multicellulaires alimentés par un

moteur électrique dans le cas de petites quantités ou, dans le cas de quantités considérables, à l'aide d'une turbine à gaz.

Ses performances seront données en fonction des quantités de gaz à évacuer ainsi que des pertes de charges subies le long de la ligne d'évacuation du gaz.

Le mode de fonctionnement d'un compresseur centrifuge ne diffère en rien de celui d'une pompe centrifuge. L'énergie cinétique apportée par le moteur est transmise au fluide ce qui lui confère de la vitesse puis, il est ralenti par la volute afin de transformer cette énergie cinétique en pression. Le gaz comprimé passe ainsi d'un étage à un autre tout en gagnant en pression.

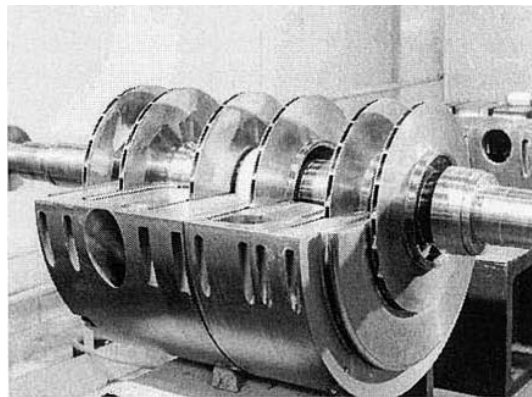


Figure II.16. Coupe dans un compresseur centrifuge multi-étage

## II.7. Conclusion

Afin de pouvoir dimensionner le réseau de surface, la modélisation de l'écoulement des hydrocarbures est d'une nécessité certaine. Elle permettra de définir les caractéristiques précises des organes de ce réseau.

# **Chapitre III:**

## **Ecoulements et Mise en Equations**

### III.1. Introduction

Tous les corps matériels possèdent différents états physiques ou tout bonnement, phases : solide, liquide, gaz et le plasma qui est en quelque sorte une forme très particulière de gaz. Ils passent généralement d'un état à l'autre sous l'action de la température et/ou de la pression. Le sens commun suffit généralement à distinguer les gaz, les solides et les liquides. Les gaz sont impalpables, les liquides coulent, les solides ne coulent pas.

Dans la production d'un puits pétrolier, on peut trouver les trois phases à savoir du gaz, de l'huile, de l'eau et des grains solides.

### III.2. Écoulement monophasique

#### III.2.1. Fluides et caractéristiques

##### *III.2.1.1. Notion de fluide*

Un fluide est un milieu formé d'un grand nombre de particules de petite taille et libre de se déplacer les unes par rapport aux autres. C'est donc un milieu matériel continu, déformable, sans rigidité qui peut s'écouler. Les fluides sont connus pour épouser la forme du récipient qui les contient, cela est dû à la faible force de cohésion entre les particules qui le constitue.

##### *III.2.1.2. Fluide parfait*

Soit une molécule constituant un fluide. Considérons  $d\vec{F}$  la force de l'interaction au niveau de la surface élémentaire  $dS$  de la particule de normale  $\vec{n}$  entre la molécule et le milieu extérieur. La force  $d\vec{F}$  peut être décomposée en une composante tangentielle  $d\vec{F}_T$  et une composante normale  $d\vec{F}_N$  à la surface  $dS$ .

Un fluide est dit parfait s'il est possible de décrire son mouvement sans prendre en compte l'effet de frottement. C'est-à-dire que la composante  $d\vec{F}_T$  est nulle. Autrement dit, la force est normale à l'élément de surface  $dS$ .

### ***III.2.1.3. Fluide réel :***

Contrairement à un fluide parfait, qui n'est utilisée que pour simplifier les calculs, les forces de frottement interne qui s'oppose au glissement relatif des couches fluides sont prises en considération dans un fluide réel. Néanmoins, quand un fluide est au repos, il peut être considéré comme étant un fluide parfait.

### ***III.2.1.4. Fluide incompressible***

Un fluide est dit incompressible lorsque le volume occupé par une masse donnée ne varie pas en fonction de la pression extérieure. Les liquides peuvent être considérés comme des fluides incompressibles.

### ***III.2.1.5. Fluide compressible***

Un fluide est considéré comme compressible lorsque le volume occupé par une masse donnée varie en fonction de la pression extérieure. Les gaz sont des fluides compressibles.

## **III.2.2. Écoulement d'un fluide réel incompressible**

### ***III.2.2.1. Viscosité***

#### ***a. Viscosité dynamique :***

Si un fluide s'écoule le long d'une paroi rigide, la vitesse d'écoulement des molécules en contact avec cette paroi est assimilée à la valeur nulle sous l'effet des forces d'interaction entre les molécules et cette paroi. De ce fait, chaque molécule repérée par la position  $z$  sur l'axe perpendiculaire à la paroi ralentit les molécules adjacentes mais se trouvant à une distance  $z + dz$ . Cela donne lieu à des vitesses d'écoulement qui sont fonction de la distance  $z$ . Autrement dit, le mouvement du fluide peut être considéré comme résultant du glissement des couches de fluide les unes sur les autres et à des vitesses différentes.



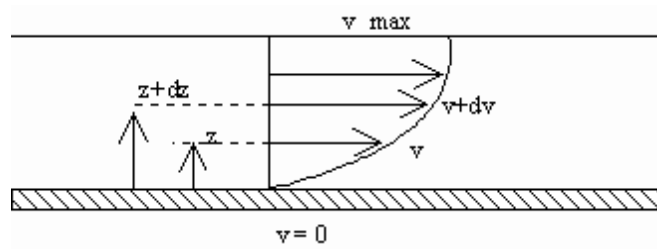


Figure III.1. Schéma représentant le profil de vitesse de l'écoulement d'un fluide visqueux sur une paroi plane

La viscosité dynamique exprime la proportionnalité entre la force  $\vec{F}$  exercée par le courant sur la paroi rigide de la surface  $S$  et la variation de vitesse  $\Delta V$  entre deux couches s'écoulant à une distance  $\Delta z$  l'une de l'autre, tel que :

$$F = \mu * S * \frac{\Delta V}{\Delta z} \quad (\text{III.1})$$

Avec,  $F$  : Force de glissement entre les couches en (N) ;  $\mu$  : Viscosité dynamique en (kg/m.s) ;  $S$  : Surface de contact entre deux couches en (m<sup>2</sup>) ;  $\Delta V$  : Écart de vitesse entre deux couches en (m/s) ;  $\Delta z$  : Distance entre deux couches en (m).

### ***b. Viscosité cinématique***

La viscosité cinématique est le quotient de la viscosité dynamique par la masse volumique du fluide.

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \quad (\text{III.2})$$

#### ***III.2.2.2. Régimes d'écoulement***

L'existence de différents régimes d'écoulement ou régimes hydrauliques fut constaté il y a bien longtemps, mais c'est grâce à l'expérience de Osborne Reynolds en 1883, que l'on peut dégager des critères permettant de les différencier. En envoyant un liquide coloré au sein d'une masse liquide en mouvement dans un tube en verre, on peut aisément constater le passage d'un régime à un autre. Ce changement de régime est dû à la variation de la vitesse d'écoulement de la masse liquide en mouvement.

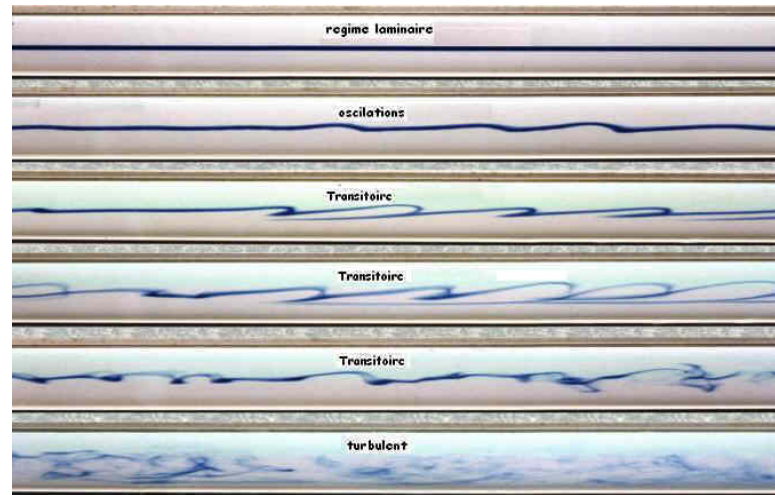


Figure III.2. Photos de différents régimes d'écoulements mis en évidence par l'expérience de Reynolds

Si la vitesse d'écoulement est suffisamment faible on constate un filet coloré, parfaitement net, très bien délimité et qui ne se mélange pas au filet voisin. C'est la preuve que la masse liquide en mouvement est constituée de filet liquide parallèle et qui ne se mélange pas. Ce régime est appelé régime laminaire, il est couramment observé dans les écoulements à travers des tubes capillaires.

En augmentant la vitesse d'écoulement à travers le tube en verre, on constate des vibrations et des oscillations au niveau du filet coloré, il devient instable et sinueux. C'est le régime transitoire.

Si la vitesse d'écoulement s'accroît davantage, le filet coloré se rompt. Les particules le constituant se dispersent sous l'effet de mouvements transversaux désordonnés qui finissent par donner une couleur uniforme à toute la masse liquide en mouvement dans le tube en verre. Du fait de ce caractère désordonné, ce régime est appelé régime turbulent.

L'apport de Reynolds se traduit dans le fait qu'il a pu dégager un paramètre servant de critère pour chaque type d'écoulement.

Si  $V$  est la vitesse moyenne de l'écoulement dans le tube en verre,  $D$  le diamètre du tube et  $\nu$  le coefficient de viscosité cinématique du liquide en mouvement, le nombre adimensionnelle appelé « nombre de Reynolds »

$$Re = \frac{V \cdot D}{\nu} \quad (\text{III.3})$$

Il permet de caractériser le régime d'écoulement, à savoir :

- Si  $Re < 2000$  le régime est laminaire.
- Si  $2000 < Re < 2300$  le régime est transitoire.
- Si  $Re > 2300$  le régime est turbulent.

### III. 2.2.3. Perte de charge

#### a. Perte de Charge singulière

Du fait de la présence de singularités le long d'une conduite dans laquelle s'écoule le fluide, des pertes de charge accidentelles ou singulières se produisent. Leur valeur est calculée par l'équation suivante :

$$J_s = K_s * \frac{V^2}{2 * g} \quad (\text{III.4})$$

Où,  $J_s$  est donnée en mètre ;  $K_s$  est le coefficient numérique adimensionnel qui dépendra de la forme et des dimensions de la singularité. Il est généralement fourni par le constructeur ;

$V$  est la vitesse d'écoulement du fluide à travers de la conduite (m/s).

#### b. Perte de charge linéaire (régulière) [Ben Hamouda, 2008]

Considérons un écoulement entre deux points (1) et (2) d'un fluide réel dans une conduite.

Les hypothèses de l'écoulement sont les suivantes :

- le fluide est réel et incompressible : ceci sous-entend qu'il existe des forces dues au frottement visqueux qui génèrent un travail négatif et donnent naissance aux pertes de charge,
- l'écoulement est permanent : les caractéristiques de l'écoulement ne changent pas en fonction du temps.

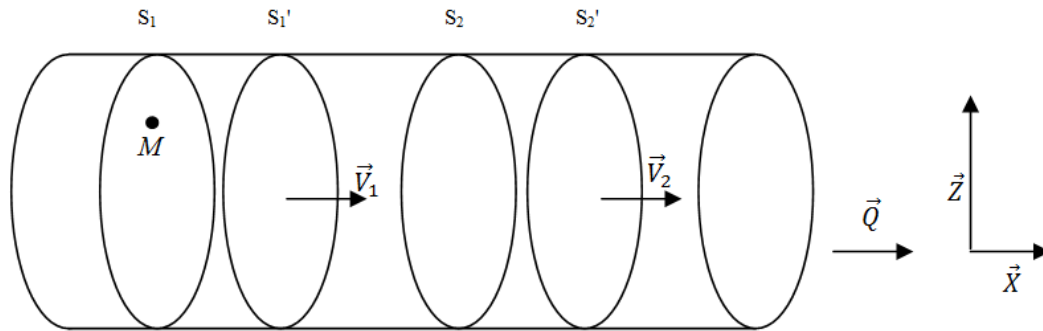


Figure III.3. Schéma d'une conduite cylindrique

On désigne par :

- $S_1$  et  $S_2$  respectivement la section d'entrée et la section de sortie du fluide à l'instant  $t$ ,
- $S'_1$  et  $S'_2$  respectivement les sections d'entrée et de sortie du fluide à l'instant  $t' = (t + dt)$ ,
- $\vec{V}_1$  et  $\vec{V}_2$  les vecteurs vitesse d'écoulement respectivement à travers les sections  $S_1$  et  $S_2$  de la conduite.
- $dx_1$  et  $dx_2$  respectivement les déplacements des sections  $S_1$  et  $S_2$  pendant l'intervalle de temps  $dt$ ,
- $dm_1$  : masse élémentaire entrante comprise entre les sections  $S_1$  et  $S'_1$ ,
- $dm_2$  : masse élémentaire sortante comprise entre les sections  $S_2$  et  $S'_2$ ,
- $M$  : masse comprise entre  $S_1$  et  $S_2$ ,
- $dV_1$  : volume élémentaire entrant compris entre les sections  $S_1$  et  $S'_1$ ,
- $dV_2$  : volume élémentaire sortant compris entre les sections  $S_2$  et  $S'_2$ ,

On considère un axe  $Z$  verticale dirigé vers le haut. On désigne par  $Z_1, Z_2$  et  $Z$  respectivement les altitudes des centres de gravités des masses  $dm_1, dm_2$  et  $M$ .

On désigne par  $F_1$  et  $F_2$  respectivement les normes des forces de pression au niveau des sections  $S_1$  et  $S_2$ .

A un instant  $t$ , le fluide de masse  $(dm_1 + M)$  est compris entre  $S_1$  et  $S_2$ .

Son énergie mécanique est de :

$$E_M = E_P + E_C = (dm_1 * g * Z_1 + M * g * Z) + \frac{1}{2} dm_1 * V_1^2 + \int_{S_1}^{S_2} \frac{dm * V^2}{2} \quad (\text{III.5})$$

A l'instant  $t' = (t + dt)$ , le fluide de masse  $(dm_2 + M)$  se trouve entre les deux sections  $S'_1$  et  $S'_2$ .

Son énergie mécanique est donnée par :

$$E'_M = E'_P + E'_C = (dm_2 * g * Z_2 + M * g * Z) + \frac{1}{2} dm_2 * V_2^2 + \int_{S'_1}^{S'_2} \frac{dm * V^2}{2} \quad (\text{III.6})$$

En appliquant le théorème de l'énergie mécanique entre les instants  $t$  et  $t'$  qui dit : « *La variation de l'énergie mécanique est égale à la somme des travaux des forces extérieures* ».

D'après les hypothèses, le fluide est réel donc, on prendra en considération les forces de pression ainsi que les forces de frottement visqueux.

$$E'_M - E_M = W_{FP} + \sum W_{FF} = F_1 * dx_1 - F_2 * dx_2 + \sum W_{FF} \quad (\text{III.7})$$

⇔

$$E'_M - E_M = P_1 * S_1 * dx_1 - P_2 * S_2 * dx_2 + \sum W_{FF} = P_1 * dV_1 - P_2 * dV_2 + \sum W_{FF} \quad (\text{III.8})$$

Après simplification on aboutie à :

$$dm_2 * g * Z_2 + \frac{1}{2} dm_2 * V_2^2 - dm_1 * g * Z_1 - \frac{1}{2} * dm_1 * V_1^2 = \frac{P_1}{\rho_1} * dm_1 - \frac{P_2}{\rho_2} * dm_2 + \sum W_{FF} \quad (\text{III.9})$$

Or, par principe de conservation de la masse on sait que :  $dm_1 = dm_2 = dm$ .

Aussi, le fluide est incompressible donc :  $\rho_1 = \rho_2 = \rho$ .

Enfin, après intégration  $dm$  suivant on aboutie à l'équation de Bernoulli :

$$\frac{V_2^2 - V_1^2}{2} + \frac{P_2 - P_1}{\rho} + g * (Z_2 - Z_1) = \frac{\Sigma W_{FF}}{dm} \quad (\text{III.10})$$

De là, on considère  $J_{12} = \frac{\Sigma W_{FF}}{dm}$  comme étant la perte de charge par unité de masse due au frottement visqueux entre le point (1) et (2).

Sachant les pertes de charge linéaire sont proportionnelles à la longueur de la conduite et inversement proportionnelles à son diamètre, mais aussi proportionnelles au carré de la vitesse d'écoulement du fluide. Elles peuvent s'exprimées comme suit :

$$J_l = -\lambda * \frac{V^2}{2} * \left(\frac{L}{D}\right) \quad (\text{III.11})$$

Où,  $V$  : vitesse moyenne d'écoulement dans la conduite (m/s) ;  $L$  : longueur de la conduite (m) ;  $d$  : diamètre de la conduite (m) ;  $\lambda$  : coefficient de perte de charge linéaire (il dépend du régime d'écoulement et notamment du nombre de Reynolds  $Re$ ).

Les valeurs de  $\lambda$  diffèrent suivant le régime d'écoulement. Certains scientifiques ont proposé des formules empiriques, parmi ces formules on trouve entre autres:

Pour un écoulement laminaire ( $Re < 2000$ ),  $\lambda$  est donné par la formule de Poiseuille :

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (\text{III.12})$$

Pour un écoulement turbulent lisse ( $2300 < Re < 10^5$ ),  $\lambda$  est donné par la formule de Blasius :

$$\lambda = 0.316 * Re^{-0.25} \quad (\text{III.13})$$

Pour un écoulement turbulent rugueux ( $Re > 10^5$ ),  $\lambda$  est donné par la formule de Blench :

$$\lambda = 0.79 * \sqrt{\frac{k}{d}} \quad (\text{III.14})$$

avec,  $k$  : rugosité de la surface interne de la conduite (mm) ;  $d$  : diamètre intérieur de la conduite (mm).

Par contre, pour un écoulement transitoire, il aura fallu attendre la formule de Colebrook

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[ \frac{\varepsilon}{3.7} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right] \quad (\text{III.15})$$

Avec  $\varepsilon$  : rugosité relative de la conduite.

Qui est de plus en plus utilisée en raison de son caractère universel, de ses bases expérimentales et théoriques et de la large gamme de variation du nombre de Reynolds à laquelle elle s'applique.

Vue la complexité de sa forme mathématique, l'emploi d'abaques et de tables facilite son emploi. Il suffit de faire correspondre le nombre de Reynolds caractérisant l'écoulement à la rugosité relative de la conduite pour trouver la valeur de  $\lambda$ .

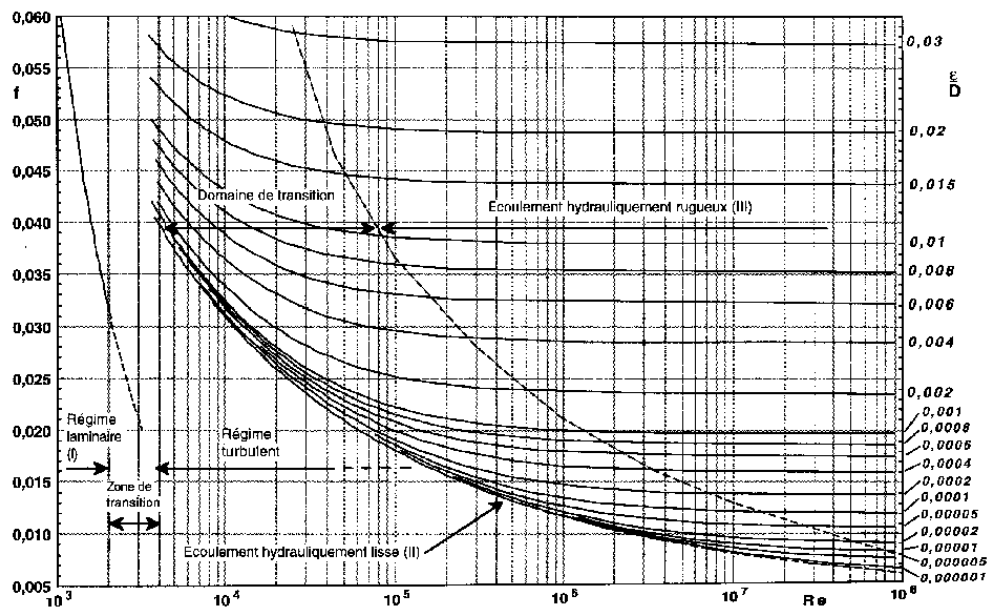


Figure III.4. Abaque de Moody

### III.2.3. Écoulement d'un fluide compressible (cas de l'écoulement d'un gaz dans une conduite cylindrique) [Lalouani, 2009]

C'est à l'aide de l'équation de Bernoulli généralisée sous forme différentielle que la modélisation de l'écoulement d'un fluide compressible est établie. Par modélisation on entend, la description de l'écoulement du point de vue quantitatif. L'établissement de cette

équation se fait en appliquant le principe fondamental de la dynamique à un élément de gaz en mouvement dans un tube.

Les hypothèses principales sont :

- Écoulement permanent monodimensionnel.
- Écoulement par tranches : la pression  $p$ , la masse volumique  $\rho$  et la vitesse du gaz  $u$  sont uniformes dans une section droite du tube.

Un élément de gaz de masse  $dm$  est soumis suivant l'axe des  $X$  aux forces suivantes :

- force de pression sur la face amont :  $P * S$
- force de pression sur la face aval :  $-\left(P + \frac{dP}{dx} * dx\right) * S$
- force de pesanteur :  $-g * \frac{dh}{dx} * dm$
- force de frottement avec la paroi :  $-\tau * \pi * D * dx$

$\tau$  résulte du gradient de vitesse à la paroi :

$$\tau = -\mu * \frac{du}{dy} \quad (\text{III.16})$$

Si l'on applique le principe fondamental de la dynamique :

$$\sum \vec{F} = m * \frac{d\vec{u}}{dt} \quad (\text{III.17})$$

On obtient :

$$dm * \frac{du}{dt} = P * S - \left(P + \frac{dP}{dx} * dx\right) * S - g * \frac{dh}{dx} * dm - \tau * \pi * D * dx \quad (\text{III.18})$$

$$dm * \frac{du}{dt} = P * S - P * S - \frac{dP * \rho}{dx * \rho} * dx * S - g * \frac{dh}{dx} * dm - \frac{4 * \tau * \pi * D^2 * \rho * dx}{4 * D * \rho}$$

$$(\text{III.19})$$



$$\text{Or, } dm = \rho * S * dx$$

$$dm * \frac{du}{dt} = \frac{dP}{dx * \rho} * dm - g * \frac{dh}{dx} * dm - \frac{4 * \tau}{D * \rho} * dm \quad (\text{III.20})$$

$$\frac{du}{dt} = - \frac{dP}{dx * \rho} - g * \frac{dh}{dx} - \frac{4 * \tau}{D * \rho} \quad (\text{III.21})$$

En multipliant l'équation par  $dx$  :

$$\frac{dx * du}{dt} = - \frac{dP}{\rho} - g * dh - \frac{4 * \tau}{D * \rho} * dx \quad (\text{III.22})$$

$$\text{Sachant que } u = \frac{dx}{dt}$$

et on introduit le coefficient de perte de charge  $\lambda$  défini par l'égalité :

$$\tau = \frac{\lambda}{4} * \frac{\rho * u^2}{2} \quad (\text{III.23})$$

On finit par aboutir à l'équation de Bernoulli généralisée :

$$\frac{dP}{\rho} + u * du + g * dh + \lambda * \frac{u^2}{2 * D} * dx = 0 \quad (\text{III.24})$$

Avec,

$\frac{dP}{\rho}$ : terme de chute de pression ;  $u * du$ : terme de l'énergie cinétique ;  $g * dh$ : terme de l'énergie potentielle ;  $f * \frac{u^2}{2 * D} * dx$ : terme des pertes de charge par frottement.

Si l'on tient compte des hypothèses suivantes :

- Régime d'écoulement isotherme :  $T = \text{cte}$  ;
- $Z$  et  $f$  varient autour de leur valeur moyenne ;
- La variation d'énergie cinétique est négligeable devant le travail des forces de frottement.

Si la conduite est horizontale alors on aura  $dh = 0$  et donc l'équation (III.24) devient :

$$\frac{dP}{\rho} + f * \frac{u^2}{2*D} * dx = 0 \quad (\text{III.25})$$

D'après l'équation d'état des gaz réels :

$$\rho_b = \frac{P_b}{Z_b * R * T_b} \quad \text{et} \quad \rho = \frac{P}{Z * R * T} \quad \Rightarrow \quad \rho = \rho_b * \frac{P}{P_b} * \frac{Z_b}{Z} * \frac{T_b}{T}$$

Posons  $Q_b$  et  $\rho_b$  respectivement le débit volumique et la masse volumique du gaz aux conditions de référence  $T_b$  et  $P_b$ .

Aussi,  $Q$  et  $\rho$  débit volumique et masse volumique du gaz en n'importe quel point de la canalisation.

Pour un écoulement permanent :

$$Q * \rho = Q_b * \rho_b \Rightarrow Q = Q_b * \frac{P_b}{T_b} * \frac{T}{P} * \frac{Z}{Z_b} \quad (\text{III.26})$$

$$\text{On a : } u = \frac{4*Q}{\pi*D^2} \Rightarrow u = \frac{4*Q_b * \frac{P_b}{T_b} * \frac{T}{P} * \frac{Z}{Z_b}}{\pi*D^2} \quad (\text{III.27})$$

On remplace la masse volumique  $\rho$  et la vitesse  $u$  dans l'équation (III.25)

$$\left( \frac{dP}{\rho_b * \frac{P}{P_b} * \frac{Z_b}{Z} * \frac{T_b}{T}} \right) + f * \left( \frac{\frac{4*Q_b * \frac{P_b}{T_b} * \frac{T}{P} * \frac{Z}{Z_b}}{\pi*D^2}}{2*D} \right) * dx = 0 \quad (\text{III.28})$$

Après simplification en tenant compte des hypothèses :

$$P * dP = -\frac{16}{\pi^2} * \rho_b * P_b * Z_m * T_m * f_m * \frac{Q_b^2}{T_b * D^5} * dx \quad (\text{III.29})$$

L'intégrale de cette équation entre  $x = 0$  et  $x = L$  et  $p(0, t) = P_1$ ,  $p(L, t) = P_2$ , nous donne :

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{16}{\pi^2} * \rho_b * P_b * Z_m * T_m * f_m * \frac{Q_b^2}{T_b * D^5} * L \quad (\text{III.30})$$

D'où l'on tire le débit :

$$Q = 1.1494 * 10^{-3} * \frac{T_b}{P_b} * \left( \frac{P_1^2 - P_2^2}{G * L * T_m * Z_m * f_m} \right)^{0.5} * D^{2.5} \quad (\text{III.31})$$

Avec :

$Q$  : débit du gaz, condition standard,  $\text{m}^3/\text{jour}$  ;  $f_m$  : facteur de friction, sans dimension ;  
 $P_b$  : pression standard, kPa ;  $T_b$  : température standard K (273,15+ °C) ;  $P_1$  : pression absolue en amont, kPa ;  $P_2$  : pression absolue en aval, kPa ;  $G$  : densité du gaz (air = 1) ;  
 $T_m$  : température moyenne du gaz K (273,15+ °C) ;  $D$  : diamètre intérieur du pipeline, mm ;  $L$  : longueur du segment du pipeline, km ;  $Z$  : facteur de compressibilité, sans dimension.

### Equation de Panhandle A

Issue d'un développement empirique, cette équation relie le coefficient de frottement, le diamètre intérieur de la conduite, la densité du gaz et le débit volumique. Elle apporte l'utilisation d'un coefficient d'efficacité  $E$ . Valable pour un nombre de Reynolds variant de 5 à  $11.10^6$ , elle se présente sous la forme suivante:

$$Q = 695.7 * E * \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.07881} * \left(\frac{P_1^2 - e^S * P_2^2}{G^{0.8539} * Z * T_m * L_e}\right)^{0.5394} * D^{2.6182} \quad (\text{III.32})$$

### Equation de Panhandle B

Utilisée pour des canalisations de grands diamètres, à hautes pressions, pour un nombre de Reynolds de l'ordre de 4 à  $40 \cdot 10^6$ . Elle s'exprime par la relation :

$$Q = 1.002 * 10^{-2} * E * \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1.02} * \left(\frac{P_1^2 - e^S * P_2^2}{G^{0.961} * Z * T_m * L_e}\right)^{0.51} * D^{2.53} \quad (\text{III.33})$$

### III.3. Écoulement multiphasique [Poncet, 2013]

#### III.3.1. Introduction

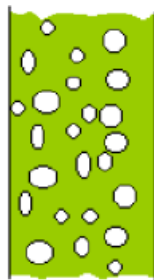
Une large partie des progrès effectués ces dernières années dans les méthodes de prédiction de l'écoulement des fluides s'est concentrée dans le vaste domaine des écoulements appelés multiphasiques ou polyphasiques, comme les écoulements de mélanges gaz-liquide ou les écoulements de suspensions de particules ou de gouttelettes. En complément à de nombreux résultats expérimentaux et face à l'insuffisance des modèles globaux développés antérieurement (pour certains depuis les années 1950), l'augmentation constante des efforts de recherche et des moyens numériques a permis d'envisager un traitement de plus en plus précis de ce type d'écoulements, que l'on rencontre dans la majorité des procédés industriels ainsi que dans les domaines de l'environnement et de la santé.

On est amené à faire une distinction entre les différents régimes d'écoulement, surtout en raison des méthodes de traitement qui leur sont applicables. La prédiction de leurs caractéristiques n'est pas chose facile vu que chaque segment de l'écoulement nécessite une énergie différente pour maintenir justement cet écoulement. En général, des corrélations empiriques sont utilisées pour modéliser ces écoulements.

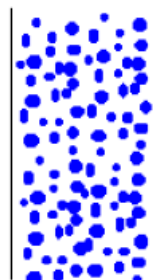
#### III.3.2. Classification des écoulements

Un écoulement multiphasique peut être classé suivant :

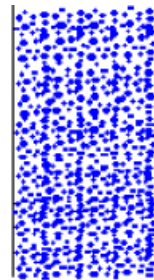
- les phases présentes dans l'écoulement:
  - mélange de deux liquides non miscibles
  - mélange solide - liquide
  - mélange de gaz - solide
  - mélange gaz - liquide
- la distribution spatiale des interfaces :
  - phases dispersées



Bulles dans un liquide

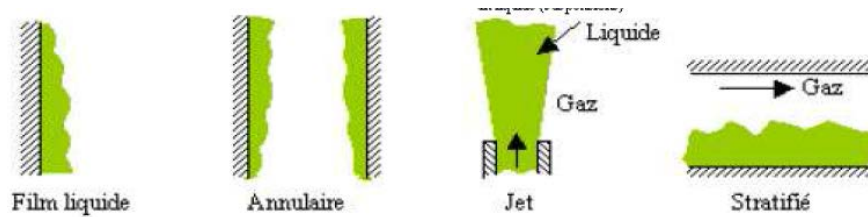


Gouttelettes dans un gaz (brouillard)

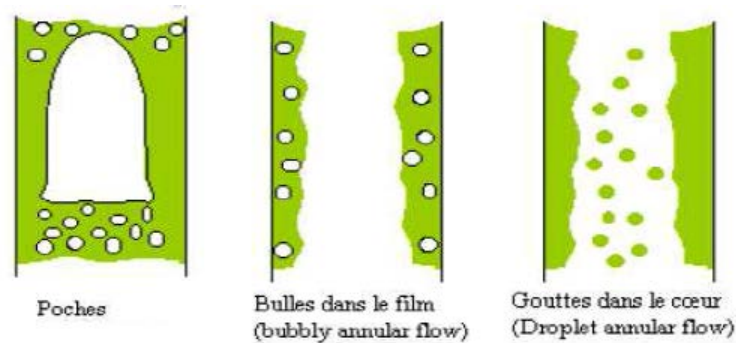


Particules dans un gaz ou un liquide (suspensions)

- phases séparées



- transition



### III.3.3. Les régimes d'écoulements

Considérons, dans notre cas, les écoulements en conduite comportant une phase gazeuse (G) et une phase liquide (L). Les configurations possibles seront qualifiées à l'aide des deux (2) critères:

1. la nature de la phase pariétale : la phase pariétale et le fluide qui mouille la paroi, cela peut être le liquide, le gaz ou les deux.
2. Le caractère continu (C) ou non (dispersé D) d'une phase : une phase est continue si il est possible de tracer une ligne continue qui relie deux Points quelconques à l'intérieur de la phase.

**Remarque** : si une phase mouille seule la paroi, elle possède nécessairement la propriété de continuité.

On peut identifier huit configurations différentes :

- phase pariétale où le gaz est en contact avec la paroi (G-C) :
  1. phase liquide continue : jet libre vertical ;
  2. phase liquide dispersée : gouttelettes dans un gaz (brouillard).

- phase pariétale ou le liquide est en contact avec la paroi (L-C) :
  3. phase gazeuse continue : écoulement annulaire ;
  4. phase gazeuse dispersée : écoulement à bulles ou à poches.
  
- phase pariétale ou le liquide et le gaz sont en contact avec la paroi :
  5. phases liquide et gazeuse continues (L-C, G-C) : écoulement stratifié (possible uniquement en conduite horizontale ou faiblement inclinée) ;
  6. phase gazeuse continue et phase liquide dispersée (G-C, L-D) : goutte de liquide sur le fond de la conduite ;
  7. Phase gazeuse dispersée et phase liquide continue (G-D, L-D) : écoulement à poches et bouchons (possible uniquement en conduite horizontale) ;
  8. phases liquide et gazeuse dispersées : écoulement en tranches.

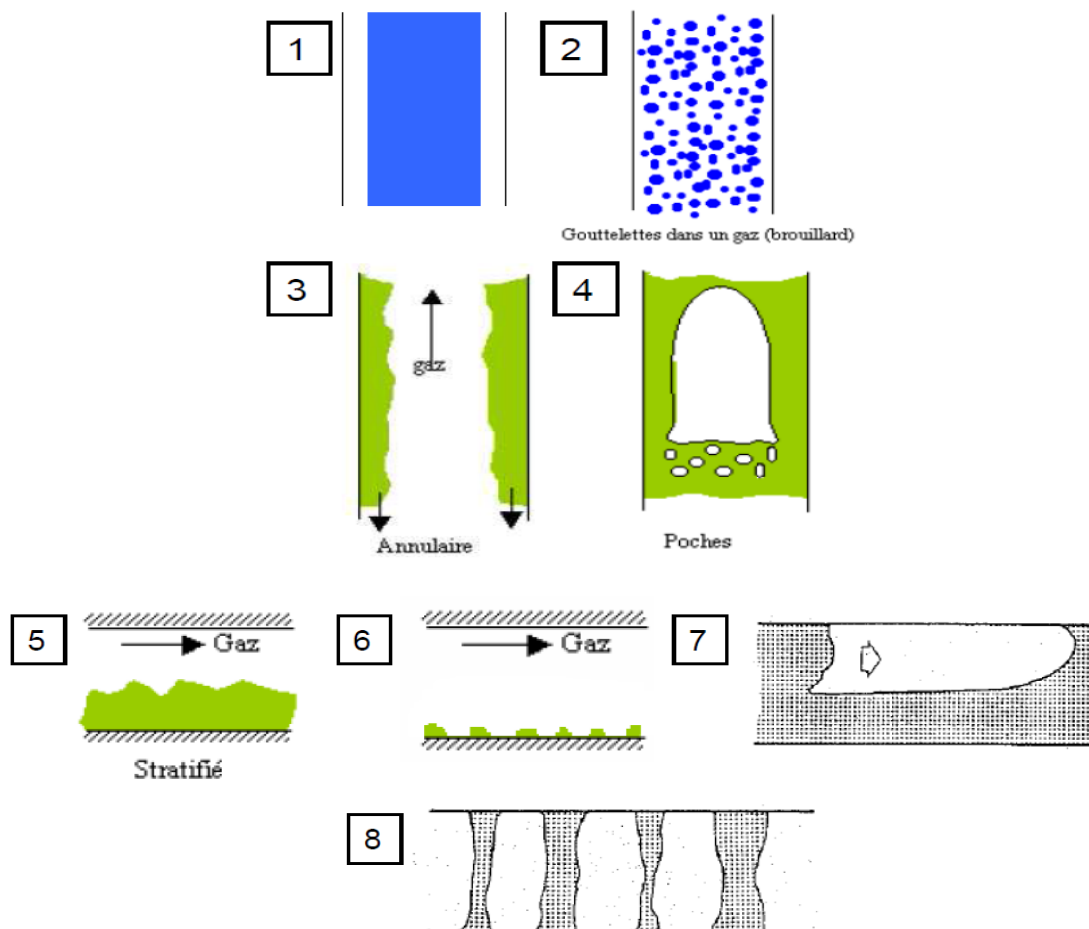


Figure III.5. Schéma des différents régimes d'écoulements multiphasiques

### III.3.4. Principaux paramètres d'un écoulement multiphasique

Un écoulement multiphasique est caractérisé par les grandeurs suivantes :

- **Le taux de liquide accumulé (liquid holdup)**

$$H_L = \frac{\text{volume de liquide dans un segment de conduite}}{\text{volume interne du segment de conduite}}$$

- **Le taux de gaz accumulé (gas holdup)**

$$H_G = 1 - H_L$$

Si les vitesses d'écoulement des liquides et des gaz sont égales (écoulement sans glissement), on peut définir :

$$\lambda_L = \frac{Q_L}{Q_L + Q_G} \quad (\text{III.34})$$

Qui représente le quotient entre la section mouillée et la section de la conduite pour un écoulement sans glissement.

- **Vitesses débitantes (ou superficielles)**

Les vitesses que devraient avoir les fluides s'ils s'écoulaient à travers la section entière de la conduite

- **Vitesse débitante du liquide**

$$J_L = \frac{Q_L}{S} = (1 - \langle \alpha \rangle) v_L \quad (\text{III.35})$$

- **Vitesse débitante du gaz**

$$J_G = \frac{Q_G}{S} = \langle \alpha \rangle v_G \quad (\text{III.36})$$



Avec,  $Q_L$  et  $Q_G$  respectivement les débits de liquide et de gaz ( $m^3/s$ ) ;  $S$ : section de la conduite ( $m^2$ ) ;  $v_L$  et  $v_G$  respectivement les vitesses réelles du liquide et du gaz ( $m/s$ ) ;  $\langle \alpha \rangle$ : taux de vide.

- ***Vitesse débitante (superficielle) totale***

$$J_T = J_L + J_g \quad (\text{III.37})$$

- ***Vitesse relative***

$$V_{GL} = V_G - V_L \quad (\text{III.38})$$

- ***Vitesse de glissement***

- **Vitesse de glissement du liquide**

$$V_{LJ} = (1 - \langle \alpha \rangle) * (V_L - V_G) \quad (\text{III.39})$$

- **Vitesse de glissement du gaz**

$$V_{GJ} = \langle \alpha \rangle * (V_G - V_L) \quad (\text{III.40})$$

- ***Masse volumique du mélange:***

$$\rho_{\text{mélange}} = \rho_L * H_L + \rho_G * H_G \quad (\text{III.41})$$

### III.3.5. Variables agissant sur les transitions entre les types d'écoulement

Les paramètres entrant dans la caractérisation d'un écoulement multiphasique sont nombreux, on peut citer :

- Les débits volumiques de chaque phase,
- Les propriétés des fluides ( $\rho$ ,  $\mu$ ,  $\nu$ ,  $\sigma$ )
- La pression en amont et en aval,
- Le flux de chaleur à la paroi,
- La tension superficielle,
- Le sens des écoulements (ascendant ou descendant, co- ou contre-courant),
- La géométrie de la conduite (diamètre, section circulaire ou non...),
- L'inclinaison du système,
- La mouillabilité,
- La présence de singularités,
- L'historique de l'écoulement.

Aussi, certains nombre adimensionnels tels que :

- Nombre de Bond ou d'Etvos (confinement des inclusions):

$$Bo = \left( \frac{D_H}{L_0} \right)^2$$

- Nombre de Froude (stratification):

$$Fr = \left( \frac{\rho_g * U_g^2}{\Delta\rho * g * d} \right)^{1/2}$$

- Nombre de Weber:

$$We = \frac{\Delta\rho * U_g^2 * d}{\sigma}$$

- Nombre de Reynolds:

$$Re_g = \frac{\rho_g * U_g * d}{\mu_g}$$

Les méthodes permettant de modéliser un écoulement multiphasique sont des méthodes empiriques. En effet, vu la complexité de modéliser un tel écoulement, le moyen le plus simple aura été l'expérience en laboratoire.

Certains scientifiques ont établis des cartes permettant de prévoir le type de l'écoulement multiphasique présent dans une conduite en fonction des paramètres cités plus haut et de combinaisons entre eux.

La figure suivante présente les différents régimes d'écoulement multiphasique recensé par les scientifiques dans une conduite horizontale. On adjointra à cette figure les cartes d'écoulement en conduite horizontale.

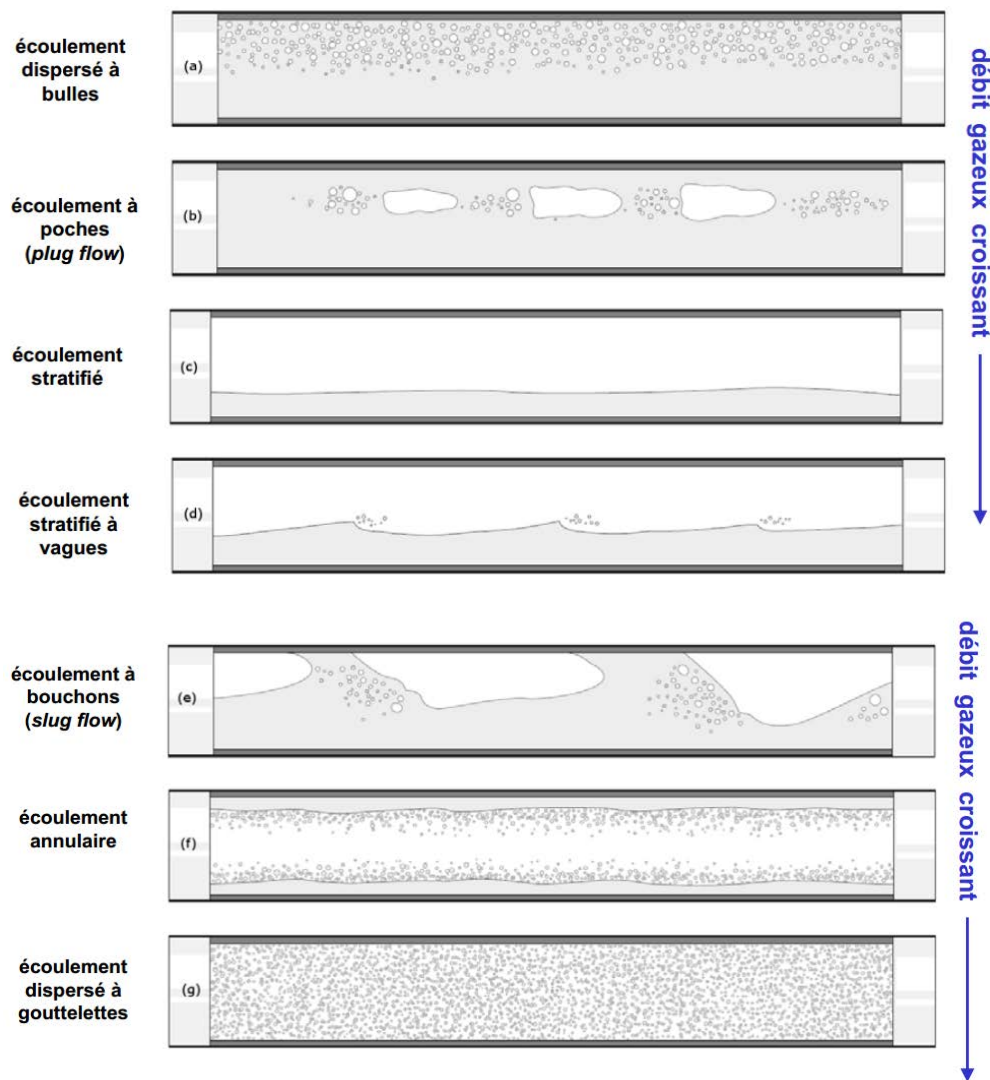
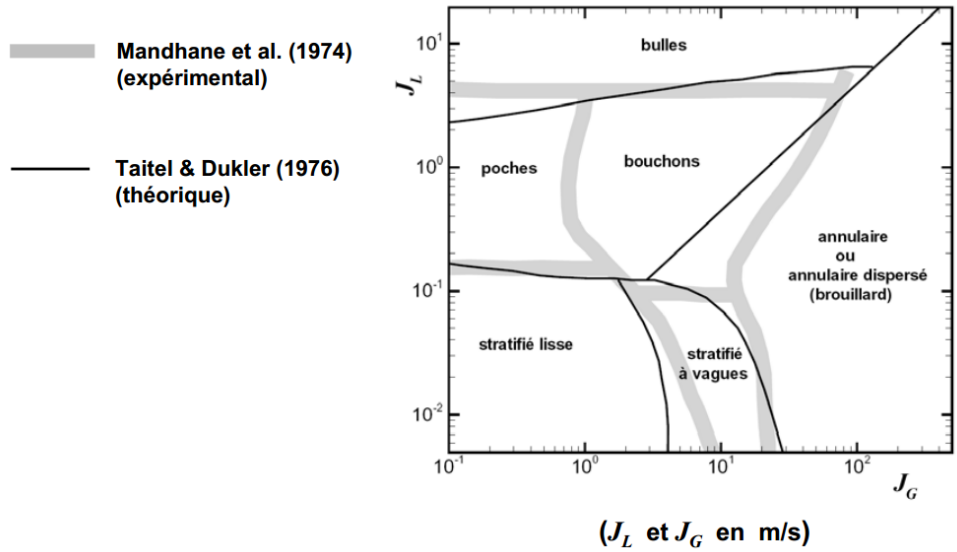


Figure III.6. Régimes d'écoulements multiphasiques



- transitions théoriques de Taitel & Dukler (1976)

$$Fr_G^* = \frac{J_G}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_G}{\rho_L - \rho_G}}$$

$$K_{TD} = Fr_G^* \sqrt{Re_L} \quad (Re_L = J_L D / \nu_L)$$

$$T_{TD} = \sqrt{\frac{|dp/dz|_L}{g(\rho_L - \rho_G)}}$$

$X$  = paramètre de Martinelli

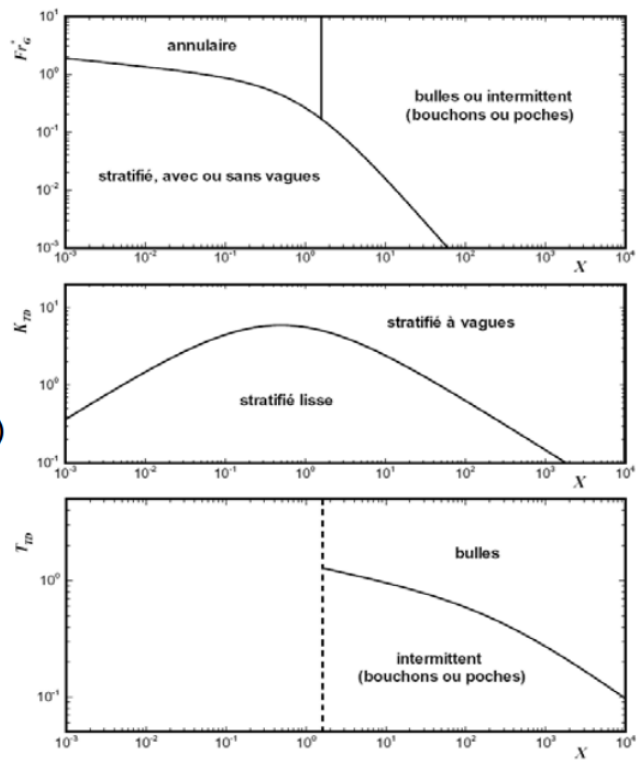
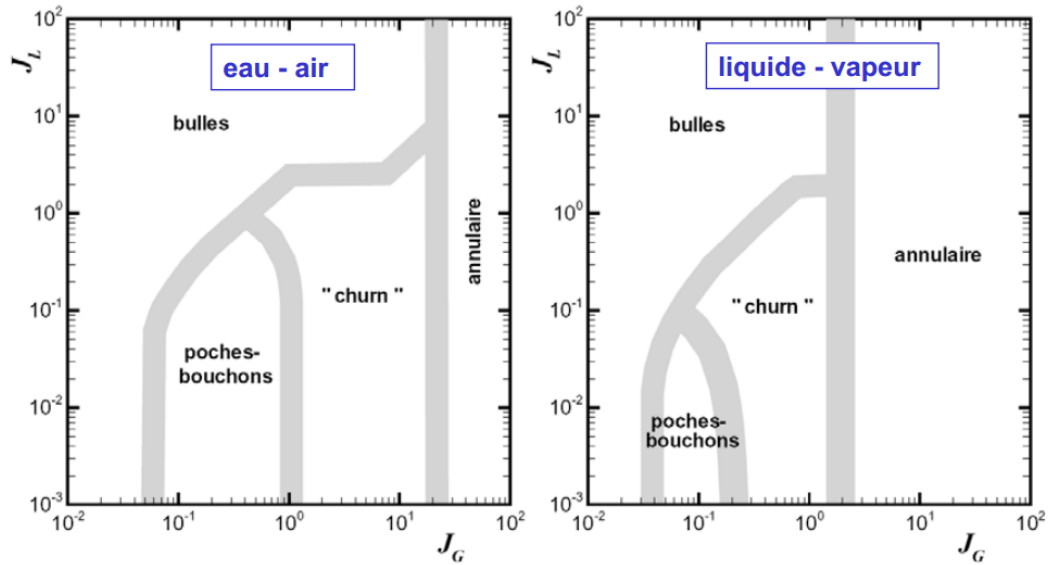


Figure III.7. Cartes d'écoulements en conduite horizontale

Des régimes d'écoulement multiphasique verticaux sont aussi décrits dans ce qui suit :

(cartes adaptées de McQuillan & Whalley, 1985)



(vitesses superficielles en m/s)

Carte de Hewitt & Roberts

(abscisse et ordonnée exprimées en Pa)

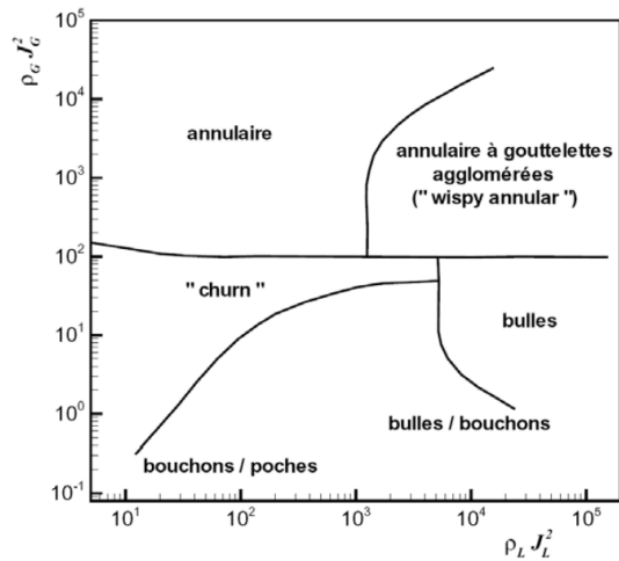


Figure III.8. Cartes d'écoulement en conduite verticale ascendante

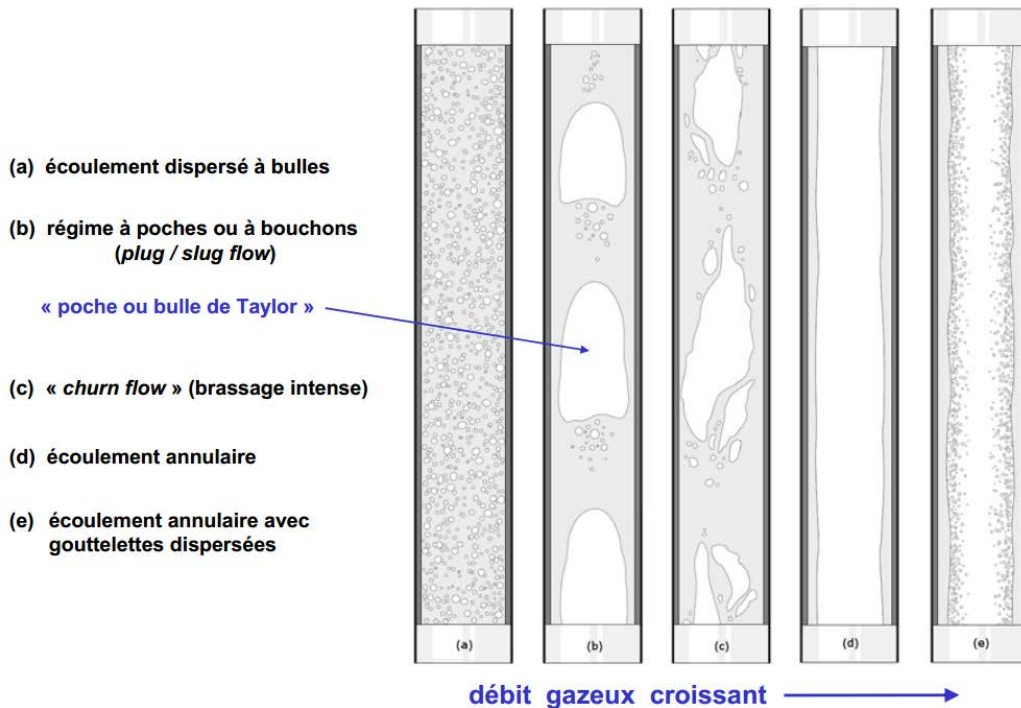


Figure III.9. Régimes observés en écoulement vertical ascendant

Cependant les technologies actuelles permettent d'élargir le champ des méthodes empiriques pour examiner un écoulement multiphasique afin d'en connaître sa configuration et de pouvoir prédire son comportement. De ces méthodes il existe :

- Mesure du taux de vide par rayons X :

Un rayon X d'intensité  $I_0$  est émis de façon à traverser la conduite de diamètre  $D$  puis, on reçoit un rayon d'intensité  $I$  qui aura traversé la conduite.

Soit la loi de Bouguer qui dit que :

$$I = I_0 * e^{-\mu x} \quad (\text{III.42})$$

Avec,  $\mu$  : Coefficient d'absorption (1/m) ;  $I$  : Intensité du rayon reçu (cd, candela) ;

$I_0$  : Intensité du rayon émis (cd, candela) ;  $x$  : Distance parcourue (m).

soit  $e_p$  l'épaisseur de la paroi de la conduite.

Si le rayon traverse du gaz on aura

$$I_G = I_0 * e^{-\mu_p * 2 * e_p} \quad (\text{III.43})$$

$\mu_p$  étant le taux d'absorption de la paroi.

Si le rayon traverse du liquide on aura

$$I_L = I_0 * e^{-\mu_p * 2 * e_p} * e^{-\mu_L * D} \quad (\text{III.44})$$

$\mu_L$  étant le taux d'absorption des liquides.

Donc, pour un écoulement diphasique (liquide-gaz) on aura

$$I = I_0 * e^{-\mu_p * 2 * e_p} * e^{-\mu_L * D * (1 - H_G)} \quad (\text{III.45})$$

Par conséquent,

$$H_G = \frac{\log\left(\frac{I}{I_L}\right)}{\log\left(\frac{I_G}{I_L}\right)} \quad (\text{III.46})$$

- Mesure par vélocimétrie par image de particules (PIV)

Cette méthode consiste à prendre deux (2) photos en un intervalle très court pour mesurer la distance parcourue par une particule et en calculer la vitesse.

Les particules concernées sont des particules submicroniques semées au préalable puis, photographiées par une caméra grande vitesse reliée à un ordinateur qui se chargera de déterminer les positions successive de la même particule. Dans le cas d'un écoulement à bulles, les contours des bulles constitués par les interfaces liquide-gaz sont très nets dans la photographie instantanée. L'image est ensuite binarisée (noir et blanc). La différence de contraste est due à la différence d'indices de réfraction entre le liquide et le gaz.

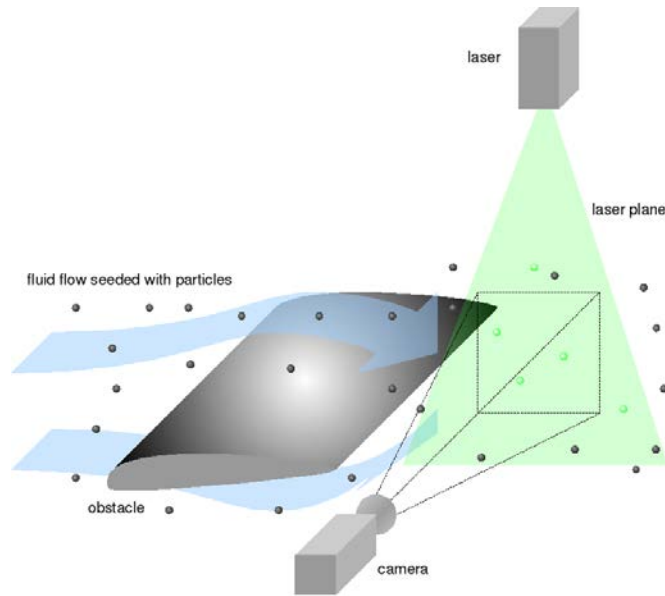


Figure III.10. Schéma de la mesure par PIV

- Mesure par sonde optique :

Comme pour la technique précédente, la sonde optique détecte les interfaces liquide-gaz en se basant sur le changement de l'indice de réfraction. Puis elle envoie un signal à chaque changement de cet indice pour signaler la présence d'une bulle. Contrairement à une caméra qui peut détecter plusieurs bulles du fait de son large champ de captage, la sonde n'émet qu'un seul rayon et donc ne détecte qu'une bulle à la fois. C'est pour ça qu'il est préférable d'en disposer plusieurs à la fois pour balayer toute la section de la conduite.

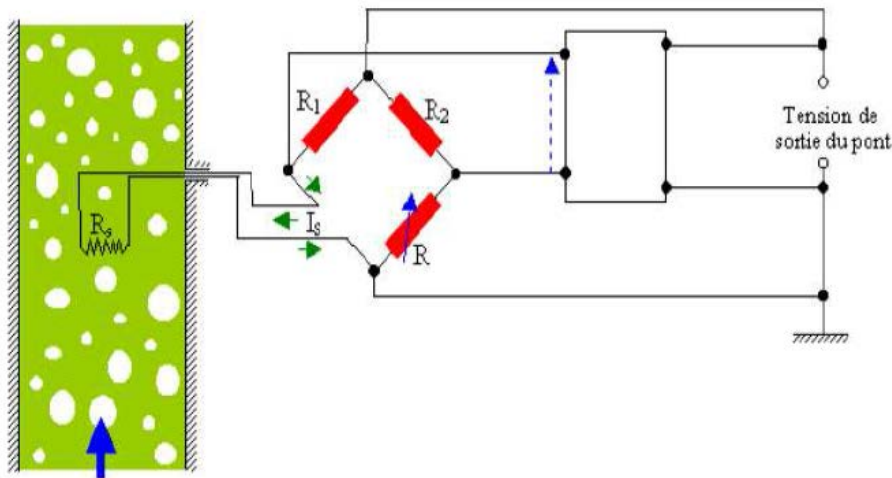
- Mesure par film chaud

Ce principe de mesure repose sur l'échange de chaleur autour d'un film ou d'un fil chauffé par un courant électrique. On place dans un écoulement un fil ou film chaud porté par effet Joule à une température supérieure à celle de l'écoulement. Il se produit alors un échange de chaleur par convection.

Une sonde chargée de calculer la puissance dissipée par effet de Joule. Celle-ci est directement liée au nombre de Nusselt qui dépend du nombre de Reynolds et donc de la vitesse d'écoulement. La sonde donne une différence de tension pour représenter la puissance dissipée. En contact avec le liquide, le voltage est grand à cause du fort refroidissement du fil.



En contact avec le gaz, le voltage est faible à cause du faible coefficient de transfert de la vapeur.



III.11. Schéma de la mesure par film chaud

### III.3.6. Corrélation de Beggs & Brill [Chang, Ganesan, Lau, 2008]

#### III.3.6.1. Présentation et justification de l'utilisation du modèle de Beggs & Brill

Il existe des corrélations qui permettent de modéliser l'écoulement et toutes ces caractéristiques principales sans avoir recours ni aux cartes ni aux nouvelles technologies d'investigation.

La corrélation la plus utilisée dans le domaine pétrolier pour modéliser un écoulement multiphasique est celle du modèle de Beggs & Brill.

Ce modèle a été sélectionné comme corrélation empirique de choix vu son apport comparé aux autres modèles. En effet, la condition de glissement et le régime d'écoulement sont pris en compte dans les calculs tout au long de la conduite. Suivant le régime d'écoulement établi, la section mouillée et le coefficient de frottement peuvent être déterminés. De plus, il est à noter que ce modèle prend en compte les angles de la conduite et aussi les écoulements verticaux. Pour cela, il peut s'avérer être d'une grande utilité dans le dimensionnement des conduites sur des terrains accidentés mais aussi dans les puits, problèmes qui se voient être récurrents dans le domaine pétrolier.

En définitive, le modèle de Beggs & Brill est un classique dans la modélisation des écoulements multiphasique, de plus, il a été cité à plusieurs reprises pour sa fiabilité dans le calcul de conduites de petit diamètre et ce pour différents angles.

### ***III.3.6.2. Expérience:***

La corrélation de Beggs & Brill a été développée à l'aide de données expérimentales obtenues lors d'essais sur une installation à échelle réduite. Cette dernière comprenait deux conduites de 30m dont les diamètres respectifs étaient de 2.5 et 3.75 cm. Ces conduites pouvaient être inclinées à n'importe quel angle. Les paramètres étudiés étaient :

- le débit du gaz
- le débit liquide
- la pression moyenne du système
- le diamètre de la conduite
- la surface de la section mouillée
- le gradient de pression
- l'angle d'inclinaison de la conduite

Les fluides utilisés furent l'air et l'eau. Pour chaque diamètre de conduite, les vitesses d'écoulement du liquide et du gaz étaient variées pour observer tous les différents régimes d'écoulement. Afin d'observer l'effet de l'inclinaison de la conduite sur le gradient de pression et la surface mouillée, ont testé une gamme de débit que l'on répétait après avoir fait varier de l'inclinaison de la conduite. La corrélation fut développée après 584 mesures différentes.

### ***III.3.6.3. Application à un écoulement : [CHEMCAD, 2004]***

La modélisation suivant le modèle de Beggs & Brill nécessite la connaissance de certaines constantes et qui sont:

- $m_G$  : masse du gaz entrant dans la conduite (m),
- $m_L$  : masse du liquide entrant dans la conduite (m),
- $\rho_G$  : masse volumique du gaz entrant dans la conduite ( $\text{kg/m}^3$ ),
- $\rho_L$  : masse volumique du liquide entrant dans la conduite ( $\text{kg/m}^3$ ),
- $\mu_G$  : viscosité dynamique du gaz entrant dans la conduite (cPo),
- $\mu_L$  : viscosité dynamique du liquide entrant dans la conduite (cPo),
- $\sigma$  : tension superficielle du liquide (N/m).

Pour pouvoir appliquer la corrélation de Beggs & Brill il est primordial d'introduire de nouvelles variables. Ces variables sont utilisées pour déterminer le régime d'écoulement existant dans une conduite en position horizontale. Elles représentent des nombres adimensionnels:

$$L_1 = 316 * \lambda_L^{0.302}$$

$$L_2 = 0.0009252 * \lambda_L^{-2.4684}$$

$$L_3 = 0.10 * \lambda_L^{-1.4516}$$

$$L_4 = 0.5 * \lambda_L^{-6.738}$$

Puis, suivants les nombres susmentionnés et le nombre de Froude correspondant à cet écoulement, Beggs & Brill ont divisé les régimes d'écoulements horizontaux en quatre grandes familles d'écoulement, à savoir :

Phases séparés : si  $\lambda_L < 0.01$  et  $Fr < L_1$   
ou  
 $\lambda_L > 0.01$  et  $Fr < L_2$

Phases transitoires : si  $\lambda_L > 0.01$  et  $L_2 < Fr < L_3$

Phases intermittents : si  $0.01 < \lambda_L < 0.4$  et  $L_3 < Fr < L_1$   
ou  
 $\lambda_L > 0.4$  et  $L_3 < Fr < L_4$

Phases distribués : si  $\lambda_L < 0.4$  et  $Fr > L_1$   
ou  
 $\lambda_L > 0.4$  et  $Fr > L_4$

Si l'écoulement se trouve dans une zone de transition,  $\lambda_L$  doit être calculé en utilisant les équations des régimes de phases séparés et intermittentes et interpoler en utilisant les coefficients de pondération suivants:

$$\lambda_L (\text{transitoire}) = A * \lambda_L(\text{séparé}) + B * \lambda_L(\text{intermittent}) \quad (\text{III.47})$$

$$\text{Avec, } A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2}; B = 1 - A$$

### a. Calcul du taux d'accumulation des liquides

Dans le cas où l'écoulement est à glissement,  $H_L$  se calcule comme suit:

$$H_L = \frac{a * \lambda_L^b}{Fr^c} \quad (\text{III.48})$$

Les coefficients a, b et c sont donnés dans le tableau suivant:

Tableau III.1. Coefficients servant au calcul du taux d'accumulation des liquides

	<b>a</b>	<b>b</b>	<b>c</b>
<b>Phases séparées</b>	0,9800	0,4846	0,0868
<b>Phases intermittentes</b>	0,8450	0,5351	0,0173
<b>Phases distribuées</b>	1,0650	0,5824	0,0609

Ces corrélations sont présentées pour déterminer le taux d'accumulation des liquides dans les écoulements horizontaux. Ce taux est d'abord calculé puis corrigée suivant l'inclinaison de la conduite. Il a été trouvé que le taux d'accumulation des liquides maximal correspond à une inclinaison de  $+50^\circ$  et minimal à approximativement  $-50^\circ$ .

Pour les écoulements inclinés, le coefficient de correction est donné par:

$$\varphi = 1 + C * [\sin(1,8 * \theta) - 0,333 * \sin^3(1,8 * \theta)] \quad (\text{III.49})$$

Avec,  $\theta$ : angle d'inclinaison de la conduite par rapport à l'horizontale ;

$$C = (1 - \lambda_L) * \ln(d * \lambda_L^e * N_{VL}^f * Fr^g) \quad (\text{III.50})$$

$N_{LV}$  est le nombre de la vitesse du liquide, il est donné par:

$$N_{VL} = J_L \left( \frac{\rho_L}{g \cdot \sigma} \right)^{0,25} \quad (\text{III.51})$$

Les coefficients d, e, f et g sont présentés dans le tableau suivant:

Tableau III.2. Coefficients servants à l'ajustement

	d	e	f	g
<b>Phases séparées ascendantes</b>	0,0110	-3,7680	3,5390	-1,6140
<b>Phases intermittentes ascendantes</b>	2,9600	0,3050	-0,4473	0,0978
<b>Phases distribuées ascendantes</b>	Pas de corrections, $C=0$ , $\varphi = 1$ , $H_L \neq f(\theta)$ .			
<b>Toutes les phases descendantes</b>	4,7000	-0,3692	0,1244	-0,5056

Une fois  $\varphi$  calculé,

$$H_L(\theta) = \varphi * H_L \quad (\text{III.52})$$

Représente le taux d'accumulation des liquides dans une conduite inclinée d'un angle  $\theta$  par rapport à l'horizontale.

### **b. Perte de charge:**

La perte de charge pour un écoulement multiphasique dans le modèle de Beggs & Brill est donnée par la relation;

$$\Delta P = \frac{\xi_{MP} * \rho_{SG} * J_T^2}{2} \quad (\text{III.53})$$

Avec,  $\rho_{SG}$  : masse volumique du mélange sans glissement ( $\text{kg/m}^3$ ) ;  $J_T$ : vitesse totale de l'écoulement (m/s) ;  $\xi_{MP}$  : coefficient de perte de charge.

Le coefficient de frottement  $\xi_{MP}$  de l'écoulement multiphasique est calculé en utilisant des équations indépendantes du régime d'écoulement est dépendante du taux d'accumulation des liquides.

$\xi_{MP}$  est donné par l'équation:

$$\xi_{MP} = \xi_{SG} * e^S \quad (\text{III.54})$$

Avec,

$$S = \frac{\ln(y)}{-0,0523 + 3,182 * \ln(y) - 0,8725 * (\ln(y))^2 + 0,01853 * (\ln(y))^4} \quad (\text{III.55})$$

et

$$y = \frac{\lambda_L}{(H_L(\theta))^2} \quad (\text{III.56})$$

aussi,

$$\xi_{SG} = \frac{1}{\left[ 2 \log \left( \frac{Re}{4,5223 * \log(Re) - 3,8215} \right) \right]^2} \quad (\text{III.57})$$

### III.4. Conclusion

La modélisation d'un écoulement multiphasique n'est pas chose aisée. Aucune loi générale n'a été développée à ce jour. Les travaux conduits en ce sens n'étaient que des expériences en laboratoire qui auront permis de produire des cartes et des abaques ne servant qu'à la distinction entre les différents régimes d'écoulement. Cependant, il existe des corrélations, dont celle de Beggs & Brill, qui permettent d'approcher les valeurs des différents paramètres de l'écoulement mais, toujours en ce basant sur des résultats obtenus lors de cas pratiques et corrigés en fonction des paramètres *in situ* du cas à modéliser.

**Chapitre IV:**

**Logiciel**

## IV.1. Introduction

Avec l'avènement de l'informatique dans le domaine scientifique, l'ingénieur moderne dispose d'une panoplie d'outils l'aidant dans ses travaux. Présentés sous forme de logiciels, pour la plupart, dotés d'une interface graphique, ils permettent de réaliser des calculs laborieux en un laps de temps très court et avec une précision élevée, ce qui se répercute sur la qualité de l'étude scientifique ainsi que sur sa fiabilité. Parfois très coûteux, les grandes entreprises n'hésitent pas à déboursier de grandes sommes pour acquérir ce type de logiciels et les mettre à disposition de leurs équipes d'ingénieurs. Dans notre cas, la SONATRACH a opté pour ReO, le logiciel qui nous permet de dimensionner notre réseau d'une façon optimale.

## IV.2. Présentation de Reo

Le logiciel Resource Optimizer (ReO) est un simulateur et optimisateur capable de modéliser la totalité d'un réseau de production, du champ de captage jusqu'à l'unité de traitement. Il peut simuler le comportement du réseau, des compresseurs, des échangeurs thermiques, des conduites et de tout autre organe du réseau. Il prend en compte les coûts, les contraintes financières et les revenus. Se basant sur une méthode de simulation et d'optimisation simultanée, il est plus efficace que d'autres logiciels de modélisation procédant à des aller-retour entre les deux opérations sus mentionnées, ce qui lui confère la possibilité de traiter les données de certains réseaux dit non-hiérarchiques, exemple : dans un réseau maillé, le sens de l'écoulement n'est pas automatiquement défini, c'est pourquoi un tel réseau est dit non-hiérarchique car il est impossible de savoir de quel organe part l'écoulement. À la différence d'un réseau hiérarchique où il est possible de déterminer de quelle partie du réseau part l'écoulement et vers quel autre organe il se dirige.

Doté d'une interface graphique qui rend son utilisation très intuitive, le logiciel offre plusieurs possibilités de réglage telles que la spécification de contraintes et d'objectifs à atteindre pour chaque organe du réseau (pression et débit à atteindre, vitesse à ne pas dépasser, limites budgétaires, énergie maximale à consommer...).

Ainsi, la personnalisation du modèle est poussée jusqu'à la spécification détaillée du fluide par la définition de ses caractéristiques physico-chimiques telles que la viscosité, le pourcentage de gaz dissous et bien d'autres paramètres.



Ce logiciel, ayant été développé par la compagnie Weatherford, inclut notamment la possibilité de traiter des informations émanant de logiciels appartenant à la même compagnie comme par exemple WellFlow qui modélise les puits et donne des informations sur leur comportement, des données qui pourront être incluses dans la modélisation du réseau avec ReO. Prenant en compte tous les types de puits, qu'ils soient à éruption naturelle ou artificielle, il intègre la possibilité de gérer des systèmes fermés servant au gas-lift.

### IV.3. Espace de travail

Afin de modéliser et d'optimiser un réseau de surface d'une installation pétrolière sous ReO, il est nécessaire de le schématiser. L'espace de travail de ce logiciel offre la possibilité de dessiner un plan sommaire du réseau.

Les équipements sont sélectionnés depuis la boîte à outil puis acheminés vers l'endroit voulu sur le plan. Différentes jonctions sont disponibles pour relier ces équipements. L'utilisateur peut relier les organes du réseau à l'aide de conduites ou de liens logiques. Ces derniers sont utilisés pour signifier que les équipements sont adjacents.

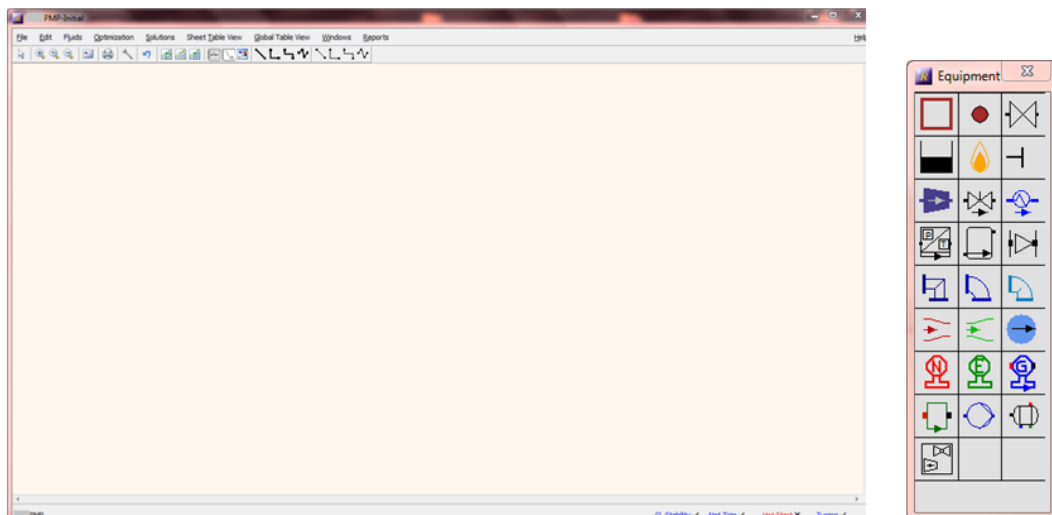


Figure IV.1. Espace de travail sous ReO

Dans le but de fournir une représentation fidèle du réseau, il est possible de configurer le type de fluide s'y écoulant. Sa nature ainsi que sa composition détaillée seront prises en compte lors de l'optimisation.

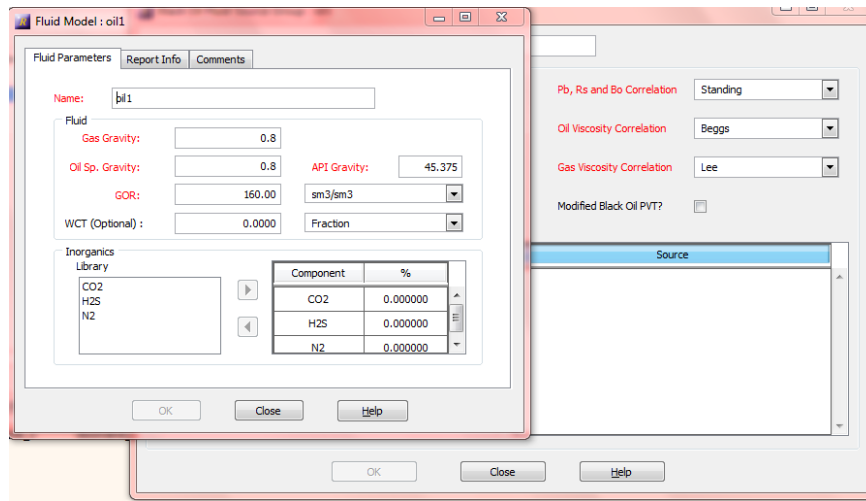


Figure IV.2. Fenêtre de paramétrage du type de fluide

Il est aussi possible de configurer les organes telles que les pompes en leur assignant des objectifs à atteindre ou en les paramétrant de telle sorte qu'ils soient représentatifs des équipements déjà en place sur terrain.

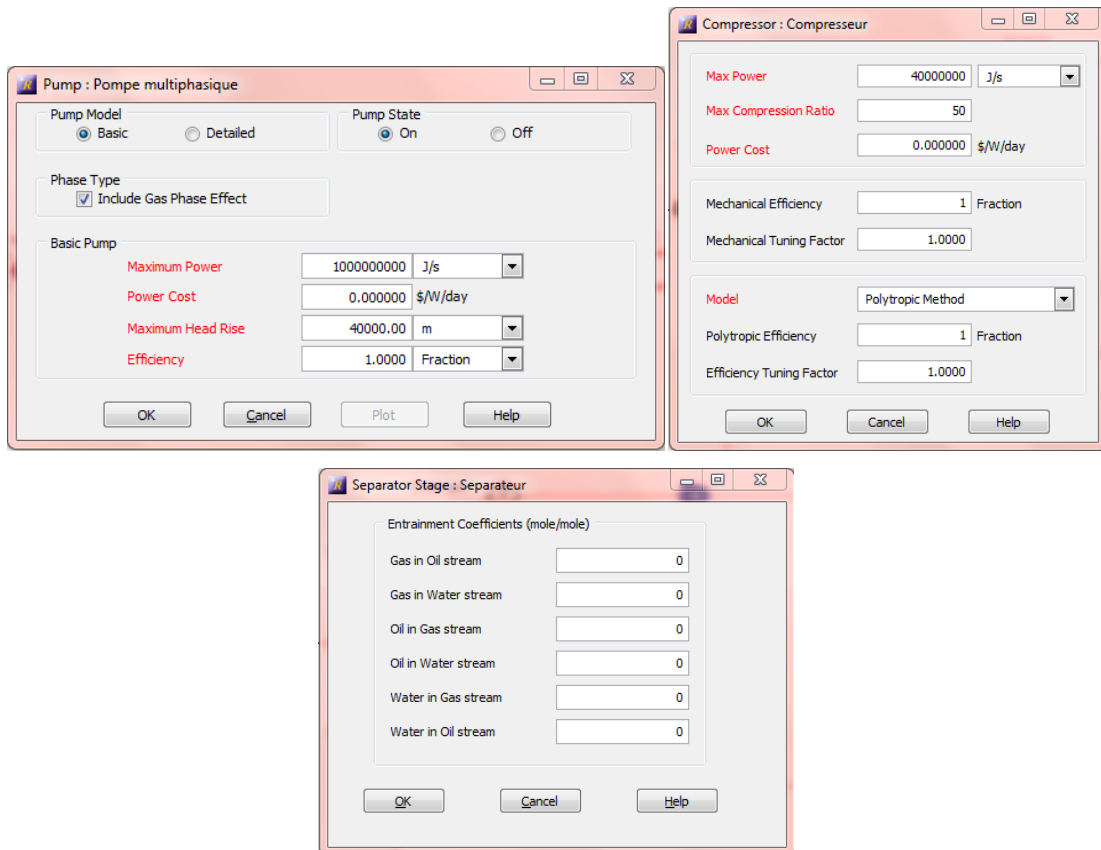


Figure IV.3. Paramétrage des organes du réseau

## IV.4. Mécanisme de résolution et d'optimisation de ReO

### IV.4.1. Programmation linéaire

La programmation linéaire a pour objet d'allouer des ressources limitées à des activités concurrentes de manière optimale.

Ce problème d'allocation peut se poser chaque fois qu'on doit choisir le niveau de certaines activités qui sont en concurrence pour utiliser certaines ressources rares et pouvoir ainsi s'exécuter.

Cette description s'applique à diverses situations ou problématiques telles que:

- L'allocation d'installations de production aux différents produits à traiter,
- l'allocation des ressources nationales aux besoins domestiques,
- la sélection de portefeuille,
- la planification des expéditions à partir de différents dépôts vers différentes destinations.

Le point commun à ces problèmes est la nécessité d'allouer des ressources à des activités. La programmation linéaire utilise un modèle mathématique pour décrire ce problème. L'adjectif "linéaire" veut dire que toutes les fonctions mathématiques dans le modèle sont linéaires.

Le mot programmation ne se réfère pas à la programmation informatique mais est plutôt synonyme de planification.

La programmation linéaire concerne donc la planification des activités pour obtenir un résultat optimal, c'est-à-dire un résultat qui atteint le mieux le but spécifié selon le modèle mathématique, et ce, parmi les différentes alternatives possibles.

### IV.4.2. Résolution et optimisation

ReO optimise en posant et en résolvant un problème de Programmation Linéaire (PL). Les contraintes sont définies par la performance physique de divers items du réseau et des spécifications de Ventes ; La Fonction Objective est définie par les Prix des produits et des Coûts d'exploitation.

ReO résout et optimise simultanément le problème de réseau en linéarisant successivement les équations du modèle et en appliquant la Programmation Linéaire pour trouver les valeurs optimales des variables (Programmation Linéaire Séquentielle).

Dans ReO, les équations linéarisées du modèle de réseau définissent les équations ou inéquations contraignantes. Les pénalités et récompenses des Objectifs et Contraintes définis par l'utilisateur vont dans la Fonction Objective de Programmation Linéaire. Les Limites sur les Pressions et les Débits sont aussi des inégalités contraignantes pour la PL, mais comme elles sont déjà linéaires, elles ne nécessitent pas d'être linéarisées et n'ont pas de résiduels.

#### IV.4.3. Démarche

ReO calcule une solution à un problème de modèle de réseau en utilisant la Programmation Linéaire Séquentielle (PLS). Ceci comprend un certain nombre d'étapes. Celles-ci sont décrites comme suit :

1. Les Objectifs et Contraintes définis par l'utilisateur sont utilisés pour générer une Fonction Objective.
2. Les modèles d'équipement sont linéarisés autour des conditions de départ pour avoir un ensemble d'équations et d'inéquations linéaires simultanées. La région où le modèle numérisé est fiable s'appelle région de confiance. Elle permet d'appliquer une approximation acceptable de tout le modèle. Les solutions aux équations et inéquations linéarisées sont alors les mêmes que celles des modèles d'équipements complets aux conditions de départ.
3. La Fonction Objective est Optimisée pour les modèles linéarisés en utilisant la Méthode du Simplexe (voir annexe). Ceci est fait pour trouver les Pressions et les Débits Massiques (Totaux) optimums, tout en satisfaisant les équations et inéquations du modèle linéarisé.
4. La convergence du modèle est déterminée par deux critères :
  - a. Le Résidu Non Linéaire est inférieur ou égal à une limite pré définie
  - b. Le changement dans le Résidu Non Linéaire entre les itérations est égal ou inférieur à une deuxième limite pré définie.

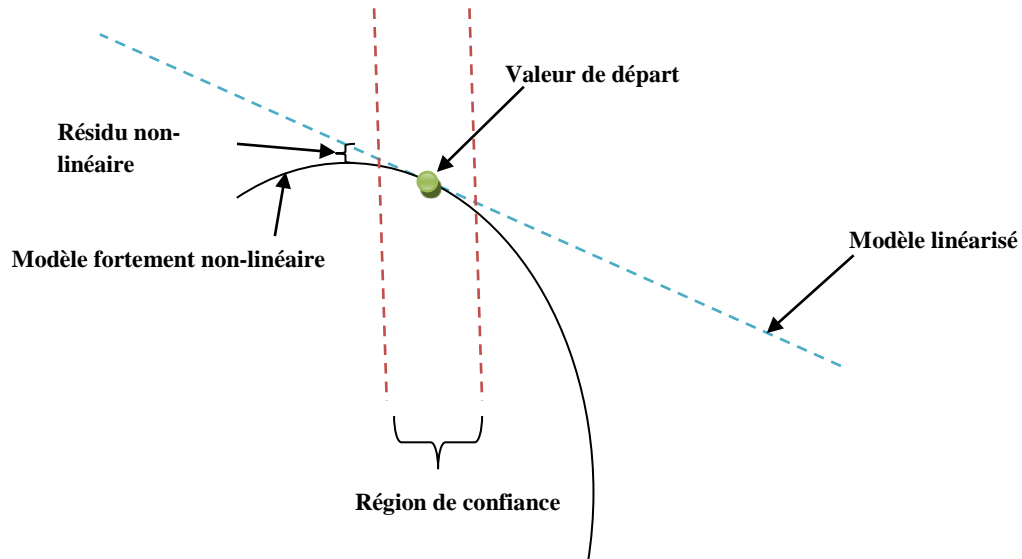


Figure IV.4. Linéarisation d'équations de modèles non linéaires

Si d'autres itérations sont requises, les modèles complets sont re – linéarisés et tout le processus est répété.

#### IV.5. Conclusion:

ReO est un outil complet et performant qui allie vitesse d'exécution et fiabilité des résultats. Ces qualités reposent sur le choix des méthodes de résolution utilisées dans ses algorithmes. Son interface graphique offre à l'utilisateur un espace de travail simple et intuitif. Il permet à de nombreuses compagnies à travers le monde d'optimiser leurs installations et d'engranger des bénéfices conséquents.

# Chapitre V:

## Données

## V.1. Introduction

Les études menées sur le gisement du champ XXA ont démontré que les quantités d'hydrocarbures se trouvant en sous-sol sont trop peu importantes pour y construire une unité de traitement autonome. Cette décision a été prise en examinant les résultats de l'exploration. Ceux sont ces mêmes résultats qui nous informent sur le comportement et les performances d'un puits de production.

## V.2. Explications, informations et chiffres

### V.2.1. Données sur XXA

Afin de pouvoir dimensionner le réseau qui se chargera d'acheminer la production de XXA vers XXB, il est nécessaire de connaître le nombre de puits forés au niveau de XXA, leur pression et débit de production ainsi que l'évolution de ces dernières dans le temps. Ces données sont issues de tests *in situ* et de simulations. Il est à noter aussi qu'un plan de maintien de pression de réservoir avec injection d'eau est prévu pour ce gisement et ce, dès le début de la production..

Le tableau suivant donne des informations sur la production de XXA en tête de puits:

Tableau V.1. Informations sur la production de XXA

Puits	Conditions actuelles					Avec maintien de pression				
	Débit	Pression	GOR	WCT	Temp.	Débit	Pression	GOR	WCT	Temp.
	m <sup>3</sup> /j	bar	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	%	°C	m <sup>3</sup> /j	bar	m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup>	%	°C
XXA 1	110	15	160	0	26.85	110	10	160	0	26.85
XXA 2	280	25	160	0	26.85	280	20	160	0.25	26.85
XXA 3	0	0	0	0	X	0	0	0	0	X

Sachant que :

- Le puits XXA 3 est un puits sec.
- Les pressions sont des pressions relatives.
- Le GOR (Gas to Oil Ratio) est le quotient entre le volume de gaz et celui de l'huile dans l'écoulement.
- Le WCT (Water Cut) est le pourcentage d'eau contenu dans le fluide produit.

### V.2.2. Données sur XXB :

En ce qui concerne le champ XXB, les données nécessaires à l'étude sont les pressions minimales de service de l'unité de traitement de gaz et celles des deux séparateurs (haute pression et basse pression) mis en série du côté amont du CPF.

L'utilisation d'une pompe multiphasique requiert l'acheminement de la production au séparateur HP car le procédé y est favorable. Une fois passée par cette étape, la production est envoyée vers le deuxième séparateur BP en vue de récolter les quantités de gaz qui ne seraient pas désolidarisées des molécules de pétrole. Quant à l'eau recueillie, elle sera transférée vers l'unité de réinjection d'eau ou, vers le bournier pour y être asséchée. Le gaz sera récolté des deux étages de séparation (HP et BP) puis sera renvoyé vers l'unité de traitement de gaz.

En revanche, si une séparation intervient au préalable au niveau du manifold du champ XXA, la ligne de transport du gaz sera raccordée directement à l'unité de traitement du gaz, sans passer par aucun séparateur. Le pétrole sera dirigé vers le deuxième étage de séparation, à savoir, le séparateur BP car il aura déjà subi une séparation HP (la pression est élevée à proximité des puits de production) aussi, cela permettra de réduire la pression de refoulement nécessaire à la pompe installée à l'aval du séparateur au niveau de XXA. L'eau sera dirigée vers un bournier creusé spécialement à cet effet.

Les informations concernant les organes du CPF du champ de XXB entrant en jeu dans le dimensionnement du réseau d'expédition sont :

**Tableau V.2. Pressions minimales de service des équipements de XXB**

Organe	Pression minimale de service	Equipement en amont
Séparateur HP	13 bar	Pompe multiphasique
Séparateur BP	9 bar	Pompe monophasique
Unité de traitement de gaz	5.6 bar	Compresseur

Il est clair que les pompes et le compresseur auront pour rôle de compenser les pertes de charges rencontrées par le fluides dans les conduites qui démarrent de XXA afin d'arriver avec les pressions minimales requises à XXB.



### V.2.3. Données satellitaires

Encore une fois, et pour des raisons de confidentialité, les positions des deux champs XXA et XXB ne seront pas divulguées en revanche, grâce au logiciel Google Earth et aux coordonnées GPS des deux champs, il aura été facile de déterminer l'emplacement du manifold puis, le profil en long du terrain ce qui nous permettra d'élaborer le tracé en plan de la conduite et son profil en long. Ces étapes seront décrites en détail dans le chapitre suivant.

### V.2.4. Cout des conduites

Le cout du mètre linéaire des conduites est indispensable dans la recherche de l'emplacement optimal du manifold qui regroupe les puits du champ XXA. A l'aide de l'outil d'analyse nommé « Solver » du tableur Excel, il est possible d'optimiser le tracé en plan de chaque conduite et ce en minimisant le cout des conduites. Les étapes de ce processus seront détaillées dans le prochain chapitre.

Tableau V.3. Borderau des prix des conduites

Diamètre (in)	Coût (\$US/m)
4	89
6	110
8	135
10	163

## V.3. Conclusion

Suivant les informations fournies par la SONATRACH, les contraintes et les valeurs initiales de la modélisation seront définies. En effet, c'est sur ces données là que la construction du modèle sur le logiciel ReO reposera. Elles permettront de définir les objectifs de certains équipements du réseau à dimensionner et ce, en fonction des contraintes posées par d'autres équipements.

# **Chapitre VI:**

## **Modélisation et Résolution du Cas Pratique**

## VI.1. Introduction

Un système peut être défini comme un ensemble d'entités liées entre elles, chacune caractérisée par des attributs qui peuvent eux aussi être liés entre eux.

La première étape pour étudier un système est de construire un modèle. Le modèle peut être soit une représentation formelle de théorie, soit une description d'observations empiriques.

## VI.2. Optimisation

Afin de trouver l'emplacement optimal du manifold, il est impératif de minimiser le cout total des conduites le reliant aux puits et au CPF. Pour cela, nous utiliserons le module Solver du tableur Excel.

### VI.2.1. Démarche mathématique

Le Solver s'appuie sur la minimisation numérique par la méthode de NEWTON. Il s'agit donc de définir la fonction objective du modèle, les variables de cette fonction et d'établir les contraintes.

#### VI.2.1.1. Fonction objective [Hiller, Lieberman, 1974]

Dans notre cas, la fonction objective sera la fonction qui donnera le cout global des conduites. En d'autres termes :

Si  $U_i$  est le prix unitaire de chaque type de conduite

$L_i$  la longueur de chaque conduite allant du manifold au puits  $i$  et  $L_{CPF}$  la longueur de la conduite reliant le CPF au manifold

Alors :

$$f(L_i, L_{CPF}) = \sum_1^n U_i * L_i + U_{CPF} L_{CPF} \quad (VI.1)$$

Or,  $L_i$  et  $L_{CPF}$  sont donnés par la position de chaque organe du réseau à savoir les puits, le CPF et le manifold. Sachant que ce dernier est le seul organe dont la position n'est toujours pas connue, ses coordonnées seront les variables de la fonction objective.

Posons  $x_i, y_i$  les coordonnées des puits ;

$x_{CPF}, y_{CPF}$  les coordonnées du CPF ;

$x_{MF}, y_{MF}$  les coordonnées du manifold.

On aura donc :

$$L_i = \sqrt{(x_{MF} - x_i)^2 + (y_{MF} - y_i)^2} \quad (\text{VI.2})$$

$$L_{CPF} = \sqrt{(x_{MF} - x_{CPF})^2 + (y_{MF} - y_{CPF})^2} \quad (\text{VI.3})$$

En introduisant (2) et (3) dans (1) on aura :

$$f(x_{MF}, y_{MF}) = \sum_1^n U_i * \sqrt{(x_{MF} - x_i)^2 + (y_{MF} - y_i)^2} + U_{CPF} * \sqrt{(x_{MF} - x_{CPF})^2 + (y_{MF} - y_{CPF})^2}$$

(VI.4)

Qui est la fonction objective du modèle.

Afin de trouver le minimum d'une fonction  $f(x_i)$ , le logiciel calculera sa dérivée  $f'(x_i)$  et en recherchera les racines (puisque la dérivée d'une fonction s'annule à ses minimums et ses maximums).

Les racines seront trouvées numériquement grâce à la méthode de NEWTON comme suit :

Pour commencer, une valeur initiale  $x_0$  de la racine (du vecteur  $(x_{MF}, y_{MF})$  dans notre cas) est donnée approximativement et grossièrement pour converger par pas successifs (que l'on nommera  $\Delta x$ ) vers la "vraie" racine (*i.e.*  $x_1 = x_0 + \Delta x$  tel que  $f'(x_1) = 0$ ).

D'après le développement de TAYLOR, on peut faire l'approximation :

$$f'(x_0 + \Delta x) = f'(x_0) + \Delta x * \frac{df'}{dx}(x_0) \quad (\text{VI.5})$$

Or, l'on cherche à ce que :

$$f'(x_0 + \Delta x) = f'(x_1) = 0 \quad (\text{VI.6})$$

On obtient donc :

$$f'(x_0) + \Delta x * \frac{df'}{dx}(x_0) = 0 \quad (\text{VI.7})$$

Enfin :  $\Delta x = -\frac{f'(x_0)}{\frac{df'}{dx}(x_0)} = \frac{f'(x_0)}{f''(x_0)}$  le pas d'incrémentation.

Pour revenir à notre cas, le minimum de la fonction objective de notre modèle correspondra aux coordonnées d'implantation optimales du manifold.

### **VI.2.1.2. Convergence**

Afin de s'assurer de la convergence du modèle, une valeur de tolérance de l'erreur est introduite. A chaque itération faite par le Solver, il calcule la différence entre la valeur  $f(x_i)$  et la valeur  $f(x_{i+1})$  et la compare à la valeur de tolérance. Si cette dernière est inférieure à la différence entre  $f(x_i)$  et  $f(x_{i+1})$ , le logiciel effectuera une autre itération. Dans le cas contraire, il restituera la valeur  $f(x_{i+1})$ .

Pendant, un autre test concernant les contraintes imposées sera effectué. Il s'assurera que la solution respecte toutes les contraintes du modèle. Si l'une des contraintes est violée, le Solver signalera qu'il n'y a aucune solution pour ce problème.

## **VI.2.2. Application**

### **VI.2.2.1. Partie Excel**

L'utilisation du Solver est très simple, elle nécessite la génération d'un tableau dans Excel dans lequel les valeurs de départ seront introduites à savoir :

- L'introduction des coordonnées des puits du champ XXA et du CPF du champ XXB.
- L'introduction des coordonnées initiales du manifold d'une façon arbitraire.
- L'attribution d'une cellule pour le calcul de la distance séparant le manifold de chacun des puits et du CPF.
- L'introduction des diamètres des conduites d'une façon arbitraire mais en s'appuyant sur les résultats de cas similaires déjà étudiés et avec des données de production assez proches.
- L'introduction du coût du mètre linéaire correspondant à chaque diamètre de conduite.
- L'attribution d'une cellule pour le calcul du coût de chaque conduite.
- Le calcul du coût total des conduites.

Tableau VI.1. Tableau utilisé dans le calcul de la position optimale du manifold

Puits, CPF et MF	x (m)	y (m)	Distance au MF (m)	Diamètre	Prix/m (\$)	Coût (\$)
P1	X1	Y1	D1	4	89	XXXX
P2	X2	Y2	D2	4	89	XXXX
P3	X3	Y3	D3	4	89	XXXX
CPF	XCPF	YCPF	DCPF	6	110	XXXX
MF	XMF	YMF				

Coût total (k\$)	XXXXXX
------------------	--------

### VI.2.2.2. Partie Solver

Ainsi, le Solver intervient pour minimiser le coût des conduites en faisant varier la position du manifold. Les étapes à suivre pour son exécution sont les suivantes :

- La définition de la cellule cible et le type d'opération à effectuer sur elle, en l'occurrence, une minimisation.
- La définition des cellules variables sur lesquelles le Solver agira pour trouver la valeur minimale de la cellule cible.
- La définition des contraintes. Dans notre cas, les valeurs qui décrivent les distances entre les puits et le manifold ne doivent pas être inférieures à 200m (distance de sécurité en cas d'incendie de puits).

Une fois le coût minimisé, c'est à dire que l'emplacement du manifold est optimisé, ses coordonnées seront utilisées dans le traçage du profil en long du collecteur allant de XXA vers XXB.

Il n'est pas exclu que lors du dimensionnement du réseau et de ses organes, il ne faille changer les diamètres des conduites ; cela aura alors pour conséquence, le changement de l'emplacement du manifold, car une nouvelle minimisation du coût sera nécessaire. Il n'empêche que si la nouvelle position du manifold n'est pas vraiment éloignée de la

précédente et qu'elle se situe sur un terrain dont la morphologie ne diffère pas de beaucoup de celle de la précédente position, il n'est pas nécessaire de la prendre en considération pour éviter de perdre du temps dans la collecte des nouvelles données topographiques servant au traçage du profil en long des conduites.

### VI.3. Tracé en plan et profil en long du collecteur

Dans cette partie, l'utilisation de données satellitaires est indispensable. En entrant les coordonnées du manifold et du CPF du champ XXB dans un logiciel de géolocalisation en l'occurrence, Google Earth, on est en mesure de tracer le chemin par lequel passera le collecteur.

La ligne droite est par définition le chemin le plus court et donc le moins onéreux, sauf que la morphologie du terrain à certains endroits peut ne pas être favorable à la pose de ce type d'ouvrage, on entend par là les régions accidentées avec de fortes pentes où les vitesses d'écoulement peuvent atteindre des valeurs critiques ou des obstacles tels que des collines qui pourraient être évitées par une petite déviation qui ferait économiser quelques mètres de conduites. Il est clair qu'un examen du terrain est donc nécessaire avant l'élaboration du tracé en plan.

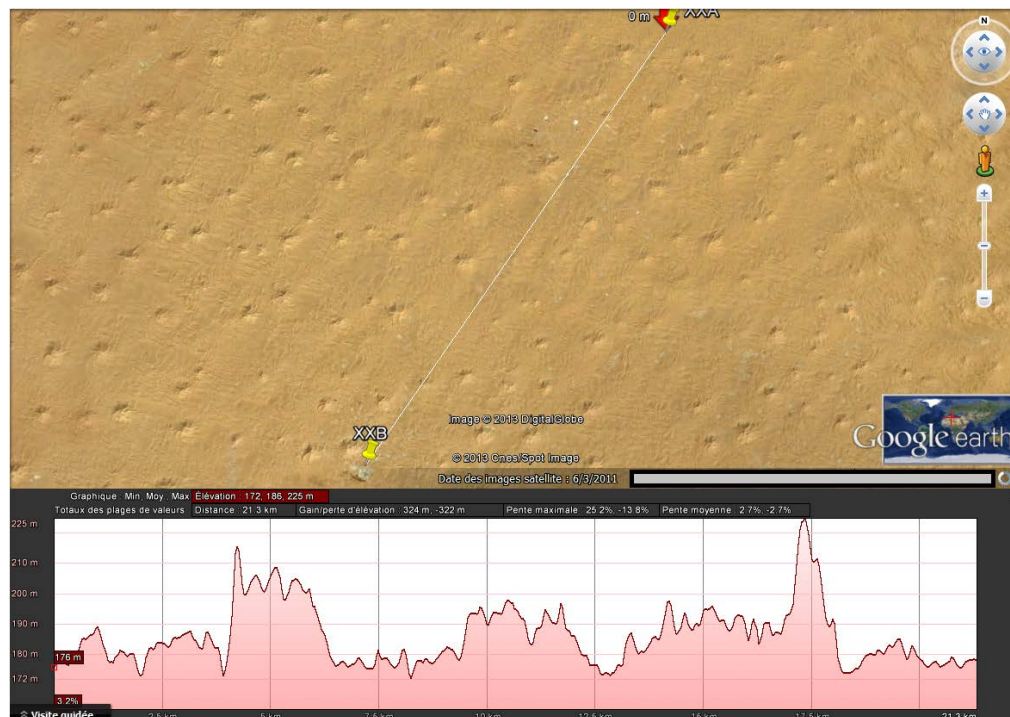


Figure VI.1. Tracé en plan du collecteur et profil en long du terrain

Pour notre cas, aucun obstacle évitable ne se trouvait sur la ligne droite. En effet, on remarque plusieurs pentes assez abruptes sur le profil d'élévation, elles représentent des dunes très larges dont l'évitement s'avérerait très coûteux. Il n'y a nul autre choix que de suivre ce chemin.

La conduite sera posée sur le sol ou enterrée à une profondeur uniforme sauf que le profil en long du collecteur que l'on utilisera dans le logiciel de modélisation ne sera pas celui du terrain, on effectuera une discrétisation en plusieurs tronçons droits suivant les tendances du terrain afin de faciliter les calculs et en ne saturant pas la mémoire du calculateur. Pour ce faire, on procède comme suit :

- repérer deux points qui délimitent une partie du profil qui a une même tendance (horizontale, pente positive, pente négative) sans tenir compte des petites fluctuations des élévations. Ces deux points seront le début et la fin d'un tronçon.
- sur un l'axe longitudinal du profil en long, reporter les coordonnées du début et de la fin de chaque tronçon.
- reporter les cotes du début et de la fin de chaque tronçon.
- calculer la longueur des tronçons pour vérification.
- s'assurer que le point (coordonnée et élévation) qui représente le début d'un tronçon est identique au point qui représente la fin du tronçon précédent.

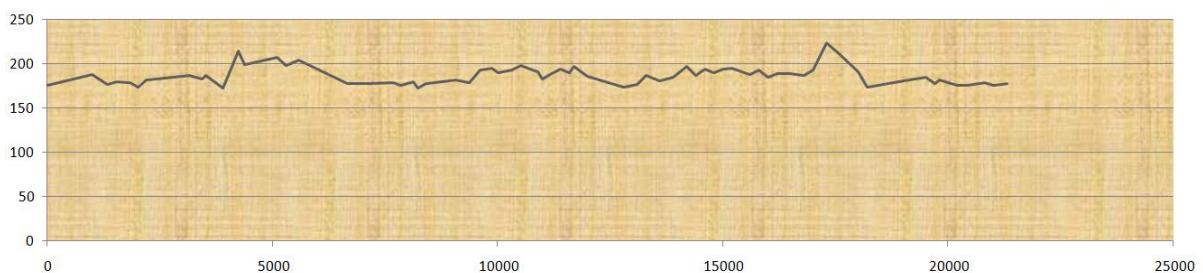


Figure VI.2. Profil en long du collecteur

Les données recueillies lors de cette opération seront présentées dans un tableau qui sera utilisé dans l'élaboration du modèle sur le logiciel ReO.



## VI.4. ReO

Le logiciel ReO est le logiciel qui optimisera et dimensionnera les réseaux à étudier dans les différents scénarios.

Pour rappel, l'injection d'eau est prévue dès le lancement de la production. Cette opération permettra d'avoir une pression en tête de puits constante durant la période d'exploitation du gisement. C'est avec cette pression que le dimensionnement s'effectuera.

### VI.4.1. Procédure

#### VI.4.1.1. Première étape: construction du schéma représentatif

Pour commencer, il est primordiale de construire les deux réseaux, l'un utilisant un séparateur et l'autre une pompe multiphasique. Les puits seront représentés comme des sources de fluide, les jonctions entre les organes proches seront des connexions logiques. Le dimensionnement se fera suivant deux (2) diamètres différents du collecteur à savoir, un diamètre de 6" et un autre de 8".

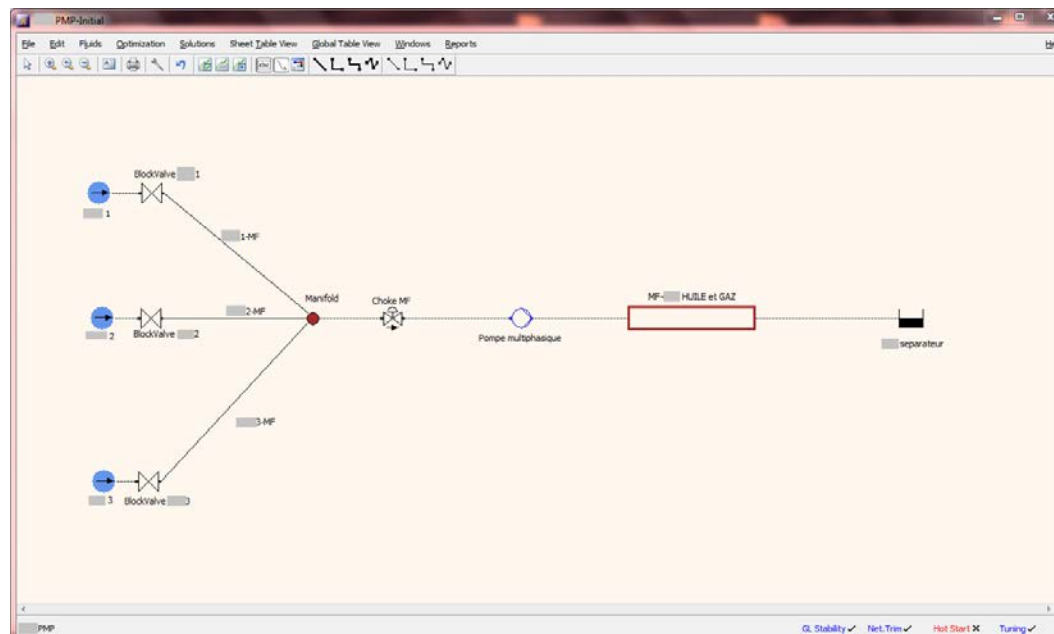


Figure VI.3. Schéma du réseau utilisant une PMP sous ReO

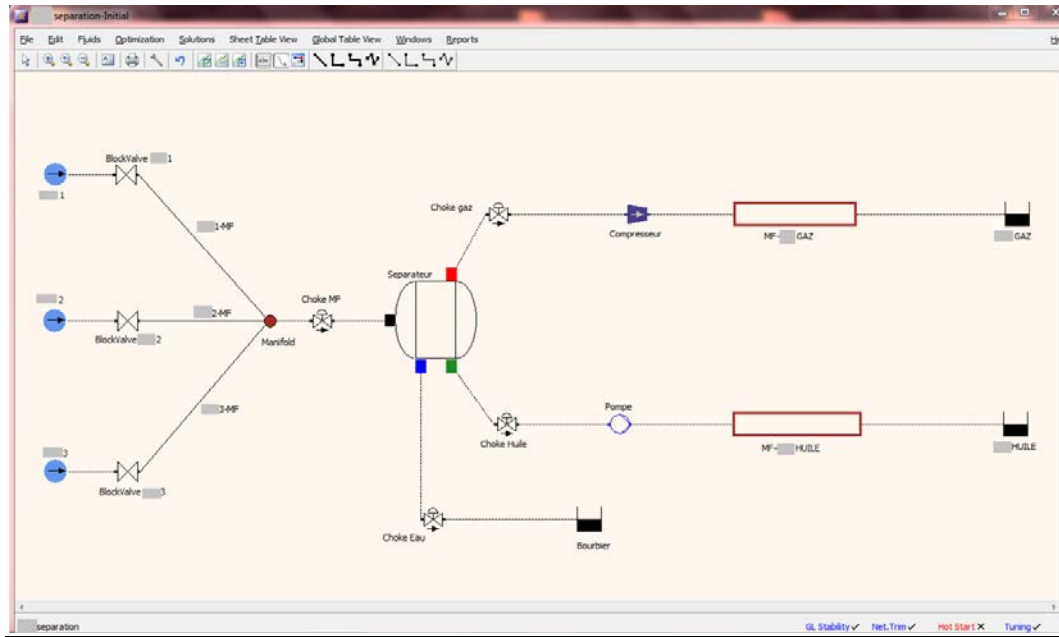


Figure VI.4. Schéma du réseau utilisant un séparateur sous ReO

**VI.4.1.2. Deuxième étape: paramétrage des sources**

Vient en suite le paramétrage des sources, en l'occurrence, les puits XXA1, XXA2 et XXA3.

Il s'agit d'assigner aux sources, le fluide qu'elles produisent (pétrole, gaz), le débit et la pression de production, le taux de gaz dans le pétrole et le volume d'eau produit.

Source Object : 1

Performance Data | Compositional Data | Source Prices And Costs

Fluid Parameters  
 Reference Phase: Oil  
 Fluid Model: oil1  
 Separator Data: Stock-Tank-Separator

Temperature	GOR	WCT
degC	sm <sup>3</sup> /sm <sup>3</sup>	Fraction
26.85	160.00	0.0000

Pressure Control

Constraint	Lower Bound	Upper Bound
Pressure Bound	kg/cm <sup>2</sup> (gauge)	kg/cm <sup>2</sup> (gauge)
	5.000	13.000

Fluid Control

Constraint	Lower Bound	Upper Bound
Oil	sm <sup>3</sup> /day	sm <sup>3</sup> /day
	110.0	110.0

Buttons: OK, Cancel, Help

Figure VI.5. Paramétrage des sources sous Reo

### VI.4.1.3. Troisième étape : représentation des collecteurs

Du fait du nombre élevé de tronçons constituant le collecteur acheminant la production de XXA à XXB, il est plus facile de le représenter dans un sous-espace de travail pour affiner le schéma représentant le réseau. Chaque tronçon est configuré de telle sorte à ce qu'il soit représentatif du profil en long élaboré à l'aide des données satellitaires. On introduit la longueur de chaque tronçon et les élévations de chacun de ces cotés ainsi que le matériau dont il est fait. On applique le même diamètre à tous les tronçons.

Un modèle permettant de représenter l'écoulement à l'intérieur de chaque conduite (Panhandle A pour le gaz, Beggs & Brill pour le pétrole et l'écoulement multiphasique) est sélectionné. Enfin, on rattache le premier tronçon à l'équipement qui vient en amont (pompe multiphasique ou séparateur) et le dernier à ce lui qui vient en aval du collecteur (CPF du champ XXB).

Quant aux conduites reliant les puits au manifold, elles sont par hypothèse rectilignes et horizontales.

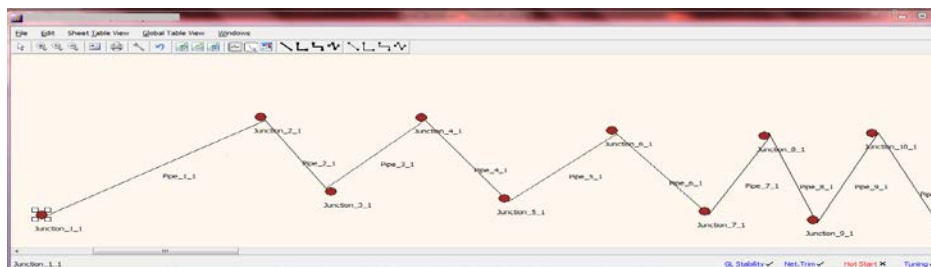


Figure VI.6. Schéma du collecteur sous ReO

Name	Measured Length	Absolute Roughness	Outer Diameter	Inner Diameter	Weight per Unit Length	Weight or ID	Material	Density	Thermal Conductivity	Geometry	Elevation Angle	End 1 Elevation	End 2 Elevation
	m	m	m	m	kg/m			kg/m3	W/m deg		deg	m	m
Pipe_1	1010.10	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.68	176.00	188.00
Pipe_2	340.20	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-1.85	188.00	177.00
Pipe_3	200.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.86	177.00	180.00
Pipe_4	300.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-36.87	180.00	179.00
Pipe_5	180.10	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	6.70	179.00	174.00
Pipe_6	170.20	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	8.79	174.00	182.00
Pipe_7	960.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-18.93	182.00	187.00
Pipe_8	280.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-41.90	187.00	183.00
Pipe_9	80.10	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.00	183.00	187.00
Pipe_10	380.30	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-29.46	187.00	173.00
Pipe_11	342.60	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-30.33	173.00	215.00
Pipe_12	140.80	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.00	215.00	200.00
Pipe_13	730.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-15.90	200.00	208.00
Pipe_14	200.20	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.00	208.00	198.00
Pipe_15	280.10	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-44.98	198.00	205.00
Pipe_16	1070.30	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-11.04	205.00	178.00
Pipe_17	400.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-28.42	178.00	178.00
Pipe_18	620.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-16.68	178.00	179.00
Pipe_19	160.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	0.00	179.00	176.00
Pipe_20	380.00	0.000030	0.200	0.180	48.08	ID	Stainless Steel	8055.00	15.10	Elevation	-38.84	176.00	180.00

Figure VI.7. Paramétrage du collecteur sous ReO

**VI.4.1.4. Quatrième étape : établissement des contraintes des équipements récepteurs**

Afin d'optimiser le réseau, il est nécessaire d'établir des contraintes. Elles sont représentées par les pressions minimales d'admission des équipements du champ XXB mais aussi des vitesses critiques d'érosion dans les conduites. Pour définir ces contraintes, il suffit de cliquer sur les organes soumis à une contrainte puis de cliquer sur "objectives".

Edit Objectives: HUILE

Link\_15

From: [ ] To: [ ] [Reverse] [Plot]

Name	Value
<input checked="" type="checkbox"/> Pressure	
Status	enabled
Type	Bound
Apply To	Pressure
Units	kg/cm2 (gauge)
Lower Bound	7.138 kg/cm2 (gauge)
Upper Bound	10.197 kg/cm2 (gauge)
<input type="checkbox"/> Flow Rate	
<input type="checkbox"/> Gas Concentration	

[OK] [Cancel] [Help]

Figure VI.8. Etablissement des contraintes sur les équipements de XXB

**VI.4.1.5. Cinquième étape : lancement de l'optimisation**

Une fois le réseau construit, les sources et les conduites paramétrées et que les contraintes ont été définies, l'optimisation peut être lancée. Le logiciel envoie un message confirmant la convergence du modèle ou explique les raisons de la non-convergence.

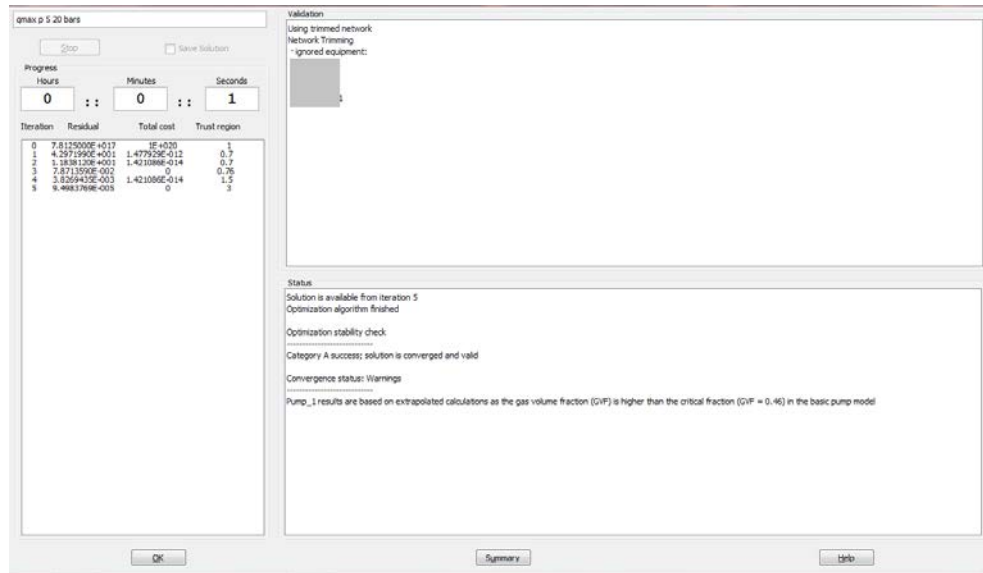


Figure VI.9. Détails de l'optimisation

**VI.4.1.6. Etape finale : récolte des résultats**

Si le modèle converge vers la solution optimale, les résultats du dimensionnement sont disponibles en cliquant sur l'organe voulu. Un tableau s'affichera et contiendra tous les paramètres de cet organe.

Connection		Direction	Pressure	Temperature	Gas Flow Rate	Oil Flow Rate	Water Flow Rate	Gas Oil Ratio (GOR)	Water Cut (WCT)	Gas Liquid Ratio (GLR)	Oil Gas Ratio (OGR)	Water Gas Ratio (WGR)
			kg/cm2 (gauge)	degC	Msm3/day	sm3/day	sm3/day	sm3/sm3	Fraction	sm3/sm3	sm3/sm3	sm3/sm3
MFD R1@	In		10.090	18.05	62.40	390.0	93.3	160.00	0.1931	129.10	0.00625	0.00150
^Pump_1_1	Out		28.417	487.40	62.40	390.0	93.3	160.00	0.1931	129.10	0.00625	0.00150

Equipment Results					
Name	Power	Head Rise	Power Correction Factor	Operating Efficiency	Cost
	kW	m		Fraction	\$/day
Pump_1	7769.45	2277.24	63.969499	0.0156	0.00000

Figure VI.10. Résultats de l'optimisation d'une Pompe



## VI.5. Conclusion

Au regard des résultats, le Cas 3 peut d'ores et déjà être éliminé car, les caractéristiques de la pompe nécessaire au refoulement des liquides dans ce cas sont très proches de celles de la pompe nécessaire dans le Cas 4, à la différence que le Cas 3 emploie une conduite de 8" qui est nécessairement plus coûteuse que celle dont le diamètre est de 6".

La question est de savoir lequel des trois (3) cas restants est le plus rentable. Pour ce faire, une étude économique doit être effectuée. Elle devra prendre en compte le coût des conduites et des équipements et aussi, le prix de l'énergie nécessaire pour faire fonctionner les équipements électriques. Cette étude interviendra dans le chapitre suivant.

# **Chapitre VII:**

## **Etude Economique**



## VII.1. Introduction

Pour pouvoir réaliser l'analyse économique du projet, on utilisera le critère le plus répandu pour choisir entre plusieurs alternatives. Ce critère est la valeur actualisée nette.

## VII.2. Problématique

Les prévisions de production du champ de XXA résultent de l'étude de réservoir effectuée au préalable. Elle montre qu'il est nécessaire d'effectuer une injection d'eau pour en prolonger la durée de production. Le profil de production sur vingt (20) ans est donné par la figure suivante:

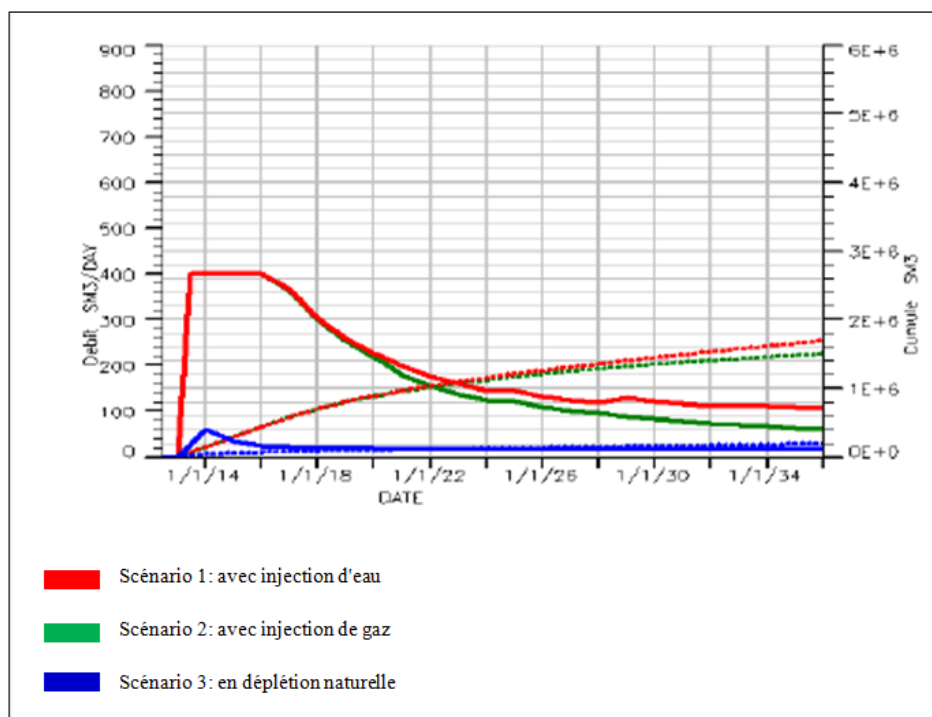


Figure VII.1. Profil de production du champ de XXA

Le scénario 1 représente la meilleure alternative pour le développement du gisement aux vues des couts d'investissement et des quantités finales récupérées. Ce scénario se subdivise selon les trois (3) cas restants décrits dans le chapitre précédent.

Le but de notre étude sera de déterminer lequel de ces trois (3) cas impliquera les plus bas couts d'investissement et d'exploitation car les revenus pour ces cas sont identiques du fait qu'ils découlent du même scénario de production.

Il est à noter que l'on omettra dans l'analyse les coûts communs (investissements et exploitation) entre les différents cas, à savoir, les coûts du génie civil, ceux de l'instrumentation et de la maintenance.

### VII.3. Valeur actuelle nette (VAN)

#### VII.3.1. Définition

La valeur actuelle nette représente la valeur de la somme des flux de trésorerie actualisés générés par le projet. L'actualisation permet de connaître la valeur actuelle d'un flux de trésorerie futur. Un taux d'actualisation est fixé par l'entreprise suivant l'état du marché et compte tenu du risque de cet investissement. Le critère d'acceptation d'un projet est que sa valeur actuelle nette (VAN) soit positive.

#### VII.3.2. Formule

Afin de calculer la VAN d'un flux de trésorerie on utilise la formule suivante:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{f_n}{(1+i)^n} \quad (\text{VII.1})$$

Avec,  $f_n$ : représente le flux monétaire en fin d'année  $n$  (unité monétaire) ;  $i$  : taux d'actualisation ;  $N$  : nombre d'années du projet.

L'année 0 étant l'année où les premiers capitaux sont investis.

## VII.4. Investissements

Le planning de réalisation des investissements est prévu sur une année. Ils consistent à acquérir et à installer les équipements relatifs aux différents cas cités précédemment.

Tableau VII.1. Investissement du projet

Equipements	Quantité	Cout de l'unité (\$)	Cout total (k\$)
Séparateur	1	350.000	350
Compresseur	2	20.000	40
Pompe monphasique	2	10.000	20
PMP 19 bar	2	12.000	30
PMP 38 bar	2	15.000	24
Pipe de 4" enterré	21300 m	99	2.108,7
Pipe de 6"	21300 m	110	2.343
Pipe de 8"	21300 m	135	2.875,5

Sachant que les couts donnés plus haut comprennent le prix des équipements y compris les frais de transport, de droits de douanes, de pose et installation ainsi que le cout des accessoires auxiliaires.

## VII.5. Coûts d'exploitation

Ces couts englobent les principales charges d'exploitation permettant le bon fonctionnement des installations tout au long de la période de production. Cependant, l'on ne prendra en considération que le poste le plus significatif qui est le cout de la consommation d'énergie électrique.

Etant donné que la SONATRACH possède sa propre centrale électrique dans la région considérée. Celle-ci alimentera les installations du projet. En plus de bénéficier de tarifs réduits par rapport à ceux pratiqués par la SONELGAZ, de branchements électriques plus facilement réalisables et d'un réseau moins sujet à perturbations.

Tableau VII.2. Charges d'exploitation du projet

Equipements	Puissance requise (kW)	Puissance absorbée (kW)	Energie consommée (kWh/an)	Cout total (k\$/an)
Compresseur	7	8,75	69300	2,08
Pompe monophasique	18,7	23,38	185130	5,55
PMP 19 bar	7,7	9,63	76230	2,29
PMP 38 bar	15,7	19,63	155430	4,66

Ces calculs sont basés sur les hypothèses suivantes:

- Le rendement des machines hydrauliques est évalué à 80%,
- Les machines hydrauliques sont supposées fonctionner en alternance,
- La période d'exploitation considérée est de 330 jours/an,
- Le tarif du kWh calculé par la SONATRACH est de 0,03 \$/kWh.

## VII.6. Calcul

Les cas à évaluer sont les suivants:

**Cas 1:** installation d'une pompe multiphasique raccordée à une conduite de 8".

**Cas 2:** installation d'une pompe multiphasique raccordée à une conduite de 6".

**Cas 4:** installation d'un séparateur raccordé à une conduite de 4" pour l'évacuation du gaz à l'aide d'un compresseur et une conduite de 6" pour expédier l'huile à l'aide d'une pompe.

Pour déterminer la variante la moins couteuse, on applique le principe d'actualisation sur les flux de trésorerie de chaque année. Ces flux représentent la somme algébrique des revenus et des dépenses d'investissement et d'exploitation. Comme les revenus sont considérés identiques pour les trois (3) cas, l'actualisation ne sera appliquée que sur les dépenses.

Tableau VII.3. Résultats de l'analyse économique

	Investissement (k\$)	Charges d'exploitation par année (k\$)	VAN (k\$)
<b>Cas 1</b>	-2 899,5	-2,29	<b>-2 916,61</b>
<b>Cas 2</b>	-2 373,0	-4,66	<b>-2 407,81</b>
<b>Cas 4</b>	-4 861,7	-7,63	<b>-4 918,69</b>

## VII.7. Conclusion

Aux vues des résultats de l'analyse économique, la variante la plus rentable pour l'acheminement de la production du champ de XXA vers celui de XXB est celle du Cas 2. Ceci est dû au fait que les investissements liés à une séparation conventionnelle sont nettement supérieurs à ceux liés à l'utilisation d'une pompe multiphasique.

Le choix entre le Cas 1 et le Cas 2 (tous deux utilisant des pompes multiphasiques) est dicté principalement par les coûts d'investissement importants sur la conduite. Aussi, nous choisirons la variante employant la conduite de diamètre 6".

# Conclusion Générale

L'industrie pétrolière fait appel à différents domaines scientifiques pour réaliser ses objectifs. Durant l'étude de ce projet, il aura fallu acquérir de nouvelles connaissances. Il est donc nécessaire de maîtriser les aspects géologiques du sous-sol et des écoulements dans les milieux poreux.

Certains principes d'hydraulique générale, de mécanique et de modélisation informatique auront été revus et utilisés. Cependant, il est clair que ces derniers principes n'arrivent pas à cerner tous les aspects complexes de l'exploitation des hydrocarbures.

Nous citerons par exemple la modélisation théorique des écoulements multiphasiques qui reste incomplète à ce jour. Afin de palier à ces lacunes, plusieurs laboratoires de recherche spécialisés dans ce domaine se sont lancés dans des travaux visant à fournir des méthodes, certes empiriques mais, qui arrivent tout de même à obtenir des résultats satisfaisants les pétroliers.

Il faut noter que l'expérience des exploitants chevronnés reste indispensable pour valider les outils et les résultats des laboratoires car il arrive que confrontés à des situations exceptionnelles, les méthodes empiriques s'avèrent inefficaces.

Les moyens techniques et technologiques mis à disposition des pétroliers ne cessent d'évoluer. Il est désormais possible grâce aux techniques de pointe développées d'atteindre des ressources autre fois inaccessibles.

Notre projet aura consisté à démontrer l'efficacité technique et économique de l'utilisation d'une de ces technologies qui est la production assistée par des pompes multiphasiques. Celles-ci permettent d'exploiter des gisements éloignés, marginaux ou en milieu hostile, tout en restant compétitives aux autres moyens de production conventionnels.

# **Bibliographie**



## **Bibliographie**

[**Petrad, 1992**]: Petrad, "Petroleum Policy and Management Vol I", édition Compendium, 1992, Pages 97-11.

[**Heyl, 2008**]: B. Heyl, "Multiphase Pumps", 24<sup>th</sup> International Pump Users Symposium, Texas A&M University, 2008.

[**Shippen, Scott, 2002**]: M. Shippen, Dr. S. Scott, "Multiphase pumping as an alternative to conventional separation, pumping and compression"; 34<sup>th</sup> annual PSIG meeting, 2002, Pages 3-7.

[**Ben Hamouda, 2008**]: R. Ben Hamouda, "Cours et Exercices Corrigés de MDF", Centre de Publication Universitaire de Tunis, 2008, Pages 88-96.

[**Lalouani, 2009**]: S. Lalouani, "Etude de l'évacuation du gaz naturel", Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP, Pages 40-47.

[**Poncet, 2013**]: S. Poncet, "Cours sur les écoulements diphasiques", Université d'Aix-Marseille, 2013, Pages 34-41.

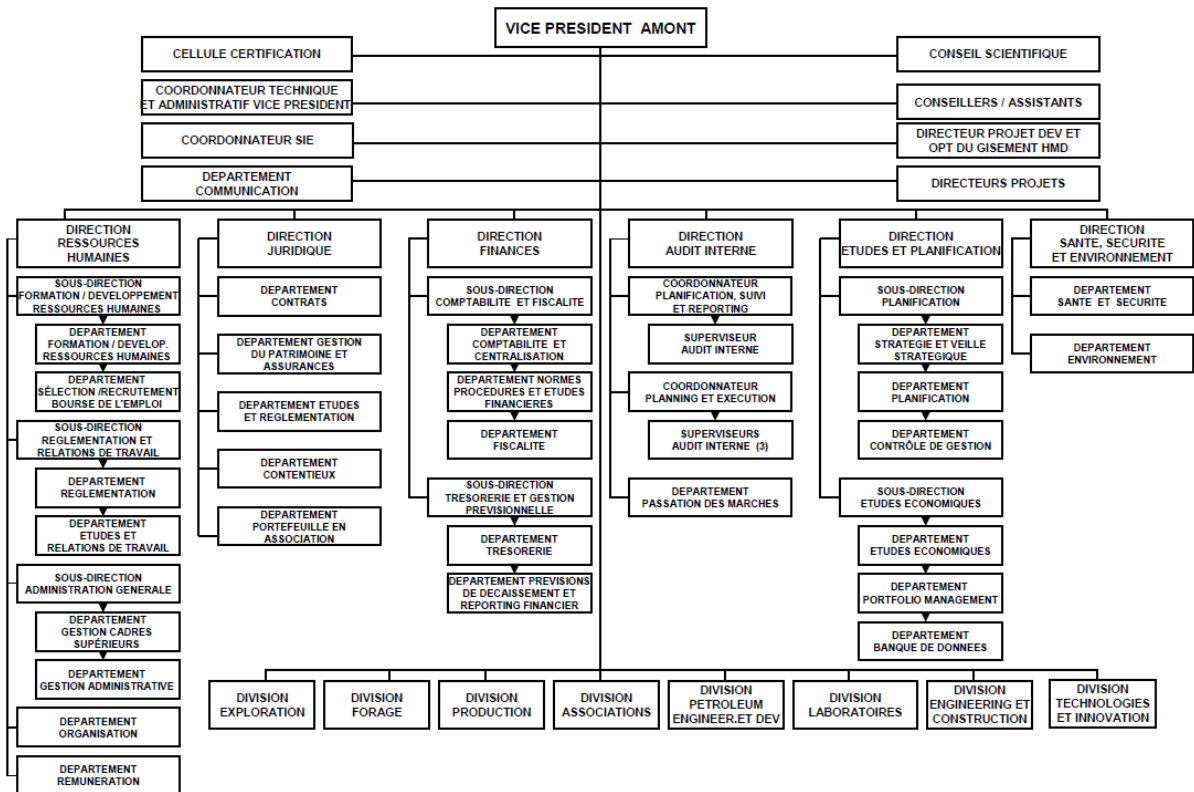
[**Chang, Ganesan, Lau, 2008**]: S. Chang, T. Ganesan, K. Lau, "Comparison between Empirical Correlation and Computational Fluid Dynamics Simulation for the Pressure Gradient of Multiphase Flow", Proceeding of The World Congress on Engineering Vol III, 2008, Pages 1-5.

[**CHEMCAD, 2004**]: CHEMCAD Piping System, 2004, Page 77-94.

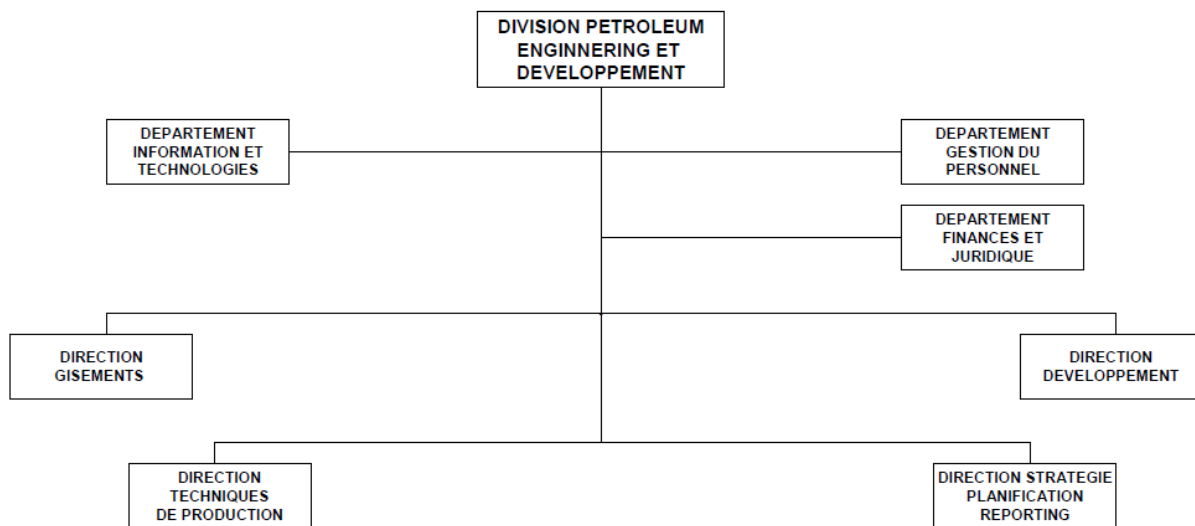
[**Hiller, Lieberman, 1974**]: S. Hiller, G. Lieberman, "Operations Research", édition Holden-Day, 1974, Pages 15-107.

# **Annexes**

**ORGANIGRAMME ACTIVITE AMONT**



**Annexe 1 : Organigramme de l'activité AMONT**



**Annexe 2 : Organigramme du PED**

### Annexe 3 : Méthode du Simplexe

La méthode du Simplexe est la procédure générale de résolution des problèmes de programmation linéaire. C'est une méthode remarquablement efficace qui est utilisée couramment pour résoudre des problèmes de très grandes dimensions à l'aide d'ordinateurs.

L'ordinateur est toujours utilisé, sauf pour de très petits problèmes, et les logiciels sont largement disponibles.

#### Rappel

Le problème de programmation linéaire se présente sous la forme mathématique générale suivante :

Maximiser la fonction  $Z = \sum_1^n c_j x_j$  avec  $j = 1$  à  $n$

Sujette aux  $m$  contraintes :

$$\sum_1^n a_{ij} x_j < b_i \text{ pour } j = 1 \text{ à } n; \quad \text{et} \quad i = 1 \text{ à } m$$

Et  $x_j \geq 0$  pour  $j = 1$  à  $n$

La fonction à optimiser est appelée fonction objective ; les  $m$  contraintes sont appelées parfois contraintes fonctionnelles. Les  $x_j$  sont les variables de décision.

Les constantes d'entrée  $a_{ij}$ ,  $b_i$ , et  $c_j$  sont appelées parfois paramètres du modèle.

La programmation linéaire traite du problème d'allocation de  $m$  ressources limitées (désignées par les indices  $i$  et limitées par  $b_i$ ) entre les  $n$  activités concurrentes (désignées par les indices  $j$  et dont le niveau d'activité est déterminé par  $x_j$ ) de la manière la plus optimale possible.

$c_j$  désigne le gain dans la fonction  $Z$  qui résulterait de l'augmentation d'une unité dans l'activité  $j$ .

$b_i$  dénote la quantité de ressource  $i$  disponible pour allocation.

$a_{ij}$  désigne la quantité de ressource  $i$  consommée par chaque unité de l'activité  $j$ .

## Principes de la méthode du simplexe :

Dans ce paragraphe, nous étudierons les principes sur lesquels se base la méthode du Simplexe que nous illustreront principalement par l'interprétation géométrique.

Ainsi, nous utiliserons les graphes ci-dessous représentant le problème :

$$\text{Maximiser } Z = 3x_1 + 5x_2$$

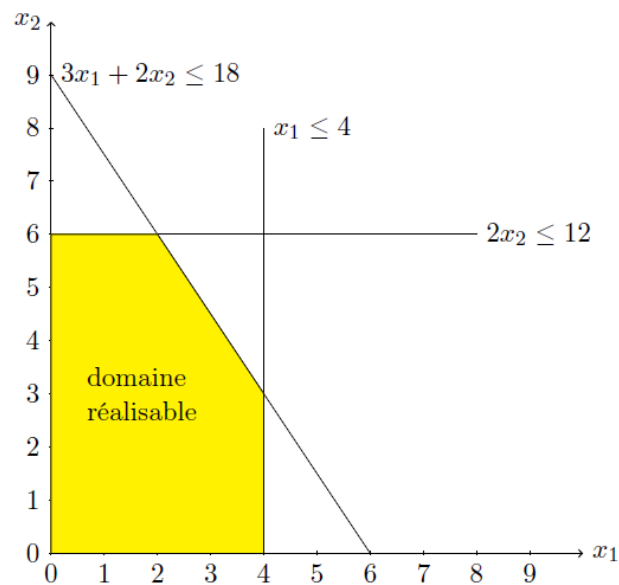
Sujette aux contraintes :

$$x_1 \leq 4$$

$$2x_2 \leq 12$$

$$3x_1 + 2x_2 \leq 18$$

$$\text{Et } x_1 \geq 0, x_2 \geq 0$$



**Figure 1.** Domaine de définition de la F.O.

Les cinq droites représentant les contraintes et leur point d'intersection sont représentées dans la figure 1, la région hachurée montre les valeurs possibles pour  $x_1$  et  $x_2$ .

## Terminologie de la programmation linéaire :

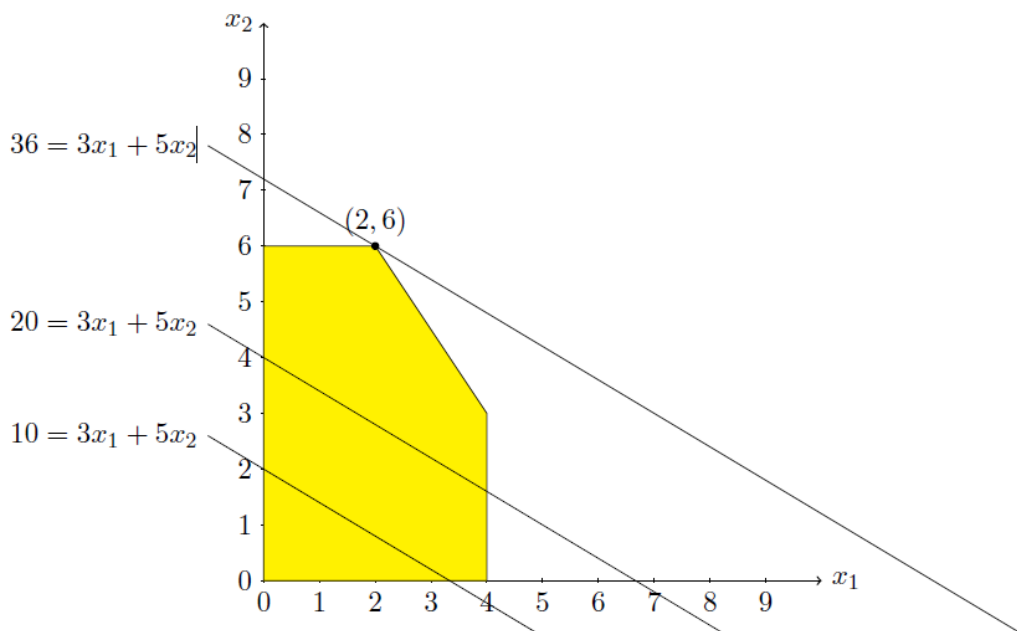
**Solution** : n'importe quelles spécifications pour les variables de décision  $(x_1, x_2, \dots, x_n)$  même si cette solution n'est pas souhaitable, ou même réalisable.

**Solution réalisable** : une solution qui satisfait toutes les contraintes. Dans l'exemple, les solutions réalisables sont les points dans la région ombrée ou sur les frontières la délimitant.

**Solution optimale** : une solution réalisable et qui donne la meilleure valeur pour la fonction objective.

**Equation de frontière** : elle est obtenue pour n'importe quelle contrainte en remplaçant le signe  $\leq$  par le signe  $=$ . Sa forme générale est :  $\sum_1^n a_{ij} x_j = b_i$  pour  $j$  allant de 1 à  $n$ . Cette équation définit, dans un espace à  $n$  dimensions, une forme géométrique « plane » appelée hyperplan analogue à une droite dans un espace à deux dimensions et à un plan dans un espace à trois dimensions.

Donc, notre première conclusion est que la frontière d'une région réalisable est composée des solutions réalisables qui satisfont une ou plusieurs équations de frontière. D'après le graphe 2 ci-dessous, il peut paraître clair que les solutions optimales doivent être situées sur la frontière de la région réalisable.



**Figure 2.** Balayage du domaine réalisable

**Solution-sommet réalisable:** est une solution réalisable qui ne se situe sur aucun segment connectant deux autres solutions réalisables. Pour le cas général avec  $n$  variables de décision, chaque solution-sommet réalisable se trouve à l'intersection de  $n$  frontières de contraintes ; i.e. : c'est une solution simultanée d'un système de  $n$  équations de frontière. Cela ne veut pas dire que chaque ensemble de  $n$  équations de frontière choisi parmi les  $(n+m)$  contraintes donne une solution-sommet réalisable.

**Solutions-sommets réalisables adjacentes :** deux solutions - sommets réalisables sont dites adjacentes si le segment les connectant repose sur la frontière de la région réalisable. D'après le graphique, on peut noter que les paires de solutions - sommets réalisables telles que  $(0,0)$  et  $(0,6)$  ou  $(0,6)$  et  $(2,6)$  sont adjacentes.

Dans notre exemple, les systèmes d'équations définissant les solutions-sommets réalisables adjacents ont seulement une équation différente. Quand  $n > 2$ , la solution-sommet réalisable est définie par  $n$  équations de contraintes, en supposant qu'une des équations est retirée l'intersection des  $(n-1)$  contraintes restantes est une ligne. Un segment de cette ligne repose sur la frontière de la région faisable et le reste de cette ligne n'est pas autorisé par les autres contraintes. Le terme technique utilisé pour désigner ce segment est « bord ».

Si on suppose qu'on se déplace à partir de cette solution-sommet réalisable sur la direction faisable le long de cette ligne jusqu'à ce que la première nouvelle frontière contraignante soit atteinte. Ce nouveau point est une solution-sommet réalisable adjacente. Si on se déplace au-delà de ce point sur la ligne vers une nouvelle frontière contraignante on n'atteint que des solutions-sommets non réalisables.

Donc une solution-sommet réalisable a exactement  $n$  adjacentes solutions-sommets réalisables, chacune est atteinte en utilisant la méthode ci-dessus en supprimant à chaque fois une des  $n$  équations définissant la solution en cours et en la remplaçant par la nouvelle équation adéquate.

### **Les trois propriétés principales des solutions-sommets réalisables :**

Ces propriétés constituent les principes de base du simplexe.

La première propriété concerne les relations existant entre les solutions-sommets réalisables et les solutions optimales.



Propriété 1 :

- (a) S'il y a une seule solution optimale alors elle doit être une solution-sommet réalisable
- (b) S'il y a plusieurs solutions optimales alors au moins deux d'entre elles doivent être des solutions-sommets réalisables adjacentes.

Le résultat de cette propriété est que cela simplifie grandement la recherche de solutions optimales car maintenant on n'étudie que les solutions-sommets réalisables.

Propriété 2 :

Il y a un nombre fini de solutions-sommets réalisables. Chaque solution-sommet réalisable est la solution de n équations parmi (m+n) équations définissant les contraintes. Ce nombre fini est égal à

$$P = \frac{(m+n)!}{m! n!}$$

Ce nombre est la limite supérieure du nombre de solutions-sommets réalisables.

La propriété 2 peut laisser comprendre qu'il suffit d'examiner ces solutions-sommets réalisables pour trouver la solution optimale. Ce nombre peut être très grand même pour un problème de programmation linéaire de dimensions relativement faibles ; exemple : si n=50 et m=50 alors on a  $P=10^{29}$  systèmes d'équations à résoudre.

Le Simplexe permet de n'examiner qu'une centaine de solutions-sommets réalisables grâce à la propriété 3 suivante.

Propriété 3 :

Si une solution-sommet réalisable est meilleure que tous ses solutions-sommets réalisables adjacentes alors elle est meilleure que toutes les autres solutions-sommets réalisables, et donc est optimale.

Cette propriété est dû fait principal que la région réalisable est convexe.

La méthode du Simplexe exploite ce fait pour examiner seulement quelques solutions-sommets réalisables intéressants et s'arrêter une fois ce test d'optimalité réussi.

## Résumé de la Méthode du Simplexe :

Etape d'initialisation : Commencer à une solution-sommet réalisable

Etape itérative : Se déplacer vers une meilleure solution-sommet réalisable ; répéter cette étape autant que nécessaire

Règle d'arrêt : S'arrêter quand la solution-sommet réalisable est meilleure que toutes les solutions-sommets réalisables adjacentes. C'est la solution optimale.

Les personnes intéressées par les critères de choix de la nouvelle solution utilisés dans l'étape d'initialisation et dans les étapes répétitives peuvent lire, ci-dessous, le paragraphe intitulé « Critères de choix d'une nouvelle solution dans la méthode du Simplexe ».

En résumé, on est sûrs d'atteindre une solution optimale pour chaque problème de programmation linéaire qui en a une (ou plusieurs) parce que suivant :

- Les propriétés 1 et 3, la solution optimale est une solution-sommet réalisable
- La règle d'arrêt n'arrêtera jamais l'algorithme que si une telle solution est trouvée
- Les étapes itératives donnent toujours une meilleure solution que la précédente. L'algorithme ne peut jamais examiner une solution-sommet réalisable qui a déjà été examinée lors d'une itérative précédente.
- La propriété 2, le nombre de solutions-sommets réalisables est fini.

L'algorithme trouve la solution optimale en un nombre fini d'itérations et ce nombre est relativement faible.

Il n'y a pas de preuve mathématique pour cela si ce n'est les résultats satisfaisants de son utilisation dans la résolution de problèmes réels pendant plusieurs décades.

## « Critères de choix d'une nouvelle solution dans la Méthode du Simplexe »

Afin de faciliter la manipulation des contraintes fonctionnelles, la méthode du simplexe transforme celles-ci en équations et ce en ajoutant des variables d'écart.

Notre exemple à deux dimensions se présentera alors sous la forme :

$$\text{Maximiser } Z = 3x_1 + 5x_2$$

Sujette à :

$$x_1 + \quad \quad + x_3 = 4$$

$$\quad 2x_2 + \quad \quad + x_4 = 12$$

$$3x_1 + 2x_2 + \quad \quad + x_5 = 18$$

Et  $x_j > 0$  pour  $j = 1$  à  $5$

### *Etape d'initialisation :*

Comment est choisie la solution-sommet réalisable initiale ?

Comme indiqué plus haut, la méthode du simplexe peut démarrer à partir de n'importe quelle solution-sommet réalisable.

Dans notre exemple, si on choisit l'origine comme solution initiale alors  $x_1=0$  et  $x_2=0$  et  $x_3=4$ ,  $x_4=12$  et  $x_5=18$ . Dans la terminologie du Simplexe, cette solution est appelée Solution basique initiale réalisable ; ces variables d'écart sont appelées variables basiques et les variables  $x_1$  et  $x_2$  mises égales à zéro sont appelés variables non basiques.

La forme du système d'équations précédent permet de lire directement les valeurs de variables basiques puisque d'une part, les variables non basiques sont égales à zéro et d'autre part, chaque équation n'a qu'une seule variable basique avec un coefficient de 1 et que cette variable n'apparaît dans aucune autre équation.

La méthode du Simplexe manipule algébriquement ce système d'équations tout en lui gardant cette forme particulière qui permet de lire directement toutes les solutions basiques réalisables suivantes.

***Etape itérative :***

A chaque itération, le Simplexe se déplace de la solution basique réalisable actuelle vers une meilleure solution basique réalisable adjacente. Ceci est fait en remplaçant une variable non basique (appelée variable entrante) par une nouvelle variable basique (variable sortante).

Critère de sélection de la variable basique entrante :

Il s'agit de choisir parmi les  $n$  non basiques variables actuelles celle qui sera changée du statut de non basique à basique. Il faudra donc augmenter la valeur de ce variable non basique de zéro jusqu'à une certaine valeur positive tout en maintenant les autres variables non basiques égales à zéro. Puisque la valeur  $Z$  de la fonction objective doit être meilleure à la prochaine solution, on réécrit cette fonction en utilisant seulement les variables non basiques de telle façon à ce que le coefficient de celles-ci soit le taux de changement de  $Z$  si cette variable est augmentée.

La variable non basique qui a le coefficient le plus élevé est choisie comme variable basique entrante puisque c'est elle qui va donner la plus grande augmentation dans  $Z$ .

Dans notre exemple, la variable basique entrante est  $x_2$ .

Critère de sélection de la variable basique sortante :

La variable qui doit être la variable basique sortante est celle qui, de part, sa contrainte de non négativité impose la plus petite limite supérieure sur l'augmentation de la variable basique entrante.

Dans notre exemple, cette variable basique sortante est  $x_4$  car :

$$x_3 = 4 - x_1 \text{ pas de limite supérieure sur } x_2$$

$$x_4 = 12 - 2x_2 \text{ donc } x_2 \leq \frac{12}{2} = 6 \text{ limite supérieure minimum}$$

$$\text{Et } x_5 = 18 - 3x_1 - 2x_2 \text{ donc } x_2 \leq \frac{18}{2} = 9$$

On a alors  $x_4 = 0$  et  $x_2 = 6$  qui forment la nouvelle basique réalisable solution.

Après avoir identifié les variables basiques entrantes et sortantes, il restera à calculer les nouvelles valeurs pour les variables basiques restantes. Ceci requiert de mettre le système d'équations dans la même forme que celle qu'on avait dans l'étape d'initialisation :

- Chaque équation a juste une seule variable basique avec un coefficient égal à 1
- Cette variable basique n'apparaît dans aucune autre équation

Les deux opérations suivantes peuvent être utilisées pour arriver à mettre le système d'équations dans la forme voulue :

- Multiplier une équation par une constante différente de zéro
- Ajouter un multiple d'une équation à une autre équation
- Reprendre exemple page 47 ?

***Règle d'arrêt :***

Pour déterminer si la solution est optimale, on vérifie si la valeur  $Z$  de la fonction objective peut être augmentée en augmentant une des variables non basiques. Ceci est fait en examinant les coefficients des variables non basiques si ceux – ci sont tous négatifs la solution est optimale sinon il faut refaire une itération.

## Annexe 4 : Optimisation de l'emplacement du manifold

Pour avoir accès au Solver, il faut ouvrir une page Excel puis :

1. Ouvrir le menu données ;
2. Dans l'onglet analyse, cliquer sur Solver.

Si le Solver est introuvable, son chargement depuis l'Analysis ToolPack est nécessaire. Ce pack figure parmi les compléments Excel.



L'introduction des informations dans le Solver se fait comme suit :

1. définition de la cellule cible à minimiser ;
2. définition des cellules variables ;
3. définition des contraintes et des cellules sur lesquelles ces contraintes sont appliquées.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1											
2											
3											
4											
5											
6											
7											
8											
9											
10											
11											
12											
13											
14											
15											
16											
17											
18											
19											
20											

Puits, CPF et MF	x (m)	y (m)	Distance au MF (m)	Diamètre	Prix/m (\$)	Coût (\$)	coûts total (k\$)
P1	X1	Y1	D1	4	89	xxxx	xxxxxx
P2	X2	Y2	D2	4	89	xxxx	
P3	X3	Y3	D3	4	89	xxxx	
CPF	XCPF	YCPF	DCPF	6	110	xxxx	
MF	XMF	YMF					

Paramètres du solveur

1. Cellule cible à définir: \$E\$8

2. Cellules variables: \$C\$8:\$D\$8

3. Contraintes: \$E\$4:\$E\$7 >= 200

### Annexe 5 : Profil en long du collecteur

Tronçon	X début (km)	Alt début (m)	X fin (km)	Alt fin (m)	pente	Longueur (m)	Longueur cumulée (m)
1	0	176	1,01	188	0,012	1010,1	1010,1
2	1,01	188	1,35	177	-0,032	340,2	1350,2
3	1,35	177	1,55	180	0,015	200,0	1550,3
4	1,55	180	1,85	179	-0,003	300,0	1850,3
5	1,85	179	2,03	174	-0,028	180,1	2030,3
6	2,03	174	2,2	182	0,047	170,2	2200,5
7	2,2	182	3,16	187	0,005	960,0	3160,5
8	3,16	187	3,44	183	-0,014	280,0	3440,6
9	3,44	183	3,52	187	0,050	80,1	3520,7
10	3,52	187	3,9	173	-0,037	380,3	3900,9
11	3,9	173	4,24	215	0,124	342,6	4243,5
12	4,24	215	4,38	200	-0,107	140,8	4384,3
13	4,38	200	5,11	208	0,011	730,0	5114,4
14	5,11	208	5,31	198	-0,050	200,2	5314,6
15	5,31	198	5,59	205	0,025	280,1	5594,7
16	5,59	205	6,66	178	-0,025	1070,3	6665,0
17	6,66	178	7,06	178	0,000	400,0	7065,0
18	7,06	178	7,68	179	0,002	620,0	7685,0
19	7,68	179	7,84	176	-0,019	160,0	7845,1
20	7,84	176	8,12	180	0,014	280,0	8125,1
21	8,12	180	8,22	173	-0,070	100,2	8225,3
22	8,22	173	8,4	178	0,028	180,1	8405,4
23	8,4	178	9,07	182	0,006	670,0	9075,4
24	9,07	182	9,37	179	-0,010	300,0	9375,4
25	9,37	179	9,6	193	0,061	230,4	9605,9
26	9,6	193	9,87	195	0,007	270,0	9875,9
27	9,87	195	10	190	-0,038	130,1	10006,0
28	10	190	10,3	193	0,010	300,0	10306,0
29	10,3	193	10,5	198	0,025	200,1	10506,0
30	10,5	198	10,9	191	-0,018	400,1	10906,1
31	10,9	191	11	183	-0,080	100,3	11006,4
32	11	183	11,2	189	0,030	200,1	11206,5
33	11,2	189	11,4	194	0,025	200,1	11406,6
34	11,4	194	11,6	190	-0,020	200,0	11606,6
35	11,6	190	11,7	197	0,070	100,2	11706,9
36	11,7	197	12	186	-0,037	300,2	12007,1
37	12	186	12,8	174	-0,015	800,1	12807,2
38	12,8	174	13,1	177	0,010	300,0	13107,2
39	13,1	177	13,3	187	0,050	200,2	13307,4
40	13,3	187	13,6	181	-0,020	300,1	13607,5
41	13,6	181	13,9	185	0,013	300,0	13907,5
42	13,9	185	14,2	197	0,040	300,2	14207,7

43	14,2	197	14,4	187	-0,050	200,2	14408,0
44	14,4	187	14,6	194	0,035	200,1	14608,1
45	14,6	194	14,8	190	-0,020	200,0	14808,2
46	14,8	190	15	194	0,020	200,0	15008,2
47	15	194	15,2	195	0,005	200,0	15208,2
48	15,2	195	15,6	188	-0,018	400,1	15608,3
49	15,6	188	15,8	193	0,025	200,1	15808,3
50	15,8	193	16	185	-0,040	200,2	16008,5
51	16	185	16,2	189	0,020	200,0	16208,5
52	16,2	189	16,5	189	0,000	300,0	16508,5
53	16,5	189	16,8	187	-0,007	300,0	16808,5
54	16,8	187	17	193	0,030	200,1	17008,6
55	17	193	17,3	224	0,103	301,6	17310,2
56	17,3	224	17,6	211	-0,043	300,3	17610,5
57	17,6	211	18	191	-0,050	400,5	18011,0
58	18	191	18,2	174	-0,085	200,7	18211,7
59	18,2	174	19	181	0,009	800,0	19011,7
60	19	181	19,5	185	0,008	500,0	19511,8
61	19,5	185	19,7	178	-0,035	200,1	19711,9
62	19,7	178	19,8	182	0,040	100,1	19812,0
63	19,8	182	20,2	176	-0,015	400,0	20212,0
64	20,2	176	20,4	176	0,000	200,0	20412,0
65	20,4	176	20,8	179	0,007	400,0	20812,0
66	20,8	179	21	176	-0,015	200,0	21012,0
67	21	176	21,3	178	0,007	300,0	21312,1



**Annexe 6:** Organigramme de la programmation linéaire séquentielle

