

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Hydraulique

Laboratoire de Recherche des Sciences sur l'Eau

SONATRACH –TRC

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes en vue d'obtention du diplôme d'ingénieur
d'état en Hydraulique

Thème :

**Etude des régimes de fonctionnement des stations de pompage
(SP1,SP1bis,SP2,SP3)le long de l'oléoduc OB1 ainsi que les régimes
d'alimentation des pétroliers**

Réalisé par :

M^{lle} Drif Imane

M^{lle} Mokhtari Rania

Dirigé par :

Mr S.Benziada (ENP)

Mr M.Lefgoun (TRC)

Présenté et soutenu publiquement le 15/06/2017

Composition de jury :

Président :

Promoteur :

Co-Promoteur :

Examineur

Examineur

Mr A. KETTAB

Mr S. BENZIADA

Mr M. LEFGOUN

Mme S. BENMMAMAR

Mr R. MESSAHLI

Professeur à l'ENP

Professeur à l'ENP

ingénieur à TRC

Professeur à l'ENP

Professeur à l'ENP

ENP 2017

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieur

et de la Recherche Scientifique

Ecole Nationale Polytechnique



Département Hydraulique

Laboratoire de Recherche des Sciences sur l'Eau

SONATRACH –TRC

Mémoire de Projet de Fin d'Etudes en vue d'obtention du diplôme d'ingénieur
d'état en Hydraulique

Thème :

**Etude des régimes de fonctionnement des stations de pompage
(SP1,SP1bis,SP2,SP3)le long de l'oléoduc OB1 ainsi que les régimes
d'alimentation des pétroliers**

Réalisé par :

M^{lle} Drif Imane

M^{lle} Mokhtari Rania

Dirigé par :

Mr S.Benziada (ENP)

Mr M.Lefgoun (TRC)

Présenté et soutenu publiquement le 15/06/2017

Composition de jury :

Président :

Promoteur :

Co-Promoteur :

Examineur

Examineur

Mr A. KETTAB

Mr S. BENZIADA

Mr M. LEFGOUN

Mme S. BENMMAMAR

Mr R. MESSAHLI

Professeur à l'ENP

Professeur à l'ENP

ingénieur à TRC

Professeur à l'ENP

Professeur à l'ENP

ENP 2017

Remerciements

Nous remercions, avant tout, Dieu le tout puissant de nous avoir donné patience, santé et volonté tout au long de nos études.

Nous remercions particulièrement nos parents pour nous avoir réuni des bonnes conditions afin d'effectuer et terminer nos études sereinement.

Nous remercions notre promoteur M.BENZIADA pour ses conseils, patience et suivi durant l'élaboration de ce projet.

Nos remerciements s'adressent également à toutes les personnes qui ont collaboré à la réalisation de ce projet avec une mention spécial à : M. LEFGOUN MADJID.

Nous exprimons toute notre reconnaissance à tous les enseignants de l'ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE et particulièrement ceux du département HYDRAULIQUE qui nous ont assuré de main de maitre notre formation.

Nous remercions, aussi, les membres de jury pour l'effort qu'ils feront pour examiner ce modeste travail.

Dédicaces

A ma formidable mère « Benkhaled Fatiha » qui m'a toujours soutenu, qui m'a toujours encouragé et qui n'a jamais cessé de croire en moi.

A mon père « Mohamed » qui a toujours su me donner les meilleurs conseils pour ma réussite.

A la mémoire de ma grand-mère qui je l'aime beaucoup

A mon frère « Nabil » à qui je souhaite beaucoup de réussite dans la vie.

A ma sœur « Sarah » à qui je souhaite beaucoup de réussite.

A mon binôme Imane avec qui j'ai passé des moments inoubliables.

A la promotion d'Hydraulique 2017 à qui je rends hommage pour la formidable ambiance qui a régné parmi nous durant ces trois merveilleuses années, et qui va énormément me manquer.

À mes amies et camarades de l'Ecole Nationale Polytechnique : KHEBRI Bouchra Zineb AMRANI Lamia; Marouf ZINEB; Zighem Mohamed El Amine; RAJAH Sofiane; Souar Brahim.

A tous mes amis qui sont si nombreux, et m'ont envahi de bonheur.

A ceux qui étaient toujours là pour moi.

A toutes ces personnes, je dédie ce modeste ouvrage.

Je dédie mon travail à :

Toute la famille Mokhtari et la famille Ben Khaled

RANIA MOKHTARI

Dédicaces

Je dédie ce travail

Á la personne que j'aime le plus au monde, à ma mère qui a tout sacrifié pour sa famille, qui a été la source de mon bonheur et ma réussite à toi ma vie « **MOUATAKID HOUARIA** »

Á mon père, la personne que j'admire le plus au monde, qui été pour moi un guide, un ami à toi mon papa « **HAMOUD** ».

Á mes chers parents que j'aime, que dieu me les garde.

Á mes deux chères sœurs HADJER et FATIMA ZAHRAA, que j'aime beaucoup et à qui je souhaite tout le bonheur et la réussite.

Á mon adorable frère MUSTAPHA AHMED que je souhaite une vie pleine de bonheur, de réussite et de succès.

Á la mémoire de ma grande mère « **AKROUF ZHIRA** » qui m'a tellement aidé à voir claire dans ce monde.

Á ma grande mère Houria que j'aime beaucoup.

Á toute la famille **DRIF** (Oncles, tantes, cousins et cousines) pour leurs encouragements.

Á toute la famille **MOUATAKID** que j'aime beaucoup (Oncle, tantes et plus précisément **MOUATAKID MERIEM** et **AZIZA** pour leurs encouragements dans mes études et ma vie privé; mes cousins et cousines que j'aime beaucoup) qui m'ont bien entouré.

Á mes amies intimes et mes meilleures amies : Anane Hanaa ; Yakoubi Imane ; Rahich Siham ; Chéraitia Souhila, Arrour Hafida ; Sarri Soumia ; qui mon ouvert les portes de leurs cœurs avant leurs maisons

Et une spécial dédicace à la maman de YAKOUBI Imane que j'aime beaucoup et à toute sa famille

A mon binôme et amie : Rania Mokhtari à qui je souhaite une vie pleine de réussite

Á mes amies et camarades de l'École Nationale Polytechnique : **KHEBRI** Bouchra Zineb **AMRANI** Lamia; **MAROUF** Zineb ; **ZIGHEM** Mohamed Al Amine; **RAJAH** Sofiane; **SOUAR** Brahim.

A toutes les personnes que je connaisse et que je n'ai pas citées,

A tous ceux que j'aime

DRIF IMANE

ملخص :

الهدف من هذا المشروع الدراسي هو تحديد نظام التشغيل بالنسبة لمختلف محطات الضخ SP1, SP1bis, SP2, SP3 المتواجدة على طول خط الأنابيب OB1 المتواجد بين حوض الحمرا وبجاية مع استعمال برنامج المحاكاة PIPEPHASE الذي يسمح بمحاكاة الضغوط المختلفة على مستوى هذه المحطات , وكذلك تحديد نظام التغذية لصناديق التخزين و ذلك من أجل الاستجابة لبرنامج محدد لتتقل ناقلات النفط التي تختص بنقل البترول الخام من ميناء بجاية إلى مختلف المناطق سواء من داخل الوطن أو من خارجه .

كلمات مفتاحية: محطات الضخ , خط الأنابيب , PIPEPHASE , صناديق التخزين , ناقلات النفط , الخام .

Abstract:

The aim of this end-of-study project is to study the operating system for various pump stations SP1, SP1bis, SP2, SP3 located along the OB1 pipeline between Haoued El Hamra and Bejaia, with the use of PIPEPHASE simulation software to simulate different pressures on the level of these stations, as well as the identification of the feeding system of the storage tanks in order to respond to a specific program for the mobility of oil tankers, specialized in the Transfer of crude oil from the port of Bejaia to different zones inside or outside the country

Keywords: Pumping stations, Pipeline, PIPEPHASE, storage tanks, Tanker, crude.

Résumé :

L'objectif de ce projet de fin d'études est l'étude du système de fonctionnement pour diverses stations de pompage SP1, SP1bis, SP2, SP3 situées le long du l'oléoduc OB1, qui est entre Haoued El Hamra et Bejaia, avec l'utilisation de logiciel de simulation PIPEPHASE qui permet de simuler différentes pressions sur le niveau de ces stations, ainsi que l'identification du système d'alimentation des bacs de stockage et afin de répondre à un programme spécifique pour la mobilité des pétroliers, spécialisés dans le transfert du pétrole brut à partir du port de Bejaia vers différentes zones à l'intérieur ou à l'extérieur du pays

Mots-clés : Stations de pompage, Oléoduc, PIPEPHASE, bacs de stockage, Pétrolier, le brut.

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Nomenclatures

Introduction générale.....	16
Chapitre 1 : Présentation de la structure d'accueil	17
I.1 Introduction	18
I.2 Ces missions	19
I.3.Les principales activités de la SONATRACH	19
I.3.1.Activité amont	19
I.3.2. Activité de transport par canalisation	19
I.3.3. Activité aval	19
I.3.4.Activité commercialisation	19
I.4.Sa part de marché et ses réalisation.....	20
I.5.Création de l'activité transport par canalisation(TRC).....	20
I.5.1. Missions de l'activité TRC	21
I.5.2. Organisation de l'activité TRC	21
I.5.2.1. Les directions fonctionnelles	21
I.5.2.2. Les divisions opérationnelles	22
Chapitre II :Généralité sur le pétrole.....	24
II.1.Introduction.....	25
II.2.Définitions préliminaires	25
II.3.Définition.....	27
II.4.Unités de mesure.....	27
II.5.Origine	28
II.5.1-Hypothèse inorganique (minérale).....	28
II.5.2-Hypothèse organique	28
II.5.2.1-Etape biologique	28
II.5.2.2. Etape chimique.....	28
II.5.2.3. Etape physique	29
II.6.La formation du pétrole	29
II.6.1.ETAPE 1.le dépôt de matière organique	29
II.6.2.ETAPE 2.la transformation en hydrocarbures.....	30
II.6.3.ETAPE 3. le piège à pétrole	30

II.7-L'industrie du pétrole	31
II.7.1-Exploration du pétrole	31
II.7.1.1. La prospection géologique en surface	31
II.7.1.2. La prospection géophysique en profondeur	32
II.7.2. Les forages d'exploration	32
II.7.2.1.Les gisements maritimes	34
II.7.3. Raffinage	35
II.7.4.Distribution	36
II.8.Les différents pièges du pétrole	36
II.8.1.Pièges structuraux	36
II.8.2.Pièges stratigraphiques	37
II.9.Les types de pétrole	37
II.9.1.Généralités	37
II.9.2. Les bruts de références	38
II.10.Classification du pétrole	38
II.11.L'utilisation du pétrole	39
II.12.Les réserves du pétroles	39
II.13.Définition et catégories	40
II.13.1.Classification des réserves du pétrole	40
II.13.2.Répartition des réserves de pétrole	41
II.14.Conclusion	42
Chapitre III : Les moyens de transport et de stockage du pétrole	43
III.1. Introduction	44
III.2.Voie terrestre	44
III.2.1.Caractéristiques des pipelines	44
III.2.2. Dispositifs placés le long d'un oléoduc	45
III.2.2.1. Pots de purge.....	45
III.2.2.2. Unité de filtration	45
III.2.2.3. Poste de sectionnement	45
III.2.2.4. Station de pompage	46
III.2.2.5. Terminal départ	46
III.2.2.6.Terminal arrivé	46
III.2.2.7.Télétransmission et automatismes	47
III.2.2.8. Exploitation des pipelines	47
III.2.3. La surveillance de pipelines	48

III.2.4. Risques	48
III.3. Voie maritime	49
III.3.1. Les principaux risques	49
III.3.2. Pétroliers	49
III.3.3. Classification de pétroliers	50
III.3.3.1. Classification suivant leurs tailles	50
III.3.3.2. Classification selon le type de produit transporté	50
III.4. Autre moyens de transport	51
III.4.1. Transport par train	51
III.4.2. Transport par camion-citerne	51
III.5. Le stockage de pétrole	52
III.5.1 Introduction	52
III.5.2. Rôle de stockage	53
III.5.3. Les lieux de stockage	53
III.5.4. Classification du réservoir	53
III.5.4.1. Selon la nature du toit	53
III.5.4.2. Selon la capacité des réservoirs	54
III.6. Conclusion	55
Chapitre IV : Approche théorique	56
IV.1. Introduction aux équations de la mécanique de fluide	57
IV.1.1- Equation de Navier-Stokes	57
IV.1.2 Equation de continuité	58
IV.1.3 Equation caractéristique du fluide	59
IV.2. L'équation de Bernoulli	59
IV.2.1. Pertes de charge	60
IV.3. Régimes d'écoulement – Nombre de Reynolds	62
IV.3.1 Régime laminaire	62
IV.3.2 Régime turbulent	62
IV.3. La détermination de coefficient de pertes de charge λ	63
IV.4. Conclusion	66
Chapitre V : Stations de pompage	67
V.1. Introduction	68
V.2. Rôle d'une pompe	68
V.3. Courbes caractéristiques des pompes	69
V.3.1. La courbe caractéristique hauteur-débit $H=f(Q)$	69

V.3.2.La courbe caractéristique rendement $\eta=f(Q)$	69
V.3.3.La courbe caractéristique de puissance $P=f(Q)$	69
V.4.Hauteur manométrique totale HMT	69
V.5.Les différents types de pompes	70
V.5.1.Pompes volumétriques	70
V.5.1.1.Le principe de fonctionnement des pompes volumétrique	70
V.5.2 Turbopompes	70
V.5.2.1.Les pompes centrifuges	71
V.5.2.2.Avantages et inconvénients des turbopompes	71
V.6.Les modes de couplage des pompes	72
V.6.1.Couplage en série	72
V.6.2.Couplage en parallèle	73
V.7.Mode de fonctionnement de la pompe	74
V.7.1.Charge nette absolue (NPSH disponible)	74
V.7.2.La puissance absorbée..	74
V.7.3.La vitesse de rotation	75
V.7.4.Le point de fonctionnement	75
V.8.Phénomène de cavitation	76
V.8.1.Description de phénomène	76
V.8.2-Conséquence	77
V.8.3-Lutte contre la cavitation	78
V.9. Conclusion	79
Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage	80
VI.1-Introduction	81
VI.2. Historique de OB1	81
VI.2.1. Caractéristiques des lignes	82
VI.2.2Caractéristiques du fluide	82
VI.2.3. Station de pompage	83
VI.2.4. Caractéristique des machines	83
VI.3. Fonctionnement général du réseau	84
VI.4. Calcul du régime de fonctionnement des stations de pompage	84
VI.4.1. Détermination des caractéristiques du fluide	84
VI.4.2. Détermination du nombre de stations de pompage	87
VI.4.3. Calcul des caractéristiques des pompes	87
VI.5. Résultats de l'étude	88

VI.6. Conclusion.....	94
Chapitre VII : Présentation de logiciel PIPEPHASE.....	95
VII.1.Introduction	96
VII.2. Description du logiciel PIPEPHASE	96
VII.3. Equations de base utilisées par PIPEPHASE	98
VII.4. Etude comparative	98
VII.4.1. Résultats obtenus par le logiciel PIPEPHASE	98
VII.4.2. Interprétation des résultats	100
VII.5.Conclusion	101
Chapitre VIII : Choix des meilleures variantes d’exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme.....	102
VIII.1 Introduction	103
VIII.2.Présentation de terminal marin du Bejaia (Nord et Sud)	104
VIII.3. L’acceptabilité et le temps de chargement des navires	106
VIII.4. Coût de transport.....	106
VIII.4.1. Les frais d'exploitation.....	106
VIII.4.2. Coût d'affrètement des navires	107
VIII.5. Position du problème	107
VIII.6. Résolution de la problématique	108
VIII.7.Conclusion.....	113
Conclusion générale	114
Bibliographie.....	116
Annexe.....	118

Liste des figures

Figure I.1 Schéma d'organisation de SONATRACH.....	18
Figure I.2 Répartition du réseau de transport de canalisation	23
Figure II.1 Les étapes de formation du pétrole	31
Figure II.2 La prospection géophysique en profondeur	32
Figure II.3 : Puits d'extraction du pétrole	33
Figure II.4 Les produits extraits du pétrole.....	36
Figure II.5 Répartition en pourcentage des réserves de pétrole dans le monde	42
Figure III.1 Transport par les oléoducs.....	44
Figure III. 2 Transport du pétrole par les tankers.....	50
Figure III.3 Transport de pétrole par voie ferrée.....	51
Figure III.4 Transport par camion-citerne	52
Figure III.5 Les réservoirs de stockage de pétrole.....	53
Figure III.6: Réservoir a toit flottant	54
Figure III.7 Toit fixe avec écran flottant	54
Figure IV.1: Représentation d'un régime laminaire.....	62
Figure IV.2 Représentation d'un régime turbulent.....	62
Figure V.1: Constitution d'une pompe centrifuge.....	71
Figure V.2 : Assemblage de deux pompes en série	72
Figure V.3 Couplage de deux pompes en série.....	73
Figure V.4 Assemblage deux pompes en parallèle.....	73
Figure V.5 Couplage de deux pompes en parallèle	76
Figure V.6 Le point de fonctionnement.....	77
Figure V.7 Pompes centrifuges détruites par la cavitation.....	77
Figure V.8 Zone de cavitation.....	78
Figure VI.1. Caractéristique de la conduite OB1.....	81
Figure VI.2 Le profil en long du OB1	84
Figure VI.3 Le profil en long et le gradient hydraulique de L'OB1.....	93
Figure VII.1 Type de fluide à traité par PIPEPHASE	97
Figure VII.2 Gradient hydraulique de l'OB1 PAR PIPEPHASE.....	100
Figure VIII.1 Le terminal marin de Bejaia en Algérie.....	103
Figure VIII.2 Terminal marin de Bejaia nord	104

Figure VIII.3 Les liaisons de port de Bejaia avec les pays importateurs du pétrole.....	106
Figure VIII.4 Organigramme de calcul de régime d'alimentation des bacs de stockage	110
Figure VIII.5 Comparaison entre le stock avec le régime actuel et le régime Testé.....	112
Figure VIII.6 Les graphes représentatifs des différents débits d'alimentation actuels et testés.....	112

Liste des tableaux

Tableau V.1 Classification des paramètres ayant une influence sur $NPSH_{disponible}$	78
Tableau VI.1 Caractéristiques de OB1.....	82
Tableau VI.2 Localisation géographique des stations de pompage de OB1.....	83
Tableau VI.3 Caractéristiques des machines.....	83
Tableau VI.4 Données de calcul du régime de fonctionnement des stations de pompage.....	88
Tableau VI.5 Régime de fonctionnement des stations de pompage.....	89
Tableau VI.6 Résultats de calcul pour la 1 ^{ère} variante.....	89
Tableau VI.7 Résultats de calcul pour la 2 ^{ème} variante.....	90
Tableau VI.8 Résultats de calcul pour la 3 ^{ème} variante.....	91
Tableau VI.9 Résultats de calcul pour la 4 ^{ème} variante.....	92
Tableau VII.1 Tableau de comparaison pour la 1 ^{ère} variante.....	98
Tableau VII.2 Tableau de comparaison pour la 2 ^{ème} variante.....	99
Tableau VII.3 Tableau de comparaison pour la 3 ^{ème} variante.....	99
Tableau VII.4 Tableau de comparaison pour la 4 ^{ème} variante.....	99
Tableau VIII.1 Plage de débits d'alimentation des bacs de stockage.....	108
Tableau VIII.2 La demande de pétrole brut pour les mois de janvier et février.....	108
Tableau VIII.3 La demande de pétrole brut pour les mois de mars et avril.....	109
Tableau VIII.4 Variante d'exploitation pour répondre au programme de transport des navires.....	111

NOMENCLATURE

D_N : Diamètre interne de la conduite en [m]

g : Accélération de la pesanteur en [m/s^2]

HMT : La hauteur manométrique totale en [m]

$H_{\text{aspiration}}$: Perte de charge à l'aspiration en [m]

L : La longueur de pipe ligne en [m]

P : Puissance au niveau de la station de pompage en [w]

P_{del} : pression délivret ou la pression d'arrivée à la station de pompage en [w]

Q : débit d'écoulement

Re nombre de reynolds (sans dimension)

S : section d'écoulement en [m^2]

V : vitesse moyenne de l'écoulement en [m]

Z : altitude de point en [m]

ΔH_s : perte de charge singulière en [m]

ΔH_l : perte de charge linéaires en [m]

ε : rugosité absolue des tubes en [mm]

η : rendement [%]

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension)

ρ : Masse volumique en [kg/m^3]

Introduction générale

Introduction générale

Dans les profondeurs de la Terre, pétrole naît d'une transformation de la matière organique de plantes ou d'animaux morts. Leur genèse s'étale sur des millions d'années et nécessite des conditions de pression et de température particulières.

L'exploitation du pétrole comme source d'énergie, dite fossile, est l'un des piliers de l'économie industrielle contemporaine. Dense, facilement stockable et transportable, le pétrole fournit la quasi-totalité des carburants liquides. Il est aussi fréquemment utilisé pour la pétrochimie (caoutchoucs, plastiques, textiles, chimie).

Les zones de production sont le plus souvent éloignées des zones de consommation. Pour acheminer le pétrole d'une zone à l'autre, deux modes de transports principaux sont utilisés : l'oléoduc (ou pipeline) et le pétrolier par voie maritime.

La découverte de réserves de pétrole dans un pays est souvent perçue comme un miracle pour son économie. La raison majeure réside dans l'influence considérable des revenus du pétrole sur les budgets des pays où sont découverts des gisements.

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale. Sur les dix plus grandes sociétés privées de la planète, cinq sont pétrolières : Royal Dutch Shell, Sinopec Group, China National Petroleum, Exxon Mobil.

Après 50 années d'indépendance politique, l'Algérie exporte toujours 98% d'hydrocarbures à l'état brut et semi brut et importe 70-75% des besoins des ménages et des entreprises publiques et privées dont le taux d'intégration ne dépasse pas 15%.

Ces exportations sont effectuées, au travers d'un transport par voie maritime, après avoir acheminé le brut et condensat de champs pétroliers situés dans le sud algérien par l'entremise des pipes line.

C'est dans ce contexte, que le présent travail s'articule, et a pour objectifs de trouver les régimes de fonctionnement des stations de pompes le long de l'oléoduc OB1/24 ainsi que les régimes d'alimentation des navires pour répondre à un programme de transport à définir.

Pour aboutir aux objectifs visés, la démarche suivante a été adoptée :

- 🔗 Le premier chapitre est réservé pour la présentation de la structure d'accueil SONATRACH
- 🔗 Le deuxième chapitre est consacré à la définition du pétrole et les différentes caractéristiques
- 🔗 Le troisième chapitre est réservé pour la présentation des différents types de transport du pétrole
- 🔗 Le quatrième chapitre a pour but : la modélisation hydraulique de l'oléoduc OB1.
- 🔗 Le cinquième chapitre présente l'étude des configurations de fonctionnement des stations de pompage
- 🔗 Le sixième chapitre est réservé à l'utilisation du logiciel PIPEPHASE
- 🔗 Le septième chapitre traite du choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme.

Chapitre I

Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

I.1.Introduction

SONATRACH est la compagnie nationale algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle a pour missions de valoriser de façon optimale les ressources nationales d'hydrocarbures et de créer des richesses au service du développement économique et social du pays.

La SONATRACH a vu le jour le 31 Décembre 1963. Elle est 4ème exportateur mondial de GNL, 3ème exportateur mondial de GPL et 5ème exportateur de Gaz Naturel. Elle a toujours adopté une stratégie de diversification. Elle 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.

SONATRACH intervient également à l'échelle internationale : Afrique (Mali, Niger, Libye, Egypte), Europe (Espagne, Italie, Portugal, Grande Bretagne), Amérique Latine (Pérou) et USA.

Depuis le mercredi 18 novembre 2015, SONATRACH connaît un nouveau schéma d'organisation qui s'articule autour de quatre activités opérationnelles (voir figure 1 ci-dessous). Par cette réorganisation, l'entreprise vise d'abord, dans un premier temps, à augmenter le niveau de sa production et de ses réserves d'hydrocarbures en amont et à réaliser de nouveaux projets de raffinage et de pétrochimie en aval [3]

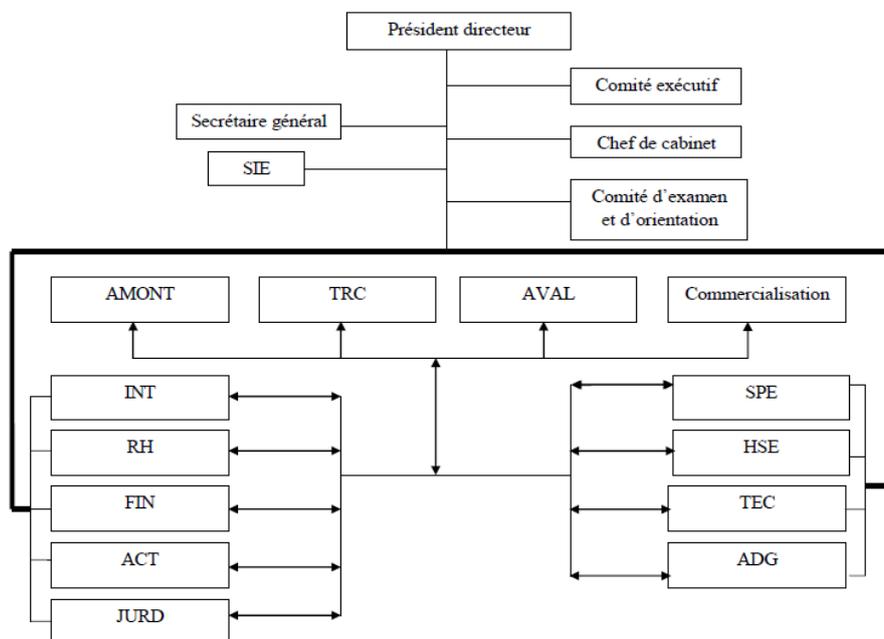


Figure I.1 Schéma d'organisation de SONATRACH

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

I.2.Ses missions

Les missions confiées à SONATRACH par l'Etat, unique actionnaire, sont les suivantes:

- Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie,
- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures,

- Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires

I.3.Les principales activités de la SONATRACH

Les activités de base de SONATRACH portent sur toute la chaîne des hydrocarbures en commençant par la recherche et l'exploration jusqu'à la transformation des hydrocarbures et leur commercialisation aux consommateurs finaux. Il est possible de regrouper ces métiers en quatre activités globales : l'amont, l'aval, le transport par canalisation et la commercialisation des hydrocarbures

I.3.1.Activité amont

- ✿ L'exploitation
- ✿ Le forage
- ✿ Les services au puits
- ✿ Le développement des gisements
- ✿ L'exploitation des gisements

I.3.2. Activité de transport par canalisation

- ✿ Le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produit à partir des gisements ; pétrole brut, condensat, gaz naturel et GPL.
- ✿ L'exploitation du système de transport par canalisation.
- ✿ La maintenance du système de transport par canalisation.

I.3.3. Activité aval

- ✿ La liquéfaction du Gaz Naturel (GN)
- ✿ La séparation des Gaz de pétrole liquide (GPL)
- ✿ Le raffinage
- ✿ La pétrochimie

I.3.4.Activité commercialisation

- ✿ La commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers tant sur le marché international que sur le marché national
- ✿ Le trading et le shipping des hydrocarbures (SONATRACH dispose d'une flotte importante de méthaniers de GPLiers et de pétroliers)
- ✿ Le business développement à l'international

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

I.4.Sa part de marché et ses réalisations

SONATRACH exporte annuellement plus de 60 milliards de m³ de gaz naturel (gaz sec). Elle est le deuxième exportateur de GNL (29,6 milliards de m³ en 2003) dans le monde et le troisième pour le gaz naturel (31,8 milliards de m³)

En 2005, la SONATRACH a gardé sa 12^{ème} place, devancée par Saudi Aramco, ExxonMobil, PDV (Venezuela), Nioc (Iran), Total, Chevron (USA), Permex (Mexique) et PetroChinzex aequo et ConocoPhilips (USA).

En terme résultats pour l'Amont (production), SONATRACH est passée à la 14^{ème} place et elle est revenue à la 6^{ème} place pour les activités gazières.

En Afrique : SONATRACH a gardé, en 2005, sa première place parmi les cinquante meilleures sociétés africaines avec un chiffre d'affaires de 32,8 milliards de dollars en 2004, ce classement a été réalisé par la revue Jeune Afrique l'Intelligent.

Les réserves découvertes jusqu'au début 2005 sont concentrées dans plus de 200 gisements. Elles sont estimées à près de 300 milliards de barils équivalents pétrole, dont 40 milliards récupérables.

Le sous-sol Algériens est considéré comme sous exploité avec une moyenne de 9 puits pour 10000 km², alors que la moyenne mondiale est supérieure à 140 puits pour 10 000 km²

I.5.Création de l'activité transport par canalisation (TRC)

SONATRACH, dont le siège se trouve à Hydra, est articulée en plusieurs activités dont l'une d'elles est l'activité transport par canalisation (TRC) créée en 1998 par la fusion des ex directions transport et canalisation.

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

I.5.1. Missions de l'activité TRC

L'activité TRC, au sein de SONATRACH, a pour missions essentielles :

- Le transport par pipeline des hydrocarbures, liquides, gazeux et liquéfiés depuis les centres de production jusqu'aux terminaux d'Arzew Bejaia et Skikda.
- Le stockage, la livraison et le chargement des hydrocarbures.
- L'élaboration des plans de développement et d'exploitation en matière de transport des hydrocarbures.
- La maintenance et le développement à moyen et long terme de son patrimoine de transport.

I.5.2. Organisation de l'activité TRC

Sous l'autorité d'un vice-président la branche transport par canalisation TRC comprend quatre directions centrales et trois divisions :

I.5.2.1. Les directions fonctionnelles :

- la direction juridique (JUR).
- la direction Etudes et planification (DEP).
- la direction administration siège (DAS).
- la direction ressources humaines (DRH).
- la direction finance (FIN).
- la direction organisation et système d'information (OSI).
- la direction Audit.
- la direction Hygiène Sécurité Environnement HSE.
- Division Business et Développement : C'est le développement en internationale.
- ❖ Etude et évaluation des Projets en internationale (DEE).
- ❖ Suivi des Projets.

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

I.5.2.2. Les divisions opérationnelles :

➤ La division exploitation

Dont la mission est la coordination des structures opérationnelles chargées de la gestion et l'exploitation des ouvrages. Elle est composée d'une direction de coordination des opérations (DCO) et de cinq directions régionales

- Exploitation
- Technique
- Travaux neufs

➤ La division études et développement (EDV)

Dont les missions sont les études et la réalisation des projets de rénovation et dedéveloppement. EDV est composée de :

La direction (PRJ)

La direction études et technologie (DET)

La division maintenance (MNT) :

Dont les missions sont la planification et la mise en œuvre de la politique de maintenance des installations existantes et de l'approvisionnement en matière de pièces derechange. MNT est composée des directions suivantes :

la direction des techniques nouvelles (TEC).

la direction approvisionnement (APP).

la direction réparation (DRC).

la direction maintenance Laghouat (DML).

la direction Maintenance Biskra (DMB).

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil "SONATRACH"

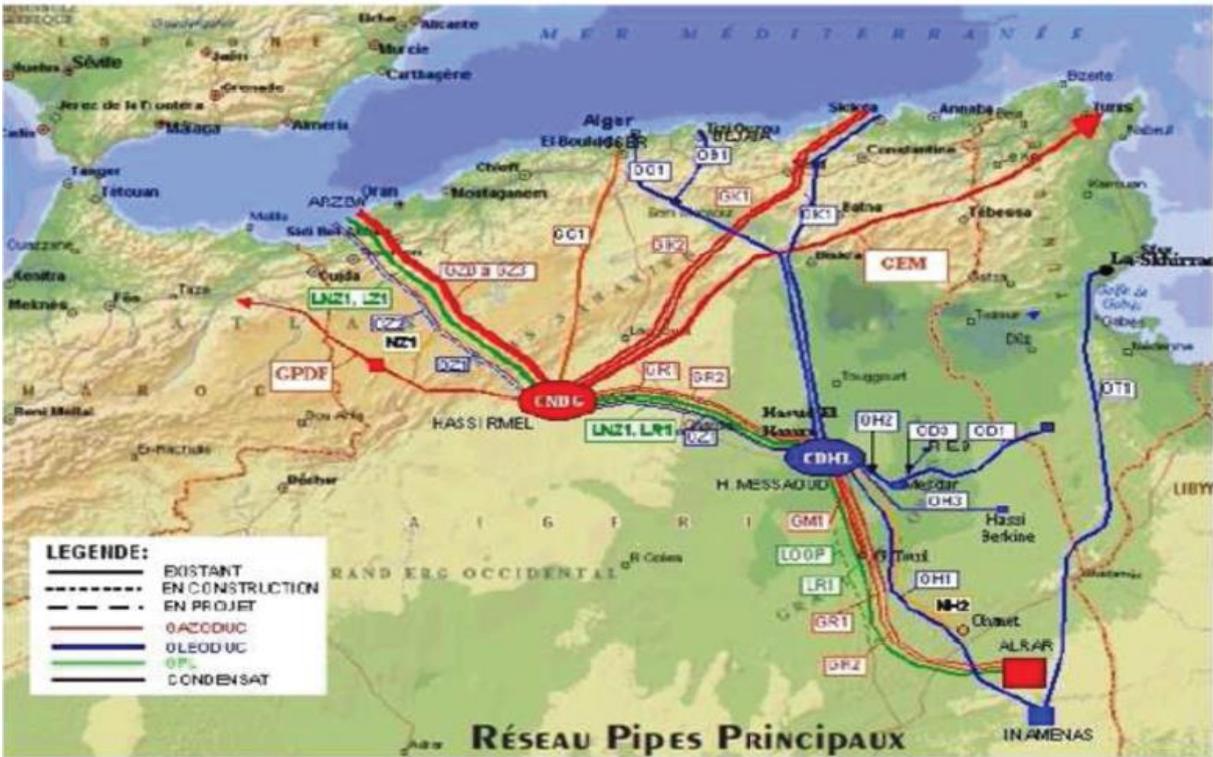


Figure I.2 Répartition du réseau de transport de canalisation

Chapitre II

Généralité sur le pétrole

Chapitre II : généralité sur le pétrole

II.1. Introduction

Le pétrole occupe une place de choix dans notre économie et notre vie quotidienne. Son importance provient de son rôle comme source d'énergie, et comme matière première pour l'industrie pétrochimique.

Depuis le pétrole est exploité, plus de 65 milliard de tonnes ont été extraits du sous-sol. Cette quantité malgré qu'elle parait énorme, ne représente que quart de l'huile contenue à l'origine dans les gisements découverts. Les trois autres quarts restent au fonds et constituent la plus importante richesse que l'on puisse imaginer.

II.2. Définitions préliminaires

Hydrocarbure : composé chimique formé uniquement de carbone et d'hydrogène. L'essence (C₇H₁₆) ou le méthane (CH₄) du gaz naturel sont par exemple des hydrocarbures.

Pétrole brut : c'est un fluide constitué principalement d'hydrocarbures ; il contient également des composés organiques soufrés, oxygénés et azotés. On le rencontre dans les bassins sédimentaires, où il occupe les vides de roches poreuses appelées réservoirs.

Plateforme : ensemble des installations surélevées en mer servent à exploiter les gisements d'hydrocarbures marins. En supportant les installations de production.

Production : phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbure

Distillation : La distillation est un procédé de séparation de mélange de substances liquides dont les températures d'ébullition sont différentes. Elle permet de séparer les constituants d'un mélange homogène.

Distilla :Liquide obtenu par condensation de la vapeur recueillie en fin de distillation. Les Produits obtenus par distillation du pétrole(ce sont les essences, les kérosènes ou les gasoils, par opposition aux résidus).

Chapitre II : généralité sur le pétrole

Sédiment : un sédiment est un ensemble de particules en suspension dans l'eau, l'atmosphère ou la glace et qui a fini par se déposer sous l'effet de la gravité, souvent en couches ou strates successives

Roche sédimentaire : Les roches sédimentaires proviennent de l'accumulation de sédiments qui se déposent le plus souvent en couches ou lits superposés, appelés strates

Roche mère : Pour les géologues et l'industrie pétrolière, une roche-mère est une roche sédimentaire riche en matière organique

Pétrochimie : La pétrochimie est la science qui s'intéresse à l'utilisation des composés chimiques de base issus du pétrole pour fabriquer d'autres composés synthétiques qui peuvent exister ou non dans la nature ; dans le dernier cas, ces composés sont dits artificiels.

Bitumes : Le bitume est une substance composée d'un mélange d'hydrocarbures, très visqueuse à la température ambiante et de couleur noire. Connue depuis la plus haute Antiquité sous forme naturelle, il provient, de nos jours, presque exclusivement de la Distillation des pétroles bruts.

Les hydrocarbures conventionnels : les hydrocarbures conventionnels nécessitent un forage pour les libérer afin qu'ils puissent remonter et être exploités.

Les hydrocarbures non conventionnels : nécessitent des techniques d'extraction complémentaires au forage, comme la fracturation hydraulique.

Faille : En géologie, une faille est une structure tectonique consistant en un plan ou une zone de rupture le long duquel deux blocs rocheux se déplacent l'un par rapport à l'autre.

Migration du pétrole : à partir de la roche mère où elles sont nées, les molécules d'hydrocarbures, de par leur légèreté, entament un parcours ascendant vers la surface.

Les bactéries anaérobies : ou les organismes anaérobies, peuvent grandir et vivre dans un milieu privé d'Oxygène, ou presque sans oxygène.

Chapitre II : généralité sur le pétrole

pouvoir calorifique : le pouvoir calorifique d'un combustible est la quantité de chaleur produite par sa combustion, à pression constante et dans les conditions dites "normales" de température et de pression (c'est à dire à 0°C et sous une pression de 1 bars).

Énergie fossile : Désigne l'énergie produite à partir de composés issus de la décomposition sédimentaire des matières organiques, c'est à dire principalement composés de carbone. Elle englobe le pétrole, le gaz naturel et le charbon.

II.3.Définition

Le pétrole, du latin *petra* et *oleum*, soit « huile de pierre » est une huile minérale naturelle utilisée comme source d'énergie. Il est issu d'un mélange d'hydrocarbures et de divers composés organiques. Exploité par les Hommes ; le pétrole est une énergie fossile.

Il est associé aussi à d'autres atomes, principalement de soufre, d'azote et d'oxygène. Certains de ses composants peuvent être gazeux, liquides et parfois solides selon la température et la pression. Cela explique la consistance variable du pétrole, plus ou moins visqueuse ou liquide.

Il a une odeur caractéristique plus ou moins apparente surtout si son teneur en soufre est important. Sa densité varie de 0,8 à 0,95. Il existe cependant des pétroles lourds (Boscane du Venezuela avec $d > 1,00$).

II.4.Unités de mesure

Les unités couramment utilisées pour quantifier le volume de pétrole sont les **Mbbl** ou **Gbbl** pour les réserves mondiales, les **Mbbl/j** pour la production, « **bbbl** » signifiant « **Blue barrel** », les préfixes « **M** » et « **G** » signifiant respectivement million et milliard (**méga et giga**). Un baril représente exactement 42 gallons, soit 158,987 litres. Cette unité, bien qu'universellement utilisée pour le pétrole, n'est pas une unité légale, même aux États-Unis.

On trouve également des données en tonnes. Afin de permettre les comparaisons entre pétroles de pouvoir calorifique différent et avec les autres sources d'énergie, l'Agence internationale de l'énergie et nombre d'autres organismes (Eurostat, ministères de l'énergie de la plupart des pays) utilisent la tonne d'équivalent pétrole.

II.5.Origine

De nombreux savants se sont penchés sur le problème de l'origine du pétrole. Deux théories sont nées : Celle de l'origine « minérale » défendue autrefois par de notable savants tels que Moissan, Sabatier et Berthelot, et celle de l'origine « organique » défendue par Engleret Hofer. C'est cette dernière théorie qui est considérée comme vraisemblable.

II.5.1-Hypothèse inorganique (minérale)

Parmi ces hypothèses, la plus connue est celle de Dimitri Mendeleïev qui supposait que l'eau en pénétrant par les fissures dans les profondeurs de la terre entraînait en réaction avec les « carbures métalliques »

Les vapeurs d'hydrocarbures ainsi formées remontaient par les mêmes fissures vers les parties supérieures de l'écorce terrestre où elles se concentraient en formant des accumulations de pétrole. Toutefois, cette idée a également été réfutée par la logique de la découverte de gisement de pétrole dans les roches sédimentaires

II.5.2-Hypothèse organique

D'après les hypothèses les mieux confirmées, ce serait surtout à partir de la microfaune (plancton) et de la microflore, que ce serait formé le pétrole sous l'action de bactéries anaérobies, de la température et de la pression et sur de longues périodes se chiffrent en centaines de millions d'années. Sa formation passe par trois étapes :

II.5.2.1-Etape biologique

Elle est constituée par la formation du « kérogène » dans les zones alluvionnaires à partir des déchets d'animaux et de végétaux. Ces corps vivaient il y a des millions d'années dans les anciens fonds marins où ont été entraînés par l'érosion. Ils se sont ensuite mêlés aux sédiments qui se sont déposés et qui les ont enfouis.

II.5.2.2. Etape chimique

Ainsi, à l'abri de l'air, donc en milieu réducteur, ces corps vont subir un phénomène de fermentation au cours duquel, l'oxygène qu'ils contiennent est consommé par des bactéries anaérobies. Les hydrocarbures sont donc le produit d'une réduction chimique.

Chapitre II : généralité sur le pétrole

II.5.2.3. Etape physique

Etant donnée ses propriétés physiques, le pétrole a tendance à « migrer ». Les hydrocarbures quittent le milieu où ils se sont formés « roche mère », sous l'effet :

- * Soit de la pression des couches de sédiments qui les recouvrent ;
- * Soit des phénomènes de capillarité des terrains qu'ils imbibent ;
- * Ou encore de la poussée d'Archimède lorsqu'ils rencontrent de l'eau.

Leur migration se poursuit jusqu'à ce qu'ils soient arrêtés par une couche de terrain imperméable (argile, sel) où ils sont « piégés ».

II.6-La formation du pétrole

Pour qu'un gisement d'hydrocarbures se constitue, il faut que soit réunis les conditions suivantes favorables à :

- ☞ Leur genèse (roche mère).
- ☞ Leur protection contre l'oxydation.
- ☞ Leur migration.
- ☞ Leur accumulation (piège).

II.6.1-Etape 1 : le dépôt de matière organique

Le pétrole prend naissance dans des bassins sédimentaires, des zones où s'accumulent des résidus minéraux et organiques au fil de millions d'années. La nature de ces sédiments varie selon le climat, le niveau des océans, et le relief. Une matière organique exclusivement animale produira beaucoup d'hydrocarbures liquides, alors qu'une matière organique riche en matière végétale donnera principalement du gaz.

Alors que sur les continents, l'essentiel de la matière organique est décomposé, les micro-organismes sous-marins morts coulent rapidement au fond des océans. Pour peu que les conditions soient favorables (vitesse de sédimentation lente et climat propice), la proportion de matière organique devient importante dans les sédiments, et forme ce que l'on appelle une roche-mère. Dans certaines zones, la couche peut atteindre 7000 à 8000 mètres d'épaisseur.

II.6.2-Etape 2 : la transformation en hydrocarbures

Comment de la matière inerte et solide peut se transformer en liquide visqueux ?

Il faut pour cela qu'elle soit soumise à de fortes pressions et des températures élevées. Au fur et à mesure que les dépôts de sédiments s'empilent, la roche mère est enfouie de plus en plus profondément. Dans le sous-sol, la température augmente de 3°C quand on descend de 100 m. Vers 3000 m de profondeur, on atteint donc déjà les 100°C. A cette température, les grosses molécules sont "craquées" en molécules plus légères, des hydrocarbures liquides lourds (molécules de plus de 14 atomes de carbone). A température encore plus élevée, on obtient du gaz (1 à 5 atomes de carbone). Le pétrole est généré par sa roche-mère entre 2500 et 3800 m de profondeur.

II.6.3-Etape 3 : le piège à pétrole

Contrairement à ce qu'on pense, les hydrocarbures se trouvent très rarement là où ils se sont formés. Le fluide (pétrole ou gaz), moins dense, est expulsé de la roche-mère, et remonte vers la surface en empruntant des voies plus ou moins rapides (failles, roches poreuses).

Le problème, c'est qu'une fois arrivé à la surface, les hydrocarbures se dispersent (pour le gaz) ou s'oxydent (pétrole liquide), ne laissant sur le sol que des résidus solides (bitumes) inexploitable. Pour conserver le précieux liquide, il faut donc un piège sur sa route. Le piège idéal, c'est un réservoir. Pas une grande caverne comme on pourrait l'imaginer, mais plutôt des roches poreuses, où le pétrole va se nicher dans les interstices. Ces roches se comportent comme des éponges, absorbant le précieux liquide.

Il faut à présent que le réservoir soit fermé hermétiquement par une couche imperméable pour que le pétrole ne s'échappe pas. Les argiles, le gypse ou l'anhydrite sont parmi les plus performantes. Il ne reste plus qu'à espérer que les couches rocheuses ne soient pas renversées ou fracturées par des mouvements tectoniques. Quelques milliers d'années plus tard, on trouvera alors à cet endroit un champ pétrolier exploitable

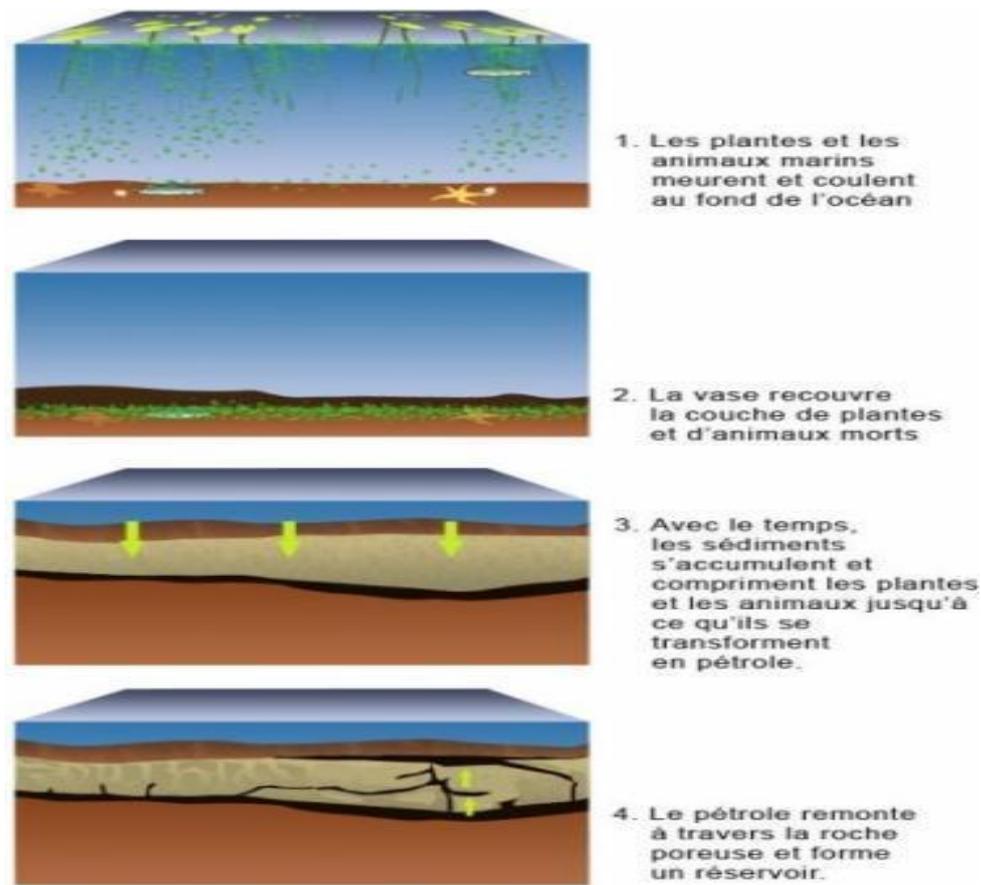


Figure II.1 Les étapes de formation du pétrole

II.7-L'industrie du pétrole

L'industrie pétrolière se divise en 2 filières : « amont » (prospection, extraction) et « aval » (raffinage, distribution).

II.7.1-Exploration du pétrole

L'objectif de la prospection est de localiser un gisement. L'exploration doit en vérifier l'existence et en évaluer l'importance et la qualité grâce à des forages dont l'emplacement est déterminé en associant géologie et géophysique.

II.7.1.1. La prospection géologique en surface

Les caractéristiques géologiques des gisements pétroliers diffèrent en fonction de leur âge (de 5 à 400 millions d'années), de leur profondeur (de 1 à 10 km) et de leur thermique (la formation de l'huile se situant entre 60 et 150 °C).

Pour identifier les régions potentiellement pétrolifères, les géologues s'interrogent sur les points suivants :

✻Quelle est la nature des roches ?

Chapitre II : généralité sur le pétrole

✂ Sont-elles été soumises à des conditions favorables à la création d'hydrocarbures ?

✂ Ces hydrocarbures ont-ils pu migrer et être piégés par des couches imperméables ?

Les géologues dressent une carte du sous-sol à partir des informations obtenues en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Lorsqu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, c'est au tour des géophysiciens d'explorer le sous-sol.

II.7.1.2. La prospection géophysique en profondeur

La sismique réflexion est la méthode principale des géophysiciens pour repérer des gisements potentiels :

Sur terre (onshore), à partir d'un choc ou de vibrations sonores ébranlant le sol, on détecte par un réseau de géophones les échos réfléchis partiellement par les couches géologiques. On obtient ainsi une échographie 2D de la structure des couches prospectées.

En mer (offshore), on produit l'onde sismique par air comprimé à haute pression et on recueille les échos sur des hydrophones flottants (flûtes), la couche d'eau étant considérée comme homogène.

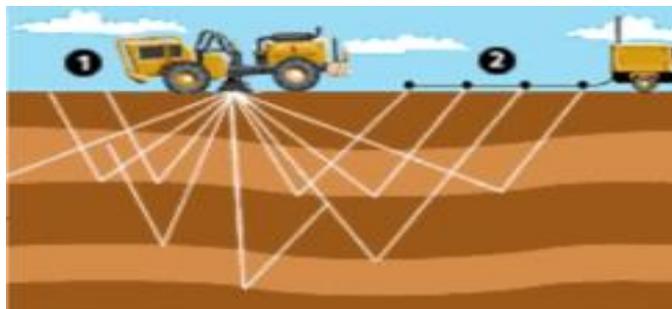


Figure II.2 La prospection géophysique en profondeur

II.7.2. Les forages d'exploration

Après la prospection, le forage est la seule méthode pour confirmer la présence d'hydrocarbures et pour définir :

- ★ La qualité de l'effluent du puits (huile saturée de gaz ? eau ?) ;
- ★ la perméabilité du réservoir ;
- ★ la production potentielle et la quantité d'huile.

La profondeur des trous de forage est habituellement comprise entre 2 000 et

Chapitre II : généralité sur le pétrole

4 000 m et peut atteindre 6 000 m.

Lorsque des traces d'hydrocarbures sont détectées dans le fluide remontant en surface, on procède à un carottage avec un trépan spécial qui découpe un cylindre dans la roche. Une fois remontée, cette carotte fournit des informations clés sur la teneur en hydrocarbures de la roche traversée. Si un gisement est atteint, le forage est arrêté.

Des explosifs sont descendus pour percer le tubage et laisser le pétrole pénétrer dans le puits et remonter à la surface si la pression est forte. Une tête de puits est alors installée pour mesurer le débit et évaluer la productivité du gisement.

Il est fréquent que les mécanismes naturels permettant le drainage du pétrole soient insuffisants. On fait alors appel à divers procédés artificiels : injection d'eau ou de gaz voire d'autres substances. Après le drainage naturel d'un gisement, les injections d'eau ou de gaz, qui repoussent le pétrole vers les puits d'extraction, permettent de récupérer de 10 à 15 % du pétrole initialement en place dans la roche

Le nombre des puits et leur disposition dépendent des caractéristiques du gisement. Lorsque la nature de la roche réservoir le permet, on peut éviter de tuber les colonnes d'extraction, mais cela est rarement possible. Dans un premier temps le puits est mis en exploitation temporaire

Si celle-ci est satisfaisante, le puits est modifié pour être équipé d'une installation définitive

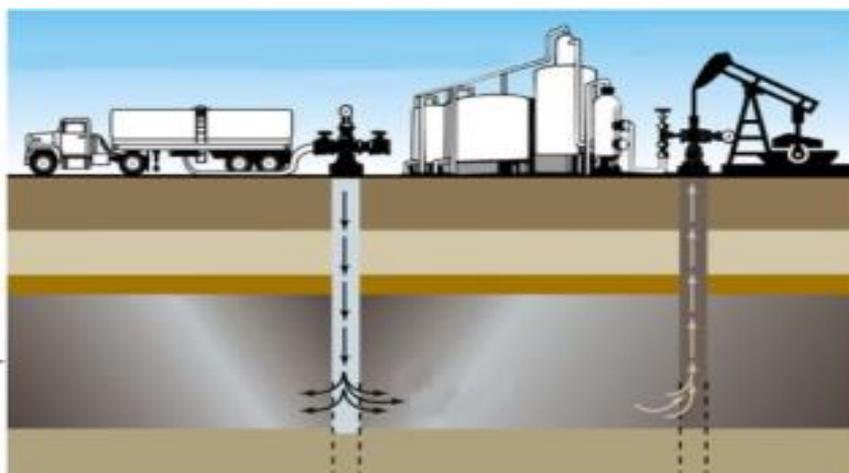


Figure II.3 Puits d'extraction du pétrole

Chapitre II : généralité sur le pétrole

Les puits sont de deux types :

- les puits éruptifs (la pression peut être naturelle ou entretenue artificiellement)
- les puits pompés.

Si le taux de récupération du pétrole d'un gisement est assez faible, cela est essentiellement dû à l'insuffisante efficacité de l'injection d'eau :

- à cause des forces capillaires, plus de 50 % du pétrole peuvent rester piégés dans la roche
- l'eau, beaucoup plus mobile que le pétrole, n'atteint pas la totalité du réservoir.

De nouveaux procédés destinés à corriger ces deux faiblesses de l'injection d'eau ont donc été mis au point.

Pour modifier les forces capillaires, on utilise des tensio-actifs ou des solvants du pétrole brut (méthane, azote, gaz hydrocarbonés riches, ou encore dioxyde de carbone). Afin de diminuer la viscosité du pétrole et de le rendre plus mobile, on peut injecter un fluide chaud, de la vapeur d'eau. On peut aussi augmenter la viscosité de l'eau en y intégrant des polymères, ou provoquer la combustion in situ d'une partie du pétrole. Dans ce dernier cas un front dont la température se situe entre 400°C et 600°C progresse en poussant devant lui un mélange complexe de gaz chauds qui déplacent le pétrole. Pour améliorer le bilan thermique on peut aussi injecter alternativement de la vapeur d'eau et de l'air. Les procédés chimiques améliorent directement l'injection d'eau, grâce à l'action d'additifs chimiques divers, notamment la soude.

II.7.2.1-Les gisements maritimes

La production de pétrole à partir de gisements maritimes s'est fortement développée à partir des années 1960. Le développement de la recherche et de la production de pétrole en mer et à des profondeurs de plus en plus grandes a été rendu possible par l'importante évolution des techniques : plates-formes semi-submersibles, navires de forage pétrolier à positionnement dynamique...

Le développement des plates-formes de forage et d'exploitation a toutefois fait surgir deux

Chapitre II : généralité sur le pétrole

problèmes nouveaux : les risques de pollution des mers liés à l'exploitation, et celui du démantèlement des plates-formes arrivées au terme de leur fonctionnement.

II.7.3. Raffinage

Le pétrole extrait est d'abord stocké dans des réservoirs avant de subir d'abord une stabilisation pour le débarrasser des parties légères et ensuite le pétrole subit un traitement de dessalement chimique ou électrochimique.

Le pétrole est ensuite envoyé vers les ports pour exportation ou vers la raffinerie.

Avant la distillation le pétrole subit des analyses physico-chimiques et des essais normalisés.

La méthode d'échantillonnage est importante pour une analyse précise.

Le raffinage du pétrole désigne l'ensemble des traitements et transformations visant à tirer du pétrole le maximum de produits à haute valeur commerciale tels que l'essence, le fioul lourd ou le naphta. Selon l'objectif visé, en général, ces procédés physiques de séparation et chimiques de transformation moléculaires sont réunis dans une raffinerie.

Le pétrole brut est un mélange hétérogène d'hydrocarbures divers (molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène), inutilisable en l'état. Ses composants doivent être séparés afin d'obtenir les produits finaux exploitables directement. On distingue en général deux grands types :

-les produits énergétiques, tels que l'essence, le diesel (gazole) ou le fioul.

-les produits non-énergétiques, tels que les lubrifiants, le bitume et les naphthas utilisés en pétrochimie.

Le raffinage ne se limite plus aujourd'hui à la séparation des différents hydrocarbures.

Des procédés chimiques complexes sont également mis en œuvre afin d'optimiser les produits finaux. Les différentes coupes pétrolières peuvent ainsi subir des transformations, des améliorations et des mélanges pour obtenir des produits commercialisables et répondant aux normes environnementales.

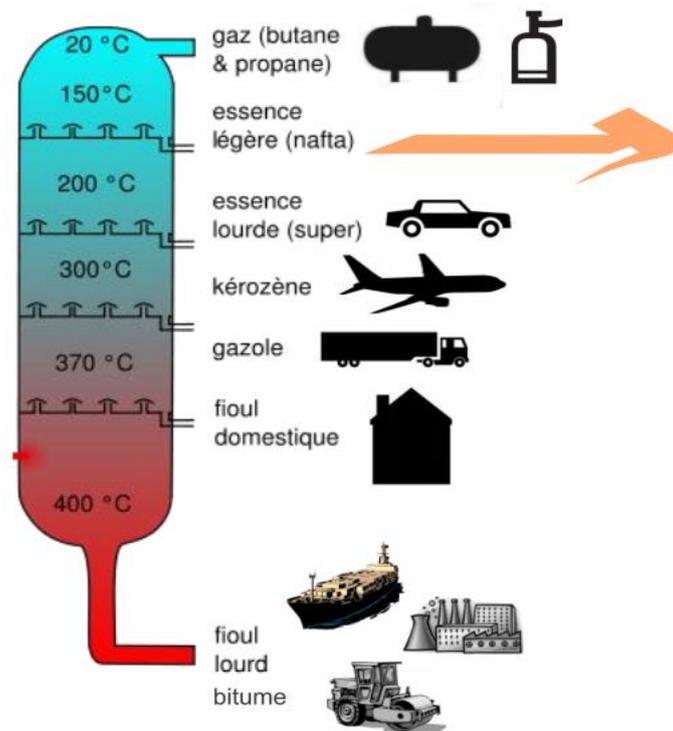


Figure II.4 : Produits extraits du pétrole

II.7.4-Distribution

Le transport du pétrole, tant le brut que les produits raffinés, utilise principalement les pétroliers et les oléoducs pour les grandes distances et les volumes importants. Le transport par chemin de fer, par barge en eau douce et par camion intervient surtout pour la distribution finale des produits. C'est un secteur économique important : les pétroliers représentent environ 35% du tonnage de la marine marchande mondiale

II.8-Les différents pièges du pétrole

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques.

II.8.1-Pièges structuraux

Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un

Chapitre II : généralité sur le pétrole

indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

II.8.2-Pièges stratigraphiques

Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches-réservoir, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

II.9-Les types de pétrole

Il existe autant de qualités de pétrole (avec des différences de couleur, de viscosité, de teneur en soufre et en minéraux, etc.).

II.9.1- Généralités

Le pétrole lourd et le bitume (les principaux hydrocarbures dont les sables pétrolifères sont composés) sont des types de pétrole brut, un pétrole qui s'écoule de façon naturelle ou qui peut être pompé sans être chauffé ou dilué.

Sur le plan des échanges commerciaux, certains pétroles servent d'étalon pour établir le prix du pétrole d'une région donnée : On parle de « brut de références ». Les acheteurs et les vendeurs situent les prix des diverses variétés de brut à un niveau plus élevé ou moins élevé que celui du brut de référence.

Chapitre II : généralité sur le pétrole

II.9.2 - Les bruts de références

Les principales variétés de bruts de références sont :

- **Le West Texas Intermediate (WTI)**

Ce type de brut est utilisé comme référence en Amérique du Nord. C'est un brut léger, non sulfuré. C'est le prix du WTI qui est habituellement cité dans les articles de journaux.

- **Le Brent (brut de référence européen)**

Le Brent est un type de pétrole brut (assez léger et peu soufré) issu de champs de la Mer du Nord. D'après l'International Petroleum Exchange où le prix du Brent est coté, ce prix est utilisé pour fixer le prix des deux tiers des pétroles bruts vendus mondialement.

- **le Dubaï light**

Dans le Golfe Persique, le Dubaï light est utilisé comme référence pour fixer le prix de vente d'autres bruts de la région à destination de l'Asie. Ceci est dû au fait que le Dubaï est l'un des rares bruts vendus dans le Golfe Persique qui soit vendu au comptant et au "détail" alors que bon nombre d'autres bruts sont liés par des contrats de vente à long terme.

Les bruts légers à faible teneur en soufre se vendent à des prix plus élevés que les bruts lourds sulfureux, dont le raffinage est plus difficile et coûteux et dont on tire une moins grande quantité de produits pétroliers de grande valeur.

II.10-Classification du pétrole

Les principaux critères de classification du pétrole sont :

- **le densité.**

La densité est la caractéristique la plus employée pour connaître la qualité d'un brut. Elle présente également l'intérêt de connaître le degré de stabilisation du pétrole et les pertes accidentelles en produits légers dues aux conditions de prélèvement, de transport et de stockage.

La densité permet aussi de classer les pétroles bruts en pétroles légers ($0.77 \leq d \leq 0.84$), pétroles moyens ($0.84 \leq d \leq 0.89$) et pétroles lourds ($d \geq 0.89$).

- **la viscosité**

La viscosité est un paramètre important à connaître dans de nombreux procédés industriels qui mettent un jeu des écoulements de fluides ou de transfert de quantité de mouvement.

La connaissance de la viscosité du pétrole, à différentes températures, est utile pour le calcul des débits à travers les pipe-lines et dans les changeurs, ainsi que pour les choix des pompes.

Chapitre II : généralité sur le pétrole

- **Teneur en soufre**

Les pétroles bruts contiennent des dérivés soufrés dont le pourcentage peut varier dans une très large gamme, jusqu'à plus de 7% de masse.

La connaissance de la teneur de soufre permet d'éviter les risques de corrosion des installations et empoisonnement des catalyseurs.

- **Le point d'écoulement**

Le point d'écoulement d'un pétrole brut est une caractéristique importante à connaître car il nous renseigne sur les limites de températures à respecter lors du pompage de celui-ci, particulièrement en hiver.

II.11-L'utilisation du pétrole

Le pétrole est connu depuis la plus haute Antiquité. Il sert à :

☞ **Les travaux publics** : revêtement des routes et étanchéité (Bitumes) .

☞ **Les produits du quotidien** : matières plastique ; solvants ou des cosmétiques.

☞ **Les habitats et les bâtiments publics** : les GPL ou Gaz de pétrole liquéfié (butane, propane), issus du raffinage du pétrole ou du traitement de gaz naturel, sont utilisés en bouteilles pour la cuisson des aliments ou le chauffage domestique. Le fioul, qui est également issu du raffinage du pétrole, est encore beaucoup utilisé pour le chauffage.

☞ **La production électrique** : Les centrales thermiques à fioul produisent environ 5% de l'électricité mondiale

☞ **Les secteurs de l'agriculture et de la pêche** : De nombreux engrais et pesticides sont issus de transformations pétrochimiques et les machines agricoles fonctionnent souvent au fioul domestique (tracteurs, moissonneuses, etc.) tout comme les bateaux de pêche

II.12-Les réserves des pétroles

☒ Les « réserves » de pétrole désignent le plus souvent les réserves dites « prouvées » ou « 1P », soit l'ensemble des quantités de pétrole que l'on est sûrs de pouvoir extraire (à au moins 90 %).

Chapitre II : généralité sur le pétrole

- ☒ Les 3 pays disposant des importantes réserves de pétrole au monde sont le Venezuela, l'Arabie saoudite et le Canada. Les réserves vénézuéliennes et canadiennes sont toutefois constituées de réserves d'hydrocarbures non conventionnels coûteuses à exploiter, contrairement aux réserves saoudiennes.
- ☒ A l'heure actuelle, aucune organisation indépendante n'a le mandat de contrôler l'exactitude des réserves annoncées par les compagnies pétrolières et les États.

II.13-Définition et catégories

Par réserves de pétrole, on entend les volumes de pétrole récupérables dans des gisements exploités ou pouvant l'être au vu des critères techniques et économiques actuels. Ces réserves peuvent donc fluctuer, comme les réserves de gaz naturel, en fonction de la disponibilité des moyens techniques permettant l'exploitation des hydrocarbures et en fonction des cours du pétrole (avec un décalage dans le temps, les cours déterminant les investissements en exploration).

Lorsqu'il est question de réserves de pétrole dans les bilans statistiques, il est le plus souvent fait référence aux réserves dites « prouvées », c'est-à-dire celles que l'on est « sûr » (à 90%) de pouvoir extraire. A fin 2015, ces réserves sont estimées dans le monde à près de 1 698 milliards de barils, soit l'équivalent d'environ 51 ans de production mondiale au rythme actuel.

Notons qu'il existe toujours des incertitudes sur le volume des « réserves ». C'est pour cette raison que les notions de « 1P », « 2P » ou « 3P » ont été introduites.

II.13.1-Classification des réserves de pétrole

Il existe différents types de « réserves » :

- ☞ **Les réserves prouvées dites « 1P »** qui désignent l'ensemble des quantités de pétrole dont l'existence est établie et dont les chances de récupération et de rentabilisation sont d'au moins 90 %. C'est à ces réserves que l'on se réfère en général, notamment dans les publications statistiques. Les compagnies pétrolières utilisent cette valeur lorsqu'elles veulent être certaines de rentabiliser leurs investissements
- ☞ **Les réserves dites « 2P »** (prouvées + probables) qui comptabilisent, pour un gisement identifié, les quantités de pétrole ayant une probabilité égale ou supérieure à 50 % d'être économiquement exploitables ;

☞ **Les réserves dites « 3 P »** (prouvées + probables + possibles) qui désignent le volume maximum du pétrole qui pourrait être extrait d'un gisement. Cette limite supérieure inclut toutes les ressources qui ont une probabilité supérieure à 10 % d'être économiquement exploitables.

II.13.2-Répartition des réserves de pétrole

Les cinq pays disposant des plus importantes réserves prouvées de pétrole au monde à fin 2015 sont :

- ♣ Le Venezuela avec 300,9 milliards de barils de pétrole, soit 17,7% des réserves prouvées mondiales ;
- ♣ l'Arabie saoudite avec 266,6 milliards de barils (15,7%) ;
- ♣ le Canada avec 172,2 milliards de barils (10,1%) ;
- ♣ l'Iran avec 157,8 milliards de barils (9,3%) ;
- ♣ L'Irak avec 143,1 milliards de barils (8,4%).

Précisons toutefois qu'il existe de nombreux types de pétrole (en matière de densité, de viscosité, etc.) dont le coût d'extraction varie fortement : la grande majorité des réserves vénézuéliennes et canadiennes est ainsi constituée d'hydrocarbures non conventionnels (huiles extra-lourdes au Venezuela, sables bitumineux au Canada) dont l'extraction est bien plus coûteuse que celle du pétrole brut « conventionnel » extrait en Arabie saoudite.

Le Venezuela n'est d'ailleurs que le 10^e producteur mondial de pétrole. Il n'existe ainsi pas de relation directe entre le volume des réserves et le niveau de production (sauf dans les pays de l'OPEP lorsqu'ils se fixent des plafonds de production en fonction de leurs réserves annoncées).



Figure II.5 Répartition en pourcentage des réserves de pétrole dans le monde

II.14-Conclusion :

Après avoir décrit la genèse du pétrole, le transport et le stockage se présentent comme l'étape suivante de cette chaîne pétrolière.

Chapitre III

Les moyens de transports et de stockages du pétrole

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

III.1. Introduction

Les gisements pétroliers se situent le plus souvent dans des régions assez éloignées des zones industrielles ou ce pétrole brut sera traité puis consommé, alors le transport et le stockage se présentent comme des étapes cruciales de la chaîne pétrolière.

Le pétrole brut est transporté soit par voie terrestre, via des oléoducs, soit plus généralement par voie maritime, à bord de tankers, un fret soumis à une stricte sécurité.

III.2. Voie terrestre

Pour des raisons économiques géographiques ou politiques, il peut être préférable que le pétrole voyage par voie terrestre. Il emprunte alors des oléoducs, canalisations spécifiques qui relient les ports, les raffineries et les lieux de consommation.

Les oléoducs (pipelines en anglais) (ou gazoducs si c'est un gisement de gaz) sont de gros tuyaux par lesquels peuvent transiter chaque année plusieurs dizaines de millions de tonnes de pétrole.



Figure III.1 Transport par les oléoducs

III.2.1. Caractéristiques des pipelines

Les principales caractéristiques d'un pipeline sont :

- ❁ Un grand diamètre qui arrive jusqu'à 56" et peut atteindre 64"
- ❁ La capacité maximale de transport
- ❁ La pression de service élevée (jusqu'à 100 bars)
- ❁ Une grande longueur
- ❁ L'épaisseur (variant de 6.35 mm à 23 mm)
- ❁ Le mode de pose (aérien ou souterrain)

III.2.2. Dispositifs placés le long d'un oléoduc

On entend par dispositifs, tous les éléments placés directement sur la canalisation et assurant à celle-ci, les meilleures conditions d'exploitation et une bonne sécurité. Ces dispositifs sont :

- Pots de purge
- Unités de filtration
- Postes de sectionnement
- Station de pompage
- Terminaux départ et arrivée (TD ; TA)
- Télétransmission et automatismes

III.2.2.1. Pots de purge

Les pots de purge servent à piéger les condensats véhiculés par le pétrole dans la conduite. Ils sont généralement installés aux points bas de la ligne ainsi qu'à l'entrée des postes de coupures. Chaque pot est constitué d'un réservoir sous pression d'une capacité d'environ 10 m³ qui est installé sous la canalisation, une tuyauterie lui est raccordée afin de purger au moyen d'une pompe électrique les condensats dans un camion vidange.

III.2.2.2. Unité de filtration

L'utilisation des pistons racleurs permet d'obtenir un nettoyage périodique des oléoducs, néanmoins, il est nécessaire d'assurer un dépoussiérage continu en certains points particuliers, pour éviter l'usure prématurée des organes exposés au courant liquide (Vanes, clapet et buse). La poussière continue dans le brut provient de deux sources principales, la corrosion interne des conduites et l'effet d'abrasion produit par le sable rejeté par certains puits lorsqu'ils sont en pleine activité. Cette nécessité d'évacuer en permanence les poussières véhiculées par le brut conduit à utiliser des filtres dépoussiéreurs.

III.2.2.3. Poste de sectionnement

Les postes de sectionnement permettent d'isoler un tronçon de canalisation afin d'assurer sa maintenance ou de limiter les conséquences néfastes en cas de fuites. Ces postes sont parfois équipés de coupure pour introduire et recevoir des pistons, destinés à contrôler les différents paramètres d'intégrité de la canalisation : géométrie, propreté, perte de métal, fissuration...etc.

La distance entre deux postes de sectionnement consécutifs dépend de la réglementation applicable, selon le fluide transporté et le pays concerné.

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

La distance entre deux postes de coupure (ou demi-coupure) consécutifs varie d'une dizaine de kilomètres pour de courtes antennes ou points spéciaux, à quelques centaines de kilomètres pour de grandes canalisations de transit.

III.2.2.4. Station de pompage

Les stations de pompage sont réparties régulièrement le long de la conduite pour maintenir la pression et la vitesse de fluide dans la canalisation

La station de pompage comprend :

- ✚ Des réservoirs de stockage du pétrole brut
- ✚ Des filtres
- ✚ Un dispositif de comptage
- ✚ Des pompes de poussée (boostant) assemblées en parallèles.
- ✚ Des pompes principales. En générale se sont des pompes centrifuges assemblées en série ou en parallèle en fonction de la différence des hauteurs géodésiques de la conduite .
- ✚ Appareils de contrôle, système de commande et d'automatisation
- ✚ Système auxiliaire telle que le graissage, le refroidissement l'alimentation en eau, en air et carburant
- ✚ Groupe d'alternateurs pour les besoins d'électricité
- ✚ Atelier de réparation, salle de contrôle, base de vie

III.2.2.5. Terminal départ

Le terminel de départ comprend les batiments techniques et administratifs, une base d'intervention et une base de vie, et permet de :

- ✚ Alimenter l'oleoduc
- ✚ Limiter la pression maximale de service
- ✚ Filtrer le gaz naturel
- ✚ Lancer le piston racleur
- ✚ Compter le débit du fluide
- ✚ Isoler rapidement le oleoduc
- ✚ Prélever pour analyse des échantillons de pétrole

III.2.2.6. Terminal arrivé

Il comprend les installations terminales de canalisation, les batiments techniques et administratifs, une base d'intervention et une base de vie, soit en résumé :

- ✚ Une gare de réception de racleur
- ✚ une unité de filtration
- ✚ un bac de régulation

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

- ✚ un bac de comptage
- ✚ un laboratoire

III.2.2.7. Télétransmission et automatismes

La télétransmission et les automatismes jouent un rôle très important dans la bonne marche et la sécurité d'un ouvrage de transport d'hydrocarbures. En effet, des instruments de mesures sont placés en différents points de la ligne pour transmettre les valeurs des pressions ; températures et débits aux salles de contrôles. Ainsi en cas de rupture de la canalisation, le tronçon défectueux sera isolé en commandant la fermeture des vannes motorisées, des deux postes de sectionnements concernés à partir de la salle de contrôle.

Chaque poste de coupure est équipé à son entrée et à sa sortie des équipements suivants :

- ✚ Un indicateur de température ;
- ✚ Un indicateur de pression ;
- ✚ Un signal de départ du piston racleur ;
- ✚ Un signal d'approche du piston racleur placé sur la ligne environ à 1500 m du poste de coupure.

III.2.2.7. Exploitation des pipelines

Les tâches principales d'un service d'exploitation d'un pipeline consistent à :

- 🔗 Organiser le trafic d'un ou plusieurs produits ;
- 🔗 Déterminer le régime économique du pompage ;
- 🔗 Maintenir le régime de fonctionnement des installations ;
- 🔗 Surveillance, entretien et récupération de la ligne, et de l'équipement de la station et de protection contre la corrosion

III.2.3. La surveillance de pipelines

- 🌀 Pour que le pétrole brut circule à l'intérieur de ces canalisations, on augmente sa pression tous les 60 à 100 kilomètres, dans des stations de pompage. Ainsi, dans un oléoduc, le pétrole parcourt 2 mètres par seconde ou 7 kilomètres/heure.
- 🌀 Qu'il s'agisse du transport maritime ou par oléoduc, la sécurité des opérations est un facteur essentiel. Si un tuyau est percé ou rompu à cause d'un accident ou d'un sabotage, une fuite éventuelle peut être détectée rapidement, parce qu'une brutale chute de pression est alors enregistrée dans le tuyau. Lorsque l'origine de la fuite est localisée, on arrête dès que possible le flux de pétrole dans les stations de pompage afin de limiter la pollution.

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

- ☞ Pour Prévenir de tels accidents, il faut donc inspecter les installations et remplacer ces tuyaux régulièrement, afin d'éviter qu'il ne se trouent. Dans certaines régions au climat contraignant, comme la Sibérie, les oléoducs sont très vite abimés par la corrosion. Comme ils sont difficiles d'accès, il arrive qu'on ne les change pas toujours au bon moment, d'où des fuites.
- ☞ En revanche, les fuites dues à la corrosion des tuyaux peuvent prendre des proportions importantes. En effet, le pétrole contient des gaz acides comme le CO₂ ou l'hydrogène sulfuré qui, à terme, attaquent les parois métalliques des oléoducs.
- ☞ Il existe également des réservoirs de « contaminants » aux terminaux des oléoducs. Ces contaminants, dans certains cas, sont réinjectés à des doses suffisamment faibles dans le brut (ou dans le produit) afin de ne pas modifier et altérer les caractéristiques propres au brut (ou au produit)
- ☞ L'exploitation d'un oléoduc ne nécessite pas beaucoup de main d'œuvre car tout le réseau est automatisé.

Le transport des bruts (ou des produits) par oléoduc est le moins onéreux car :

- ♣ L'oléoduc fonctionne 24h/24h,
- ♣ Il ne consomme que l'énergie pour transporter le brut (ou le produit),
- ♣ La fiabilité est au maximum,
- ♣ Les frais opératoires et d'entretien sont pratiquement négligeables.
- ♣ La sécurité
- ♣ Impact sur l'environnement

III.2.4. Risques

- ✚ Exposition aux conditions climatiques
- ✚ Dégradation (fissures).
- ✚ Exposition aux risques de conflits

III.3. Voie maritime

- ☒ De très importantes quantités de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés circulent par bateau entre lieux de production, lieux de raffinage et centres de consommation. Depuis des années, le fret pétrolier représente environ 30% du volume du commerce maritime mondial et en 2011, il constituait l'essentiel du trafic pour l'exportation mondiale.
- ☒ En 2012, le transport de pétrole brut par voie maritime s'est élevé à 1,78 milliard de tonnes.

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

Les avantages

- Quantité importantes
- Longue distance

Inconvénients

- Livraison discontinue
- Coût plus important

III.3.1. Les principaux risques

- Conditions maritimes (chavirage...);
- Collision
- Feu ou explosion
- Fissures de coque (fuites,)
- Pollution lors de chargement /déchargement
- Piraterie

III.3.2. Pétroliers

Un pétrolier est un navire-citerne servant à transporter facilement le pétrole et ses dérivés, quantitativement vers des terminaux maritimes.

Pour d'autres produits, on les appelle par méthaniers, butaniers, les chimiquiers. On les nomme, en général, Tankers ou supertankers



Figure III. 2 Transport du pétrole par les tankers

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

III.3.3. Classification de pétroliers

III.3.3.1. Classification suivant leurs tailles

- ✚ Les pétroliers (200 de long avec une capacité de 5000 T)
- ✚ Les superpétroliers (400 m de long avec une capacité de 500000 T) pour les plus grands

III.3.3.2. Classification selon le type de produit transporté

- ☞ Les transporteurs de brut (champs production vers raffineries grandes distances)
- ☞ Les transporteurs de produits raffinés (raffineries vers consommateurs) produits propres
- ☞ D'autres des produits sals résidus
- ☞ Les ravitailleurs et navires d'allègement
- ☞ Les côtiers : transport de produits le long des cotes
- ☞ Les barges : peuvent être tirées par un remorqueur, environ 60% du trafic intérieur en Amérique du Nord

III.4. Autre moyens de transport

D'autre moyens de transport sont également utilisés pour transporter les bruts et les produits pétroliers intermédiaire ou finis.

C'est le cas du transport fluvial par berges, par voie ferrée ou simplement par camions sur route. Ces moyens de transport sont utilisés soit pour des produits spécifiques soit sur de courtes distances.



Figure III.3 Transport de pétrole par voie ferrée

III.4.1. Transport par train

Transport par train présente un grand intérêt en l'absence de pipeline

- ♣ Cout
- ♣ Impact sur l'environnement

Risques

- ♣ Accident,
- ♣ Défraillement
- ♣ Fuites, ...

III.4.2. Transport par camion-citerne

Les camions sont également utilisés pour livrer les produits depuis les raffineries vers les dépôts et les stations-service.

Avantage

- ☞ Accès facile aux endroits isolés

Inconvénients

- ☞ Impact sur l'environnement
- ☞ Risque d'accidents
- ☞ Dégradation de chaussées
- ☞ Faible quantité
- ☞ Livraison discontinue



Figure III.4 Transport par camion-citerne

III.5. Le stockage de pétrole

III.5.1 Introduction

Dans l'industrie pétrolière, les problèmes de transport se pose dès que le pétrole brut est extrait du gisement et, à partir de cet instant, à tous les stades successifs de son traitement et de son acheminement jusqu'au point de consommation, tous les modes de transport sont utilisés : Navires pétroliers ou tankers, canalisation ou conduites (pipelines).

Les navires pétroliers et les pipelines sont les moyens les mieux adaptés au transport du pétrole brut depuis les champs de production jusqu'aux raffineries. Ils sont également utilisés pour les transports massifs des produits pétroliers ou produit finis à partir des raffineries jusqu'au centre de consommation. Les chemins de fer sont les mieux adaptés au transport des fuels lourds (produits pétroliers utilisées comme combustibles. Dont la viscosité rend difficile le transport par pipelines) ainsi qu'un transport de moindre importance dans le cas de la distribution des produits finis. Enfin le transport par la route est adapté aux transports des produits finis depuis les dépôts de stockage jusqu'au point de distribution(Stations-service).

L'industrie du pétrole fait appel à un éventail complet de moyens de transport.

Le stockage du pétrole consiste à immobiliser temporairement certains volumes de pétrole dans des capacités de stockage appelées des réservoirs selon, que le produit stocké.



Figure III.5 Les réservoirs du stockage de pétrole

III.5.2. Rôle de stockage

Pourquoi fait-on des réserves de pétrole ?

Le stockage des ressources énergétiques est non seulement nécessaire pour compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou les variations de la consommation, qui dépendent notamment des conditions météorologiques. Il est aussi stratégique pour assurer un minimum d'autonomie énergétique du pays consommateur.

Le stockage doit être assuré aux différentes étapes du cheminement du pétrole, depuis le puits de production jusqu'aux lieux de consommation.

III.5.3. Les lieux de stockage

- 📍 Terminaux maritimes
- 📍 Lieux de consommation
- 📍 Lieux de production des bruts
- 📍 Les raffineries

III.5.4. Classification du réservoir

III.5.4.1. Selon la nature du toit

- Toit fixe

Le toit fixe est solidaire de la robe. Utilisés pour le stockage d'huile non stabilisée c'est-à-dire de pétrole comportant encore des hydrocarbures volatils pouvant dégazer

Chapitre III : les moyens de transports et de stockages du pétrole

- **Toit flottant**

Généralement utilisé pour les réservoirs contenant des produits volatils.

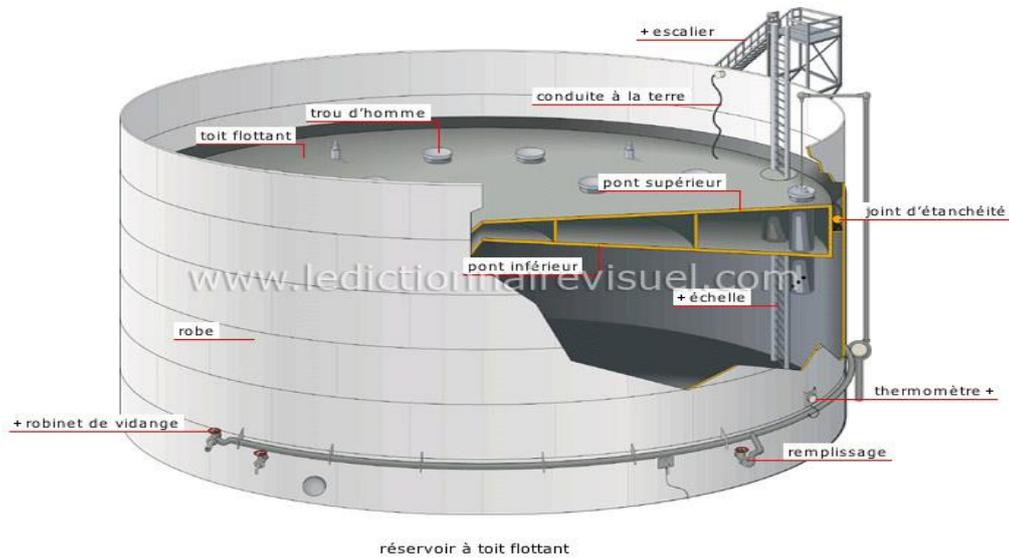


Figure III.6 Réservoir a toit flottant

- **Toit fixe avec écran flottant**

Combinaison entre les deux types

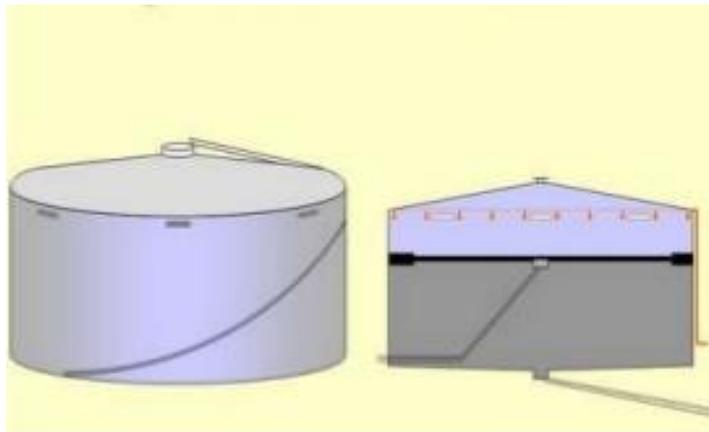


Figure III.7 toit fixe avec écran flottant

III.5.4.2. Selon la capacité des réservoirs

- **Les réservoirs de stockage**

Réservoirs de grandes tailles qui sont affectés aux activités de réception de produit en provenance de la raffinerie. Leurs capacités sont supérieures à 20000 m³

- **Les réservoirs d'exploitation**

Réservoirs de petites tailles destinés à l'alimentation des postes de chargement de wagon-citerne.

III.6- Conclusion

Il existe plusieurs types de transport de pétrole qui assurent son cheminement. Depuis le puits de production jusqu'aux lieux de consommation et de stockage. Ce qui permet de compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ainsi que des variations de la consommation, liés notamment aux conditions météorologiques. Nous allons aborder les fondements théoriques ayant trait au dimensionnement des réseaux spécifiques de transport en hydrocarbures.

Chapitre IV
Approche théorique

IV.1-Introduction aux équations de la mécanique de fluide

Décrire le mouvement d'un fluide fait appel à des notions différentes de celles développées en Mécanique du point ou du solide. Le mouvement d'un fluide est un écoulement où il y a déformation continue du fluide.

le calcul hydraulique consiste à déterminer les paramètres de l'écoulement qui sont la pression le débit et la vitesse d'écoulement, pour cela on fait appel aux équations suivantes :

- ☞ Equation générale du mouvement (équation de Navier-Stokes) ;
- ☞ Équation de continuité ;
- ☞ Equation caractéristique de fluide (équation d'état) ;

IV.1.1-Equation de Navier-Stokes

Il s'agit d'écrire l'équation fondamentale de la dynamique pour la particule fluide de

massed $m = \mu dV$, soit dans un référentiel galiléen. $\mu \vec{a} = \Sigma \frac{dF_{ext}}{dv}$

Les forces extérieures exerçantes sont de trois types :

- ☞ Champ de la pesanteur $\mu \vec{g} = -\overrightarrow{grad}gz$;
- ☞ les forces de pression mécanique $-\overrightarrow{grad}P$;
- ☞ La viscosité μ ;

Equation de Navier-Stokes pour les fluides réels incompressibles

➤ Fluides incompressibles

Un fluide est dit incompressible lorsque sa masse volumique ne dépend pas de la pression ou de la température.

En écrivant la somme des forces qui s'exercent sur un élément fluide mouvement permanent, et moyennant un certain nombre d'hypothèses, on aboutit aux équations de Navier Stokes simplifiées :

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} + \mu \Delta u$$

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} + \mu \Delta v$$

Chapitre IV : Approche théorique

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{du}{dt} + \mu \Delta w$$

Avec :

$\frac{1}{\rho \overrightarrow{grad} P}$: forces de pressions , \overrightarrow{grad} : $(\frac{\partial}{\partial x}; \frac{\partial}{\partial y}; \frac{\partial}{\partial z})$

$\vec{F}(X; Y, Z)$: Forces extérieures rapportées à l'unité de masse

\vec{V} (u ; v ; w) : vecteur vitesse d'écoulement

μ : viscosité dynamique (m^2/s)

Pour les hypothèses suivantes :

$$\mu = Cte \Rightarrow \text{div} \vec{v} = 0$$

L'équation de Navier est donnée par la formule qui suit :

$$\mu \vec{a} = \mu \frac{D\vec{v}}{dt} = \mu \left[(\vec{v} \overrightarrow{grad}) \vec{v} + \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} \right] = \mu \left[\frac{1}{2} \overrightarrow{grad} v^2 + \overrightarrow{rot} \vec{v} \wedge \vec{v} + \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} \right] = \mu \vec{g} - \overrightarrow{grad} p + \eta \Delta \vec{v}$$

Avec :

μ : la viscosité dynamique (m^2/s) ;

\mathbf{a} : l'accélération (m^2/s) ;

$\overrightarrow{grad} p$: Force de pression ;

$\overrightarrow{grad} v$: Champs de vitesse ;

\mathbf{g} : L'accélération de la pesanteur ;

Les applications de cette équation sont limitées :

- A l'approximation des **fluides non-visqueux (parfaits)** ;
- Aux **fluides réels incompressibles**

IV.1.2 Equation de continuité :

L'équation de continuité traduit le principe de conservation de la masse au sein d'un écoulement. L'établissement de cette équation locale repose sur un bilan de masse de fluide au sein d'un élément de volume donné pendant un temps t .

Chapitre IV : Approche théorique

L'équation de continuité pendant l'écoulement où il n'y aura ni apport ni prélèvement de la matière pour un volume de contrôle donné se traduit par l'équation suivante :

$$Q = V_1 S_1 = V_2 S_2$$

Avec

Q: débit écoulé (m^3/s) ;

V₁, V₂ : vitesses moyennes des particules fluides (m/s) ;

S₁, S₂ : sections d'écoulement (m^2) ;

IV.1.3 Equation caractéristique du fluide :

L'équation caractéristique du fluide est donnée par la physique, elle traduit les propriétés fondamentales du fluide. Elle est de la forme :

$$f(P, \rho, T) = 0$$

Avec

P : pression ;

ρ : masse volumique du fluide ;

T : la température ;

☞ Elle se traduit en trois formes suivantes : $\rho = \rho(T)$, c'est-à-dire la masse volumique n'est fonction que de la température, cette formule n'est valable que pour les fluides Incompressibles ;

☞ Elle traduit aussi $\rho = \rho(T) \cdot [1 + K \cdot P]$, elle est applicable pour les liquides légèrement incompressible. $K = -(\frac{dV}{V})/dp$, avec dV/V : variation relative de volume ;

☞ Elle traduit encore : $P/\rho = RT$ pour les gaz parfaits ;

IV.2- L'équation de Bernoulli :

Lorsque l'on est en présence de frottements, le théorème de Bernoulli ne s'applique plus et la charge n'est plus constante. On parle alors de perte de charge.

On utilise dans ce cas le théorème de Bernoulli généralisé, qui a été établie en basant sur les hypothèses suivantes :

Chapitre IV : Approche théorique

- Ecoulement permanent monodimensionnel.

Ecoulement par tranches : la pression P ; la masse volumique ρ et la vitesse u sont uniformes dans une section droite du tube. [Kessel ,2004].

Et pour un fluide réel l'équation de Bernoulli sera :

$$\frac{v_1^2}{2g} + z_1 + \frac{P_1}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \Delta h$$

Avec :

V_1, V_2 : la vitesse respectivement à l'amont et à l'aval d'écoulement (m/s) ;

z_1, z_2 : L'altitude à l'amont et à l'aval d'écoulement (m) ;

P_1, P_2 : la pression à l'amont et à l'aval d'écoulement (Pas) ;

ρ : La masse volumique (kg/m^3) ;

Δh : dissipation d'énergie (m) ;

Où le terme (Δh) représente la dissipation d'énergie (exprimée en mètres) entre le point amont) et aval de l'écoulement.

Dans le cas d'un fluide incompressible, si la section du **tuyau** est constante, alors la vitesse est également constante. L'altitude z étant imposée par l'installation de la canalisation, on voit que la perte de charge se traduit par une diminution de pression.

Une relation plus générale s'écrira :

$$\frac{v_1^2}{2g} + z_1 + \frac{P_1}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + z_2 + \frac{P_2}{\rho g} + \frac{\Delta P}{\rho g}$$

Où :

$$\Delta P = \Delta h \cdot \rho \cdot g$$

IV.2 .1-PERTES DE CHARGES :

- **Définition**

En **hydraulique**, la perte de charge correspond à l'énergie dissipée par le frottement du liquide. Cette énergie doit être compensée afin de permettre au liquide de se déplacer.

Chapitre IV : Approche théorique

On l'exprime couramment sous la forme d'une pression, bien qu'elle soit en fait représentative d'une dissipation d'énergie et qu'elle apparaisse dans l'équation de Bernoulli comme une hauteur de colonne d'eau.

- **Pertes de charge singulières**

Quand la conduite subit de brusque variation de section ou de direction, il se produit des pertes de charges dites singulières, elles sont généralement mesurables et font partie des caractéristiques de l'installation.

$$\Delta H_s = K \frac{V^2}{2g}$$

Où :

S : indice de l'accident de forme de la conduite.

K : Coefficient (sans unité) de pertes de charge.

Il dépend de la nature et de la géométrie de l'accident de forme. Les valeurs de K sont données par les constructeurs dans leurs catalogues.

- **Pertes de charges linéaires :**

Les pertes de charges linéaires, sont des pertes de charge réparties régulièrement le long des conduites. En chaque point d'un écoulement permanent, les caractéristiques de l'écoulement sont bien définies et ne dépendent pas du temps.

Les pertes de charge linéaires sont proportionnelles à la longueur de la canalisation L, inversement proportionnelles à son diamètre d, proportionnelle au carré de la vitesse débitante V du fluide.

$$\Delta H_L = \frac{\lambda L}{d} \frac{V^2}{2g}$$

Où :

V : vitesse moyenne d'écoulement dans la conduite (m/s)

L : longueur de la conduite (m)

d : diamètre de la conduite (m)

λ : coefficient de perte de charge linéaire qui dépend du régime d'écoulement et notamment du nombre de Reynolds Re.

Chapitre IV : Approche théorique

Les pertes de charge totales :

Elles sont définies comme suit :

$$\Delta H_T = \Delta H_s + \Delta H_L$$

$$\Delta H_T = 1,1 \Delta H_L$$

ΔH_T : perte de charge totale (m) ;

ΔH_L : perte de charge linéaire (m) ;

ΔH_s : perte de charge singulière (m) ;

IV.3-REGIMES D'ÉCOULEMENT - NOMBRE DE REYNOLDS

Les expériences réalisées par Reynolds en 1883 lors de l'écoulement d'un liquide dans une conduite cylindrique rectiligne dans laquelle arrive également un filet de liquide coloré, ont montré l'existence de deux régimes d'écoulement :

☞ Régime laminaire ;

☞ Régime turbulent ;

IV.3.1 Régime laminaire :

Les filets fluides sont des lignes régulières, sensiblement parallèles entre elles ;

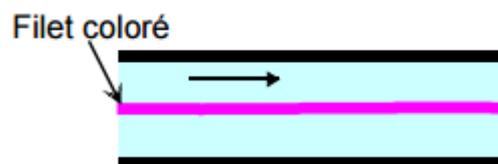


Figure IV.1 Représentation d'un régime laminaire

IV.3.2 Régime turbulent :

Les filets fluides s'enchevêtrent, s'enroulent sur eux-mêmes.

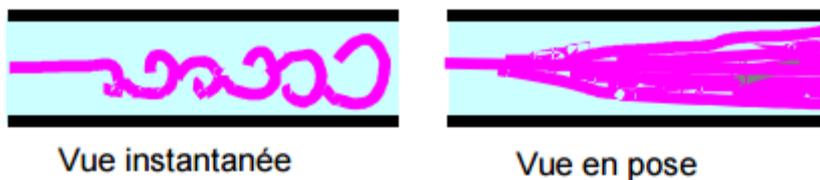


Figure IV.2 Représentation d'un régime turbulent

Chapitre IV : Approche théorique

Des études plus fines ont montré qu'il existe encore une subdivision entre :

- 🔗 Les écoulements turbulents lisses ;
- 🔗 Les écoulements turbulents rugueux ;

En utilisant divers fluides à viscosités différentes, en faisant varier le débit et le diamètre de la canalisation, Reynolds a montré que le paramètre qui permettait de déterminer si l'écoulement est laminaire ou turbulent est un nombre sans dimension appelé nombre de Reynolds donné par l'expression suivante :

$$Re = \frac{V \cdot d}{\nu}$$

Avec :

V : Vitesse moyenne d'écoulement à travers la section considérée en (m/s)

d : Diamètre de la conduite (m).

ν : Viscosité cinématique du fluide (m^2/s).

Résultats empirique à titre indicatif :

- 🔗 Si $Re < 2000$ l'écoulement est laminaire.
- 🔗 Si $2000 < Re < 4000$ l'écoulement est transitoire.
- 🔗 Si $Re > 4000$ l'écoulement est turbulent.

Remarque :

La plupart des oléoducs fonctionnent en régime turbulent, le nombre de Reynolds est supérieur à 4000. L'écoulement turbulent est divisé lui aussi en trois régimes [Menon,2005] :

- 🔗 Régime turbulent lisse lorsque l'état de surface de la paroi interne de la conduite est lisse ;
- 🔗 Régime turbulent complètement rugueux lorsque la hauteur des aspérités de la paroi interne de la conduite est importante ;
- 🔗 Régime turbulent rugueux intermédiaire entre les deux régimes précédents ;

IV.3 – LA DETERMINATION DE COEFFICIENT DE PERTE DE CHARGE λ :

Dans un régime d'écoulement laminaire :

➤ **Formule de POISEUILLE**

$$\lambda = \frac{64}{Re}$$

Chapitre IV : Approche théorique

λ : coefficient de perte de charge

Re : nombre de Reynolds

Dans un régime d'écoulement turbulent :

➤ Formule de COLEBROOK

COLEBROOK propose pour le régime turbulent la relation empirique suivante :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} \right]$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm).

On constate que cette formule est sous forme implicite ; par conséquent la recherche de λ ne peut se faire que par approche successive (calcul itératif).

➤ Formule d'ALTCHOUL :

λ est donnée par la formule suivante :

$$\lambda = 0,11 \left[\frac{68}{Re} + \frac{\varepsilon}{d} \right]^{0,25}$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm)

➤ Formule de J-NACKAB :

Pour transformer le calcul par itérations de la formule empirique de COLEBROOK en calcul directe ; J- NACKAB propose de trouver la valeur λ_0 qui est introduite dans le deuxième

membre conduirait à une valeur de λ aussi voisine que possible de la valeur donnée par la formule précédente. Cette valeur est donnée par :

$$\lambda = 0,4Re^{-0,3} + 0,0053 = f(Re)$$

La formule empirique de COLEBROOK devient alors :

$$\lambda = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{0,0053 + 0,4 Re^{-0,3}}} + \frac{\varepsilon}{3,7 \cdot d} \right) \right]^{-2}$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm) ;

➤ Formule de CHEN :

Cette formule donne des valeurs pleinement satisfaisantes sur les valeurs du nombre de Reynolds et de la rugosité relative.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7065 \cdot d} + \frac{5,0452}{Re} \log A4 \right]$$

Avec :

$$A4 = -4 \log \left[\frac{\left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{Re} \right)^{0,8981} \right]$$

Avec :

λ : coefficient de perte de charge (sans dimension) ;

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : rugosité absolue du pipe en (mm) ;

d : diamètre intérieur du pipe en (mm) ;

IV.4- CONCLUSION

Les formules exposées dans ce chapitre relatives aux pertes de charge constituent le seul outil de calcul connu permettant d'obtenir des valeurs les plus rapprochées de la réalité physique. Même si elles demeureraient grossières, il serait néanmoins très utile pour une tâche de conception ou l'on privilégie la simplicité et la rapidité d'exécution quitte à perdre un peu de précision.

Chapitre V

Station de pompage

Chapitre V : Station de pompage

V.1- Introduction

L'importance des hydrocarbures dans l'industrie a incité l'homme à réaliser des machines permettent leurs extractions du sol et leurs transports d'un point à un autre .

Ces machines connues sous le nom de pompes , permettent la transformation de l'énergie mécanique en énergie hydraulique . La conception d'une station de pompage dépend de nombreux facteurs tels que :

- Le débit à pomper et la hauteur d'élévation , déterminent le type de pompes à utiliser .
- La nature de fluide dont la viscosité et la température de fonctionnement peuvent imposer la perte de charge dans la conduite .

Les stations de pompage servent à pomper le pétrole d'un point à un autre, de façon continue et sécuritaire, tout le long d'un oléoduc. Elles comprennent généralement des pompes, des moteurs électriques, des conduites de raccordement et des vannes, une sous-station électrique et de petits bâtiments autonomes servant à abriter l'équipement électrique

Il existe aussi des facteurs qui peuvent influencer sur le choix des installations tels que :

- ✘ La topographie des lieux .
- ✘ La position du plan de fluide à pomper par rapport aux installations des pompages .

V.2-Rôle d'une pompe [1]

Une pompe est une machine utilisée pour refouler un fluide situé dans un niveau bas à un niveau plus haut en transformant l'énergie mécanique fournie par le moteur, en énergie hydraulique acquise par le fluide.

Son principe de fonctionnement consiste en premier lieu à créer un vide partiel de l'aspiration, ce qui permet à la pression atmosphérique dans le réservoir d'obliger le liquide à monter au niveau de la pompe, elle assure ensuite le transport de fluide jusqu'à l'orifice de refoulement.

La pompe est destinée à élever la charge du liquide pompé, cette charge ou cette énergie est la somme de trois catégories d'énergie :

- ♣ Energie cinétique $V^2/2g$
- ♣ Energie potentielle Z
- ♣ Energie de pression $P/\rho g$

C'est donc un appareil qui génère une différence de pression ΔP entre l'entrée et la sortie de la machine .l'énergie requise pour faire fonctionner une pompe dépend :

- ☒ Des propriétés du fluide :la masse volumique ρ ,la viscosité dynamique μ .

Chapitre V : Station de pompage

- ☒ Des caractéristiques de l'écoulement : la pression P , la vitesse V , le débit Q , la hauteur H .
- ☒ Des caractéristiques de l'installation : la longueur des conduites L , le diamètre D et la rugosité absolue ε ;

V.3-Courbes caractéristiques des pompes [2]

Les courbes principales qui caractérisent une pompe sont au nombre de trois.

Elles sont établies par le constructeur :

- ☒ La courbe caractéristique hauteur-débit $H=f(Q)$;
- ☒ La courbe caractéristique rendement $\eta=f(Q)$;
- ☒ La courbe caractéristique de puissance $P=f(Q)$;

V.3.1-La courbe caractéristique hauteur-débit $H=f(Q)$:

Elle présente les variations de la hauteur manométrique totale d'élévation susceptible d'être fournie par la pompe en fonction du débit Q ; cette courbe est une parabole, elle est utilisée pour trouver le point de fonctionnement.

V.3.2-La courbe caractéristique rendement $\eta=f(Q)$:

Elle présente pour chaque type de pompe un maximum au voisinage duquel il faudra utiliser la pompe. Le rendement tient compte des pertes d'énergie dans les pompes :

Pertes hydrauliques, volumétriques et mécaniques. Le rendement est représenté par une parabole dont la concavité est trouvée vers le haut, pour le rendement d'une pompe spécifique on doit faire l'intersection entre la courbe de η et le débit de cette pompe.

V.3.3-La courbe caractéristique de puissance $P=f(Q)$:

Cette courbe, en fonction de débit, est parabolique. Pour les pompes centrifuges, la concavité de la parabole est tournée vers le bas. Pour obtenir la puissance d'une pompe donnée on doit faire l'intersection entre le débit de cette dernière et la hauteur manométrique totale puis correspondre ce point à l'une des courbes donnant la puissance absorbée.

V.4-Hauteur manométrique totale HMT [2]

La hauteur manométrique totale d'une pompe est la différence de pression de colonne de liquide entre les orifices d'aspiration et de refoulement. Lors du pompage d'un liquide, la pompe ne doit pas seulement fournir une pression équivalente à la hauteur géométrique d'élévation totale H_g , mais également la pression nécessaire pour vaincre les pertes de charge dans les conduites d'aspiration et de refoulement (respectivement ΔH_{asp} et ΔH_{ref}).

Si les niveaux à l'aspiration et au refoulement sont à des pressions différentes P_1 et P_2 , on a :

Chapitre V : Station de pompage

$$H_{mt} = H_g + \Delta H_{asp} + \Delta H_{ref} + \frac{(P_2 - P_1)}{\rho g}$$

Avec :

ρ : La masse volumique du liquide pompé.

V.5-Les différents types de pompes [1]

Il existe deux grands types de pompes :

- ✎ Les pompes volumétriques qui agissent sur l'énergie de pression
- ✎ Les turbopompes, qui agissent sur l'énergie cinétique

V.5.1 Pompes volumétriques :

Ces pompes connaissent une installation bien moins généralisée que celles des turbopompes. Elles sont limitées aux pompages des fluides visqueux. D'une façon générale elles conviennent pour élever de faibles débits à des pressions élevées

V.5.1.1-Le principe de fonctionnement des pompes volumétrique

Le liquide est d'abord aspiré par l'accroissement d'un volume de liquide puis refoulée par diminution de ce même volume. L'énergie de pression est fournie directement au liquide dans ces pompes et par variation successive d'un volume raccordé alternativement à l'orifice d'aspiration et à l'orifice de refoulement.

V.5.2 Turbopompes[2]

Les turbopompes sont actuellement parmi les plus employées des pompes. Suivant le type de rotor et son mode d'action, on distingue dans la catégorie des turbopompes les trois principaux types suivantes :

- ✎ Les pompes centrifuges ;
- ✎ Les pompes hélices ou radiales ;
- ✎ Les pompes hélico-centrifuges ou semi axiales ;

Il existe un certain nombre de classifications des turbopompes selon les critères suivants :

- ✎ La disposition :
 - ♣ De l'axe : horizontal, vertical, incliné
 - ♣ Du moteur : en surface, immergée
 - ♣ Sur les canalisations : pompes en ligne
- ✎ Le nombre et la disposition des rotors : monocellulaires, multicellulaire.

Chapitre V : Station de pompage

- 🌀 La conception des roues : ouvertes, à canaux, à vortex (pour des liquides plus ou moins chargés)
- 🌀 L'utilisation
- 🌀 Importance de la pression produite : basse pression, moyenne pression, haute pression.

Pour les turbopompes, on utilise essentiellement les pompes centrifuges qui sont aujourd'hui les pompes les plus utilisées. Elles peuvent être radiales, axiales ou mixtes

V.5.2.1- Les pompes centrifuges [1]

Dans ces pompes le mouvement du liquide résulte de l'accroissement d'énergie qui lui est communiqué par la force centrifuge.

Ce sont les pompes les plus utilisées en raison de leur large domaine d'application, de leur prix moins élevé que celui des autres pompes, de leur bon rendement lorsqu'il s'agit de pompes modernes. Elles sont constituées de :

- ✖ Une roue à aubes tournant autour de son axe ;
- ✖ Un distributeur dans l'axe de la roue ;
- ✖ Un collecteur de section croissante, en forme de spirale appelée volute.

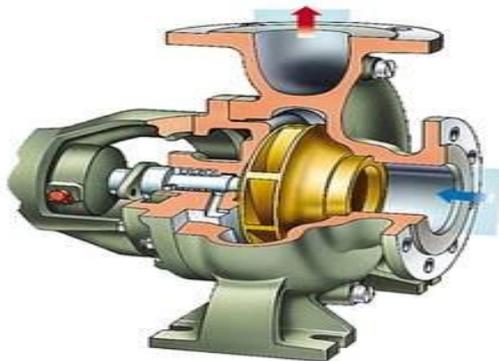


Figure V.1 Image d'une pompe centrifuge

V.5.2.2-Avantages et inconvénients des turbopompes [8]

Pour les avantages, ce sont des machines de construction simple, sans clapet ou soupape, d'utilisation facile et peu coûteuse.

- 🌀 A caractéristique égales, elles sont plus compactes que les machines volumétriques
- 🌀 Leurs rendements sont souvent meilleurs que ceux des « volumétriques »
- 🌀 Elles sont adaptées à une très large gamme de liquides
- 🌀 Leur débit est régulier et le fonctionnement silencieux

Chapitre V : Station de pompage

- ☞ En cas de colmatage partiel ou d'obstruction de la conduite de refoulement, la pompe centrifuge ne subit aucun dommage et l'installation ne risque pas d'éclater. La pompe se comporte alors comme un agitateur.

Du côté des inconvénients :

Impossible de pomper des liquides trop visqueux.

Production d'une pression différentielle peu élevée (0,5 à 10 bar).

Elles ne sont pas auto-amorçantes à l'arrêt, ces pompes ne s'opposent pas à l'écoulement du liquide par gravité (donc, vannes à prévoir).

Notre cas se portera sur les pompes centrifuges car elles les plus utilisées et possèdent beaucoup d'avantages à savoir :

- ☞ Un bon rendement ;
- ☞ La simplicité de leur installation et leur fonctionnement ;
- ☞ Coût réduit ;
- ☞ Leur couplage peut se faire en série ou en parallèle ;
- ☞ Ne nécessitent qu'une légère maintenance et un entretien très simple ;

V.6-Les modes de couplage des pompes [8]

Dans la plupart des cas, les stations de pompages demandent plus d'une pompe à savoir deux, trois ou plus. L'ensemble des pompes dans ces stations peut présenter l'un des deux modes de couplage suivants ou les deux à la fois.

V.6.1-Couplage en série

Lorsque les pompes sont en série, les hauteurs manométriques s'ajoutent pour un même débit. On retrouve ce cas dans les pompes multicellulaires ;

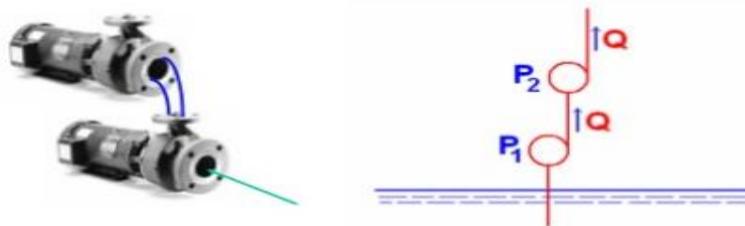


Figure V.2 : Assemblage de deux pompes en série

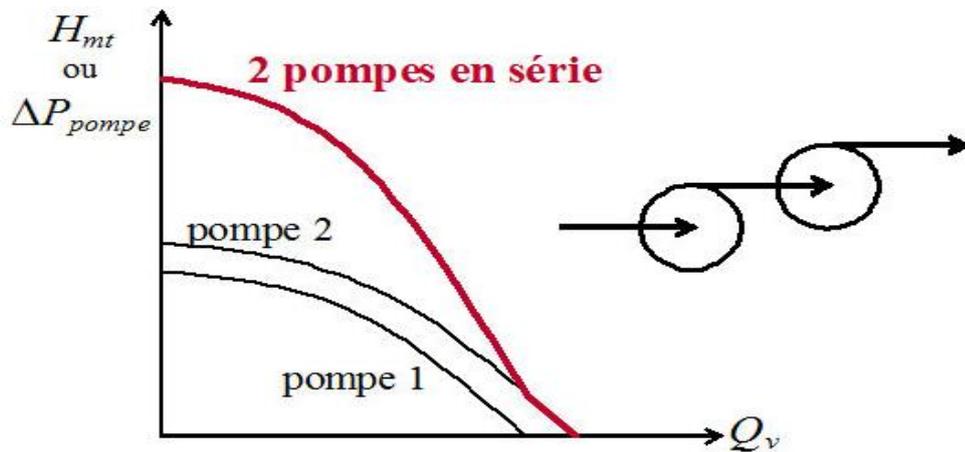


Figure V.3 Couplage de deux pompes en série

V.6.2-Couplage en parallèle :

Lorsque l'on met deux pompes en parallèle, les débits s'ajoutent. Ainsi, on peut reconstruire la caractéristique de l'ensemble des deux pompes en sommant le débit pour une hauteur manométrique donnée, trois pompes identiques sont mises en parallèles. Les caractéristiques pour une pompe, puis deux et trois pompes en parallèle sont tracées. Il est à noter que le rendement ne change pas

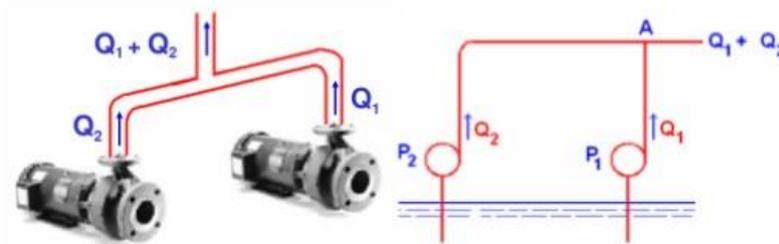


Figure V.4 Assemblage deux pompes en parallèle

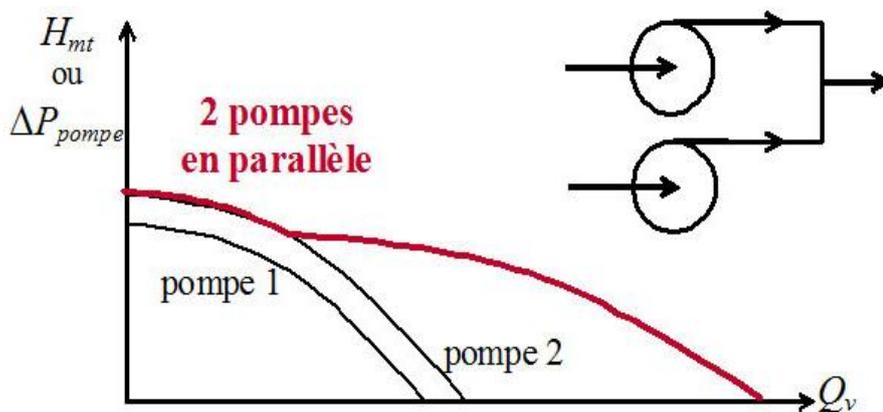


Figure V.5 Couplage de deux pompes différentes en parallèle

Chapitre V : Station de pompage

V.7-Mode de fonctionnement de la pompe

V.7.1-Charge nette absolue (NPSH disponible) :

NPSH (en anglais, Net Positive Suction Head) ou la charge nette à l'aspiration, est simplement une mesure permettant de quantifier la hauteur manométrique d'aspiration disponible pour éviter la vaporisation au niveau le plus bas de la pression dans la pompe. Elle est donnée par la formule suivante :

$$NPSH_{disponible} = H_{asp} - \frac{P_{sat}}{\gamma} = \frac{P_{asp}}{\gamma} + \frac{V_{asp}^2}{2g} + Z_{asp} - \frac{P_{sat}}{\gamma}$$

Où :

h_0 : la pression atmosphérique en (m)

H_{asp} : la hauteur totale de l'aspiration (m)

$H_v = \frac{P_{sat}}{\gamma}$: la tension de la vapeur (m).

Il existe aussi $NPSH_{requis}$ qui dépend de la pompe (donné par le constructeur).

Il faut toujours vérifier que $NPSH_{disponible} > NPSH_{requis}$.

Remarque :

La 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.

V.7.2-La puissance absorbée

La puissance absorbée des pompes est donnée par la formule suivante :

$$P_{abs} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{mt}}{\eta}$$

Avec :

ρ : masse volumique du fluide (kg/m^3) :

g : accélération de la pesanteur (m/s^2) ;

Q : débit transporté (kg/m^3) ;

H_{mt} : Hauteur manométrique (m) ;

Chapitre V : Station de pompage

V.7.3-La vitesse de rotation :

La vitesse de rotation N d'une pompe, a une influence appréciable sur son fonctionnement car il est possible de déterminer par calcul les caractéristiques de fonctionnement de cette pompe à partir d'autre vitesse de rotation N' , en appliquant les lois de similitude suivantes :

$$Q' = Q \frac{N'}{N}$$

$$H' = H \left(\frac{N'}{N} \right)^2$$

$$P' = P \cdot \left(\frac{N'}{N} \right)^3$$

On peut ainsi reconstruire point par point les caractéristiques pour la vitesse de rotation N' , en prenant des points différents des caractéristiques établies pour la vitesse N .

On peut aussi définir la vitesse spécifique qui est la vitesse avec laquelle tourne une pompe débitant $1 \text{ m}^3/\text{s}$ en fournissant au fluide une énergie $1\text{j}/\text{kg}$ et semblable à une pompe donnée, l'expression de nq , sera donc :

$$nq = N \frac{\sqrt{Q}}{H^{\frac{3}{4}}}$$

Avec :

N : la vitesse de rotation de la roue de la pompe (tour/min)

Q : le débit de fluide pompé (m^3/s)

H : la hauteur manométrique totale en mètre de colonne d'eau

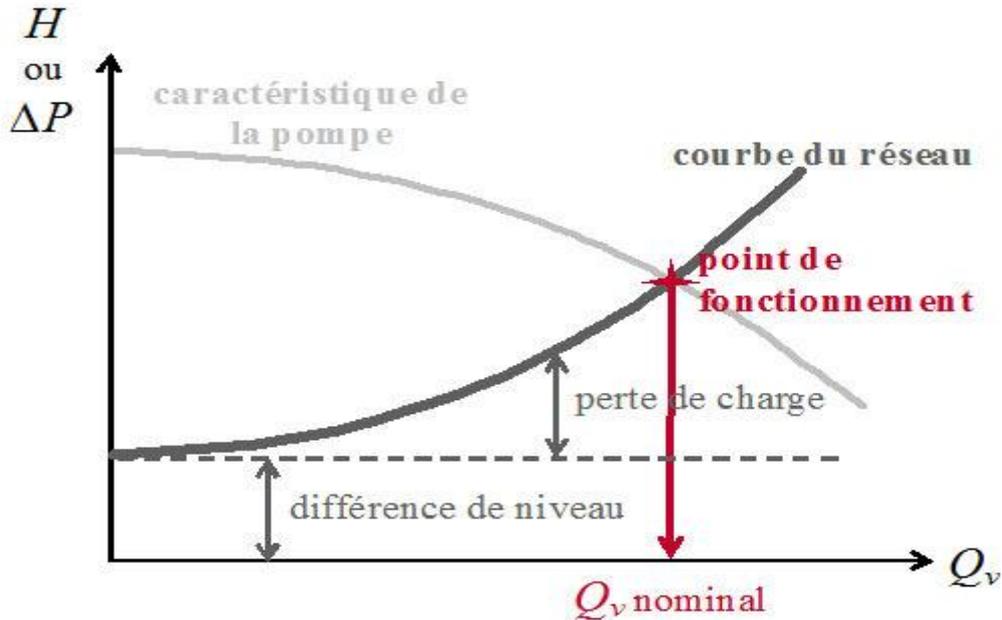
On évalue la forme de la roue à l'aide de ce nombre spécifique pris au point de Rendement maximal.

V.7.4- Le point de fonctionnement :

Afin d'orienter notre choix, nous devons satisfaire des conditions mécaniques et hydrauliques, et tracer la courbe de la conduite refoulement et celle de la pompe qui est donnée par le constructeur sur le catalogue.

Chapitre V : Station de pompage

Le point de fonctionnement d'une pompe P, est donné par l'intersection de la courbe caractéristique de la pompe (donnée par le constructeur) et la courbe caractéristique de la conduite de refoulement .



FigureV.6 Point de fonctionnement

V.8-Phénomène de cavitation

V.8.1-Description de phénomène

La cavitation est la vaporisation du liquide contenu dans la pompe quand il est soumis à une pression inférieure à la tension de vapeur correspondant à sa température.

Des bulles apparaissent dès les zones où la pression est la plus faible (entrée des aubes de roue des pompes centrifuges) : elles sont transportées dans les zones de plus fortes pressions.

Des implosions se produisent alors à des fréquences élevées et créent des surpressions locales très élevées (jusqu'à des centaines de bars)



Figure V.7 Pompes centrifuges détruites par la cavitation

V.8.2-Conséquence :

La cavitation est un phénomène à éviter absolument, car il entraîne de graves conséquences :

- ☒ Erosion du matériau pouvant aller jusqu'au perçage des aubes de turbine des pompes centrifuges.
- ☒ Augmentation du bruit et des vibrations générées par la pompe.
- ☒ Chute des performances des pompes avec diminution importante de la hauteur manométrique totale, du débit et du rendement.

La cavitation est caractérisée par le NPSH.

On distingue :

- ✿ Le $NPSH_{requis}$ pour un débit, une vitesse de rotation et une pompe données sera donné par le constructeur .
- ✿ Le $NPSH_{disponible}$ qui, pour le même débit, résulte de l'installation est obtenu en calculant la pression à l'entrée de la pompe.

En réalité, les conditions de non cavitation sont données par le constructeur de la Pompe car il existe des zones dans la pompe où la pression est inférieure à P_{asp} . Cette condition est donnée sous la forme d'une charge hydraulique minimale à avoir à l'entrée de la pompe. On l'appelle le NPSH requis. Il est déterminé expérimentalement par le constructeur de la pompe et dépend de la vitesse de rotation de la roue.

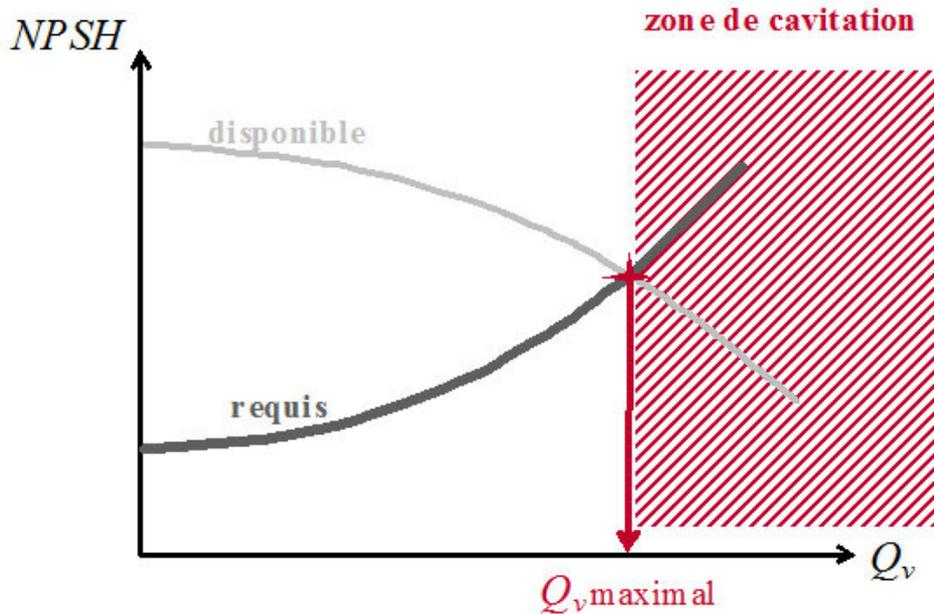


Figure V.8 Zone de cavitation

V.8.3-Lutte contre la cavitation :

Pour éviter la cavitation, il faut :

- ✱ Eviter que la hauteur géométrique de l'aspiration élevée .
- ✱ Eviter que la pression d'entrée soit trop faible .
- ✱ Eviter que la température de l'écoulement soit élevée .

Afin d'éviter le phénomène de cavitation à l'intérieur de la pompe, la pression à l'aspiration P_{asp} doit être supérieure à la tension de vapeur saturante du fluide P_{sat} . Soit :

$$P_{asp} > P_{sat}$$

Tableau V.1 Classification des paramètres ayant une influence sur $NPSH_{disponible}$ et la cavitation

Augmentation du risque de cavitation	Réduction du risque de cavitation
Augmentation température d'aspiration (pression de vapeur saturante plus élevée)	Baisse température d'aspiration
Baisse pression d'aspiration	Augmentation de pression d'aspiration
Pertes de charge à l'aspiration élevée	Réduction des pertes de charge
Baisse du niveau du fluide pompé si le montage en aspiration .	Augmentation du niveau de fluide pompé
Augmentation du débit(augmentation des pertes de charge à l'aspiration)	Réduction de débit

Chapitre V : Station de pompage

V.9-Conclusion :

Les stations de pompage sont des installations qui pompe le pétrole d'un point à un autre, de façon continue et en toute sécurité, tout le long d'un oléoduc. Ces stations fonctionnent selon un régime de fonctionnement bien déterminé , le calcul de ce régime est présenté dans le chapitre suivant .

Chapitre VI

Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

VI.1-Introduction

Un oléoduc est constitué d'un certain nombre de stations de pompage (SP), distantes d'une centaine de kilomètres les unes des autres. La fonction principale des SP est de fournir l'énergie de pression nécessaire à l'écoulement du produit dans la conduite. Chaque SP est constituée de plusieurs pompes, assemblées en série ou en parallèle, et d'une ou deux pompes en réserve. En fonctionnement normal, la pompe de réserve est à l'arrêt. Elle est activée dès qu'une panne se produit sur un élément. En cas de défaillance d'une station intermédiaire (ou d'une pompe), celle-ci peut être bypassée en attendant sa réparation

VI.2. Historique de OB1

Suite à la découverte du gisement de pétrole brut de Hassi Messaoud en 1956. Le site de Haoued El Hamra situé à 20 km au nord de Hassi Messoued a été choisi en 1958 pour la réalisation d'un oléoduc de diamètre de 24'' reliant le centre de stockage Haoued El Hamra au port pétrolier de Bejaia ; pour l'évacuation de quantité de produits (pétrole et condensats).

C'est en Novembre 1959 que cet oléoduc d'une longueur de 668 km fut mis en service.

Aujourd'hui la région transport Haoud El Hamra (RTH) est l'une des (07) régions de la branche transport par canalisation. Sa mission consiste à :

- 🛑 La réception des hydrocarbures liquides et gazeux ;
- 🛑 Le comptage ;
- 🛑 Le contrôle de la qualité ;
- 🛑 Le stockage
- 🛑 L'expédition vers les terminaux marins ; de l'est et de l'ouest de pays

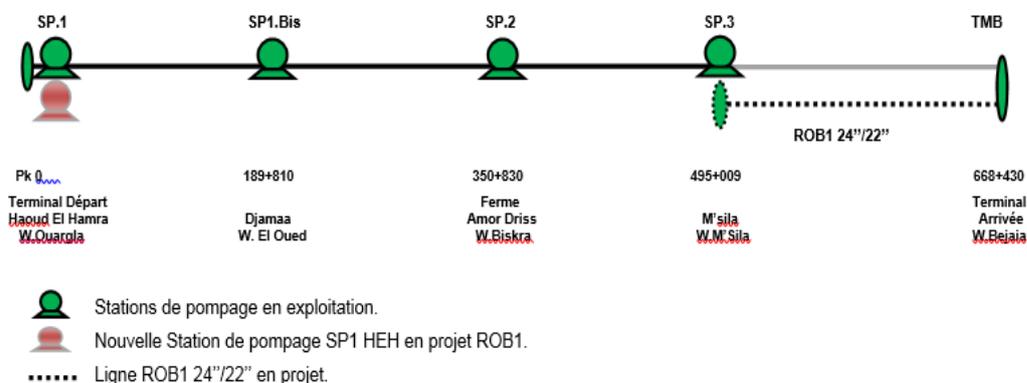


Figure VI.1 Caractéristique de la conduite OB1

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

VI.2.1. Caractéristiques des lignes

Profil altimétrique de design

Diamètre de la conduite : 24/22''

Épaisseur de la conduite : varie entre 6.35 et 12.7 mm

Longueur de la conduite : 667 km

Nuance de l'acier : API 5L X52/X42.

Nombre de station de pompage : quatre (04) stations principales et quatre station satellites (à l'arrêt sauf SPB qui sera mise hors service après la rénovation de SP1bis)

Nombre de points d'injections : trois (03), RTB, Gueterini et Djebel Onk (débit très faibles voire négligeable)

Tableau VI.1 Caractéristiques de OB1

Diamètre	24''/22''
Longueur (km)	668.48
Épaisseur(mm)	12.5/9.52/9/8.73/7.92/7.13/6.35.
Nombre de station	4 en marche
Produit transporté	Pétrole brut
PMS(design)	83
Date de mise en service	10 novembre 1959

VI.2.2 Caractéristiques du fluide

- ♣ Rugosité absolue de tube 0.046mm
- ♣ Masse volumique 816 kg/m³
- ♣ Viscosité 3.26 Cs à 25°C
- ♣ Tension de vapeur TVR=2 bar
- ♣ Température de fluide au départ

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

VI.2.3. Station de pompage

L'oléoduc 24'' OB1 dispose :

- ❖ Un Terminal Départ à Haoud Al Hamra, géré par la région transport Haoud El Hamra ;
- ❖ De trois stations de pompes intermédiaires principales (SP1, SP2, SP3), et quatre stations de pompage satellites (SPA, SPB, SPC, SPD), gérées par la région transport centre, Bejaia ;
- ❖ D'un Terminal Arrivée à Bejaia, gérée par la région transport Centre, Bejaia ;

Tableau VI.2 Localisation géographique des stations de pompage de OB1

Ligne	Station	Pk / Altitude(m)	Localisation
			Commune / Wilaya
OB1	SP1	0 / 150,34	ù
	SP 1 bis	189+810 / 83	Djamaa / EL OUED
	SP 2	350+830 / 217,1	Ferme Amor Driss- El Outaya / El Outaya / BISKRA
	SP 3	495+009 / 455,7	M'Sila / M'SILA
	TA – BEJAIA	668+430 / 2,2	Bejaia / BEJAIA

La capacité actuelle est de 12MTA, mais dès 2007 cette dernière va passer à 14 MTA à cause des réparations effectuées aux stations SP1/SP2/SP3

VI.2.4. Caractéristique des machines

Tableau VI.3 Caractéristiques des machines

Station de pompage	Nombre de machine	Type d'assemblage	Puissance (kw)	Vitesse de rotation (tr/min)
SP1	5 EP	En série	5*1500	2950
SP1Bis	2TP	En Parallèle	2*11000	2950
SP2	5EP	En série	5*1550	2950
SP3	5EP	En Parallèle	5*1600	2950

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

VI.3. Fonctionnement général du réseau

Le transport du pétrole est assuré à partir de Haoud Al Hamra jusqu'au terminal marin de Bougie en même temps qu'à la raffinerie d'Alger

La charge nécessaire pour le refoulement du débit demandé est fournie par des stations de pompage principales, et parfois Lorsque le débit augmente par des stations satellites. Ce qui permet de garder les pressions de fonctionnement des tubes inférieurs aux pressions limites d'utilisation définies par le constructeur. Le but principal de (SP3) est de franchir le col de Selatna

Le profil en long de la ligne OB1

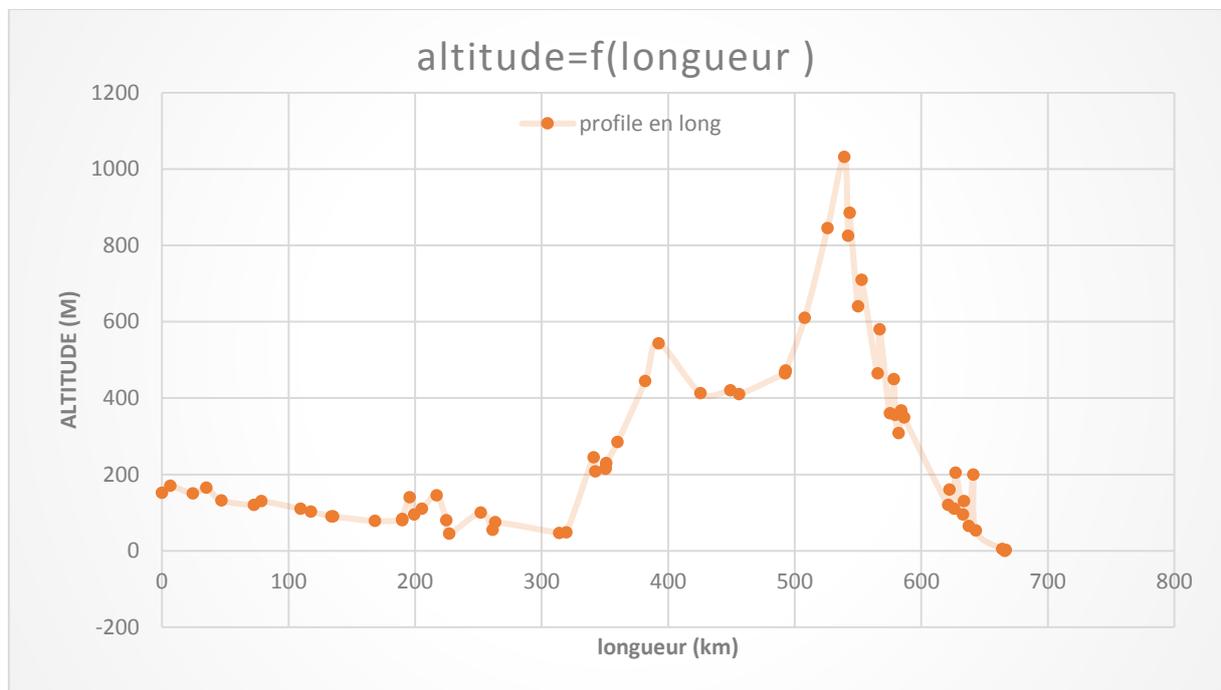


Figure VI.2 Le profil en long du OB1

VI.4. Calcul du régime de fonctionnement des stations de pompage

VI.4.1. Détermination des caractéristiques du fluide

➤ Calcul des pertes de charge

Les pertes de charge linéaires le long de la canalisation sont déterminées selon la formule suivante

$$\Delta H = \frac{\lambda L V^2}{2 \cdot g \cdot D \text{ int}}$$

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Avec :

ΔH : perte de charge linéaire (m)

λ : coefficient de perte de charge

L : la longueur de la conduite en (m)

V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m)

g : accélération de la pesanteur (m/s^2) ;

D_{int} : diamètre intérieur de la conduite en (m)

Le coefficient de frottement est donné par la formule de Coolbrook et White et s'exprime ainsi :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[\frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{3.7 \cdot D_{int}} \right]$$

Avec :

ε : rugosité absolue de tube ;

Re : nombre de Reynolds

$$Re = \frac{V \cdot D_{int}}{\nu}$$

Avec

V : vitesse moyenne d'écoulement (m/s)

D_{int} : diamètre intérieur (m) ;

ν : viscosité cinématique (m^2/s) ;

$$V = \frac{\pi \cdot d^2}{4 \cdot Q}$$

Q : c'est le débit à transporter (m^3/h)

Les pertes de charge singulières sont estimées à 10 % des pertes de charge linéaires (10% dépend de la topographie du site)

$$\Delta H_s = 10\% \Delta H_l$$

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Les pertes de charges totales deviennent

$$\Delta H_t = \Delta H_l + \Delta H_s$$

$$\Delta H_t = 1.1 \Delta H_l$$

➤ La pression de refoulement

Au départ d'une station de pompage la pression maximale de refoulement ne doit pas dépasser la pression maximale admissible en service pour les tubes et accessoires de la conduite :

$$P_{ref} < PMS .$$

La pression maximale de service est définie comme étant la pression maximale dans les conditions d'exploitation normale. Elle tient compte aussi des suppressions accidentelles inopinés. Pour cela, le règlement de sécurité autorise une tolérance de 10% au-delà de cette valeur en cas de suppression maximale de service et elle est définie comme :

$$PMS = \frac{2 \cdot e \cdot \sigma \cdot T_e}{D_{ext} \cdot K_e}$$

Avec :

e : Epaisseur du tube (mm)

σ : Contrainte admissible (Mpa)

T_e : Tolérance de fabrication sur l'épaisseur négative = 8%

K_e : Tolérance de fabrication sur le diamètre positive = 1%

D_{ext} : Diamètre extérieur de tube (mm)

➤ Calcul du gradient hydraulique

Pour l'obtention, des pressions entre deux points successifs pour un débit donné. On applique l'équation de Bernoulli :

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho \cdot g} + \frac{V^2}{2 \cdot g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho \cdot g} + \frac{V^2}{2 \cdot g} + \Delta H$$

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Avec

Z: Atitude du point (m)

P: pression mesurée au point considéré (Pa)

ρ : masse volumique du fluide (kg/m³)

g : accélération de la pesanteur en (m/s²)

ΔH : perte de charge due à l'écoulement (m)

V : vitesse moyenne de l'écoulement (m/s)

Pour cela on procède comme suit :

En imposant une pression d'arrivée du liquide au point de control est égale à 2 bars, et en allant dans le sens inverse de l'écoulement, on peut déterminer les pressions sur toute la ligne qui seront comparer à leur tour aux pressions maximales de service.

VI.4.2. Détermination du nombre de stations de pompage

Le choix de nombre de stations se base sur le tracé du gradient hydraulique en intégrant les hypothèses suivantes :

- ♣ La pression à assurer au point de contrôle (la plus grande altitude au niveau l'oléoduc) est deux (02) bars (hypothèse de départ).
- ♣ La pression de départ ne doit pas dépasser les 100 bars conformément aux exigences dictées par le (Règlement algérien de sécurité pour les canalisations du transport des hydrocarbures liquéfiés sous pression
- ♣ Vaincre le point le plus haut
- ♣ S'assurer que la pression à l'entrée de la pompe (pression d'aspiration) ne soit pas en dessous de 5 bars

VI.4.3. Calcul des caractéristiques des pompes

➤ Calcul de la hauteur manométrique total

La hauteur manométrique total est calculer par la formule suivante :

$$H_{mt}=H_g+\Delta H_{asp} +\Delta H_{ref} + \frac{(P_2-P_1)}{\rho g}$$

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Avec:

H_g : la hauteur géométrique (m)

ΔH_{asp} : la perte de charge coté aspiration (m)

ΔH_{ref} : perte de charge coté refoulement (m)

$P1, P2$: La pression à l'entrée et à la sortie de de la pompe (bar)

ρ : la masse volumique (kg/m³)

g : accélération de la pesanteur en (m/s²)

➤ Calcul des puissances absorbées des pompes

$$P_{abs} = \frac{\rho \cdot g \cdot Q \cdot H_{mt}}{\eta}$$

Avec :

ρ : Masse volumique (kg/m³)

g : Accélération de la pesanteur (m/s²)

Q : Débit transporté (m³/h)

η : Rendement de la pompe (%)

VI.5. Résultats de l'étude

L'objectif assigné à notre travail consiste à donner des réponses aux questions ?

Quelles seraient les configurations possibles de toutes les stations pour atteindre les débits suivants 1800m³/h ;800 m³/h ;2200 m³/h ;1546m³/h ?

La réponse est représentée par les tableaux ci-dessous en suivant la démarche théorique précédemment développé.

Tableau VI.4 Données de calcul du régime de fonctionnement des stations de pompage

D_n (m)	ε (m)	Q (m ³ /h)	V (m/s)	$V_{(sct)}$	Re	λ
0,59	0,000046	1800	1,83	3,24	333198,7	0,0149
0,59	0,000046	1546	1,57	3,24	286180,7	0,015
0,59	0,000046	800	0,81	3,24	148088,3	0,016
0,59	0,000046	2200	2,24	3,24	407242,9	0,013

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Remarque

En adoptant une configuration choisie, on calcule les différentes pressions aux niveaux des stations de pompage (SP1, SP1bis, SP2, SP3) le long de l'oléoduc OB1, selon une plage de débits établie (800 m³/h ; 1546 m³/h ; 1800 m³/h ; 2200 m³/h) .

Pour répondre à la problématique posée au départ, la meilleure configuration des stations de pompage qui nous permet de véhiculer la quantité de liquide, demandées en toute sécurité est donnée par le tableau suivant :

Tableau VI.5 Régime de fonctionnement des stations de pompage

Ouvrage OB1			SP1 (Nouvelle) H E H	SP1 Bis Djamaa	SP2 Biskra	SP3 M'Sila
Phase	Débit (m ³ /h)	Capacité (MTA)	Nombre de machines nécessaires par station			
1	800	5,07	1	0	1	1
2	1 546	9,8	3	0	2	2
3	1 800	11,4	3	1	3	3
4	2 200	14,0	4	1	4	4

☞ Pour un débit de 800 m³/h :

Tableau VI.6 Résultats de calcul pour la 1^{ère} variante

Q(m ³ /h)	SP	Altitude(m)	Longueur (km)	P (bar)	HMT(m)	rendement	Puissance totale(kw)
800	T arrivé	2,2	666,72	76,03			
	sp3	465	492,245	50,48	568,18	79,7	
	sp2	220,13	350,49	33,94	361,54	60,5	
	sp1	152	0	33,54	356,62	82	3104,88

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

Les résultats sont résumés ci-dessous :

- ♣ Pression départ à SP1=33.55 bars.
- ♣ Hmt=356.62154 m
- ♣ Puissance totale absorbé =3104.886957 kw.

- ♣ Pression arrivée à SP2 =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP2=33.94bars
- ♣ Hmt=361.55 m
- ♣
- ♣ Pression arrivée à SP3=5 bars.
- ♣ Pression départ a SP3=50.48bars
- ♣ Hmt=568.19 m
- ♣ Pression au niveau de Terminale arrivé =76.03 bars.

🌀 Pour un débit de 1546 m³/h

Tableau VI.7 Résultats de calcul pour la 2^{ème} variante

Q(m ³ /h)	SP	Altitude(m)	Longueur (km)	P (bar)	HMT(m)	rendement	Puissance totale(kw)
1546	T arrivé	2,2	666,72	55.02			
	sp3	465	492,245	58.22	664.89	79,5	
	sp2	220,13	350,49	57.30	653.38	82	
	sp1	152	0	80.40	941.92	82	9563.09

Les résultats sont résumés ci-dessous :

- ♣ Pression départ à SP1=80.40 bars.
- ♣ Hmt=941.92113m
- ♣ Puissance totale absorbé =9563.096 kw

- ♣ Pression arrivée à SP2 bis =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP2 bis=57.30bars

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

- ♣ Hmt=653.38 m
- ♣
- ♣ Pression arrivée à SP3 bis =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP3 bis=58.22bars
- ♣ Hmt=664.89 m
- ♣ Pression au niveau de Terminale arrivé =55.02 bars.

🌀 Pour un débit de 1800m³/h

Tableau VI.8 Résultats de calcul pour la 3^{ème} variante

Q(m ³ /h)	SP	Altitude(m)	Longueur (km)	P (bar)	HMT(m)	rendement	Puissance totale(kw)
1800	T arrivé	2,2	666,72	47.82			
	sp3	465	492,245	61.98	711.81	79,5	
	sp2	220,13	350,49	68.63	794.95	84	
	SP1 bis	83	189.83	65.88	760.57	82	
	sp1	152	0	69.49	805.63	82	13638.63

Les résultats sont résumés ci-dessous :

- ♣ Pression départ à SP1=69.49 bars.
- ♣ Hmt=805.63m
- ♣ Puissance totale absorbé =13638.63 kw.

- ♣ Pression arrivée à SP1 bis =5 bars
- ♣ Pression départ à SP1bis=65.88bars.
- ♣ Hmt=760.57m

- ♣ Pression arrivée à SP2 =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP2 =68.63bars
- ♣ Hmt=794.95 m

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

- ♣ Pression arrivée à SP3 =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP3 =61.98bars
- ♣ Hmt=711.84m
- ☞ Pression au niveau de Terminale arrivé =47.82 bars.

🔗 Pour un débit de 2200m³/h

Tableau VI.9. Résultats de calcul pour la 4^{eme} variante

Q(m ³ /h)	SP	Altitude(m)	Longueur (km)	P (bar)	HMT(m)	rendement	Puissance totale(kw)
2200	T arrivé	2,2	666,72	32.81			
	sp3	465	492,245	66.40	767.10	79,5	
	sp2	220,13	350,49	81.99	961.81	85.5	
	SP1 bis	83	189.83	81.02	949.68	82	
	sp1	152	0	87.37	1029.08	82	22016.378

Les résultats sont résumés ci-dessous :

- ♣ Pression départ à SP1= 87.378bars.
- ♣ Hmt=1029.088m
- ♣ Puissance totale absorbé =22016.37208kw.

- ♣ Pression arrivée à SP1 bis =5 bars
- ♣ Pression départ à SP1bis=81.022bars.
- ♣ Hmt=949.687m

- ♣ Pression arrivée à SP2 =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP2 =81.99bars
- ♣ Hmt=961.81m

- ♣ Pression arrivée à SP3 =5 bars.
- ♣ Pression départ a SP3 =66.41bars

Chapitre VI : Calcul de régime du fonctionnement des stations de pompage

♣ Hmt=767.10m

☞ Pression au niveau de Terminale arrivé =32.81bars.

La représentation graphique des résultats :

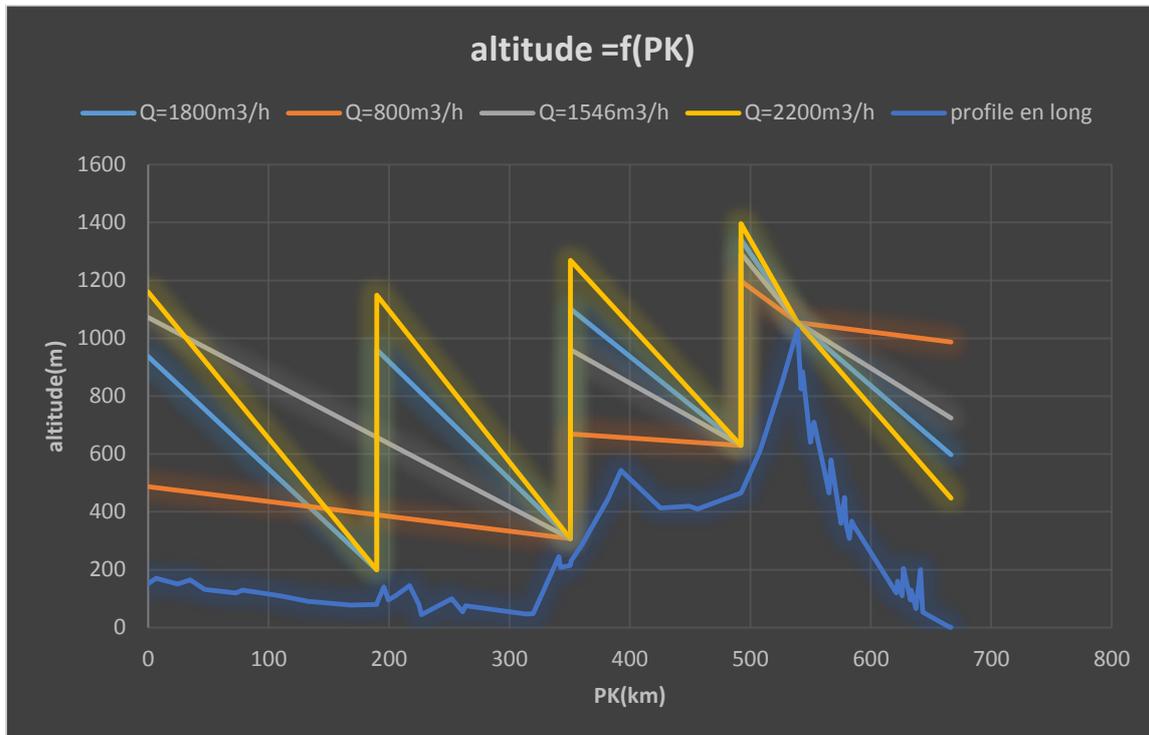


Figure VI.3. Le profil en long et le gradient hydraulique de L'OB1.

L'interprétation des résultats

On remarque que :

- La pression de refoulement aux niveaux de chaque station de pompage ne dépasse pas la pression maximale de service.
- La pression d'arrivée à chaque station de pompage doit être supérieure à une pression minimale de service pour éviter le phénomène de cavitation (pression d'aspiration est estimée 5 bars)
- La pression au niveau de point de contrôle (le niveau le plus haut) ne dépasse pas les 2 bars.
- La pression au Terminal d'arrivée pour les deux débits $800\text{m}^3/\text{h}$ et $1546\text{m}^3/\text{h}$, dépasse la pression demandée (45 bars), on adoptera alors un système de détente afin d'atteindre la pression voulue

VI.6. Conclusion

Pour assurer notre régime de fonctionnement des stations de pompage, nous avons fait appel au logiciel professionnel de simulation PIPEPHASE avec lequel nous confronterons ses sorties avec les résultats des calculs sous Excel obtenus.

CHAPITRE VII

SIMULATION PAR PIPEPHASE

VII.1 Introduction

Après avoir abordé l'aspect théorique de l'écoulement du pétrole dans les canalisations de transport, nous allons détailler dans ce chapitre la procédure de simulation par « PIPEPHASE ».

PIPEPHASE est un programme de simulation qui simule les états étudiés de Pression, température dans les puits, les pipes et autre configurations linéaires ou réseau de pipe, puits, pompes, compresseurs et autres équipements. PIPEPHASE peut traiter les écoulements monophasiques (huile ou gaz) comme il peut traiter les écoulements diphasiques. Il peut faire le calcul pour des liaisons individuelles ainsi que pour un réseau de plusieurs pipes. On fixe le débit et on estime la pression de départ mais pour l'arrivée on fixe la pression et on estime le débit, les paramètres estimés seront calculés par PIPEPHASE.

Notre tâche est donc d'élaborer un programme de calcul qui nous permet de déterminer les paramètres suivants :

- ☞ Le profil des pressions, et vitesses du pétrole brut, l'écoulement à l'intérieur de l'oléoduc ;
- ☞ Des pertes d'énergie par frottement au cours du transport ;
- ☞ L'espacement des stations de pompage le long de la ligne ;

Dans ce chapitre on décrit le logiciel (PIPEPHASE) qui a fait ses preuves pendant plusieurs années dans les bureaux d'étude de la SONATRACH, et qui a été utilisé pour l'étude et le dimensionnement de plusieurs ouvrages importants de transport d'hydrocarbure par canalisations.

Ensuite, on effectue une étude comparative entre les résultats obtenus par Excel et ceux obtenus par PIPEPHASE pour différents points afin de valider notre procédure de calcul. Ce qui nous permettra par la suite d'obtenir des pressions, des profils en long et de dimensionner n'importe quel oléoduc et en particulier l'oléoduc OB1.

VII.2. Description du logiciel PIPEPHASE

PIPEPHASE est un simulateur puissant, équilibré, multiphasé, de flux de liquide, pour prévoir des pressions, des températures et des (pièges de pétrole) dans les puits, des lignes d'écoulement, des systèmes de collecte et de distribution. Il est efficace pour concevoir de

Chapitre VII : simulation par PIPEPHASE

nouveaux système, surveiller les systèmes courants et prévenir ou résoudre des problèmes.

PIPEPHASE inclut des possibilités d'optimisation puissantes appelés NETOPT qui permet d'augmenter la performance du réseau. En définissant des objectifs opérationnels spécifiques.

Il y a sept types de fluides (modelables) en PIPEPHASE :

- ☞ Composition
- ☞ Pétrole brut
- ☞ Gaz condensat
- ☞ Gaz
- ☞ Liquide
- ☞ Vapeur
- ☞ Pétrole brut composé

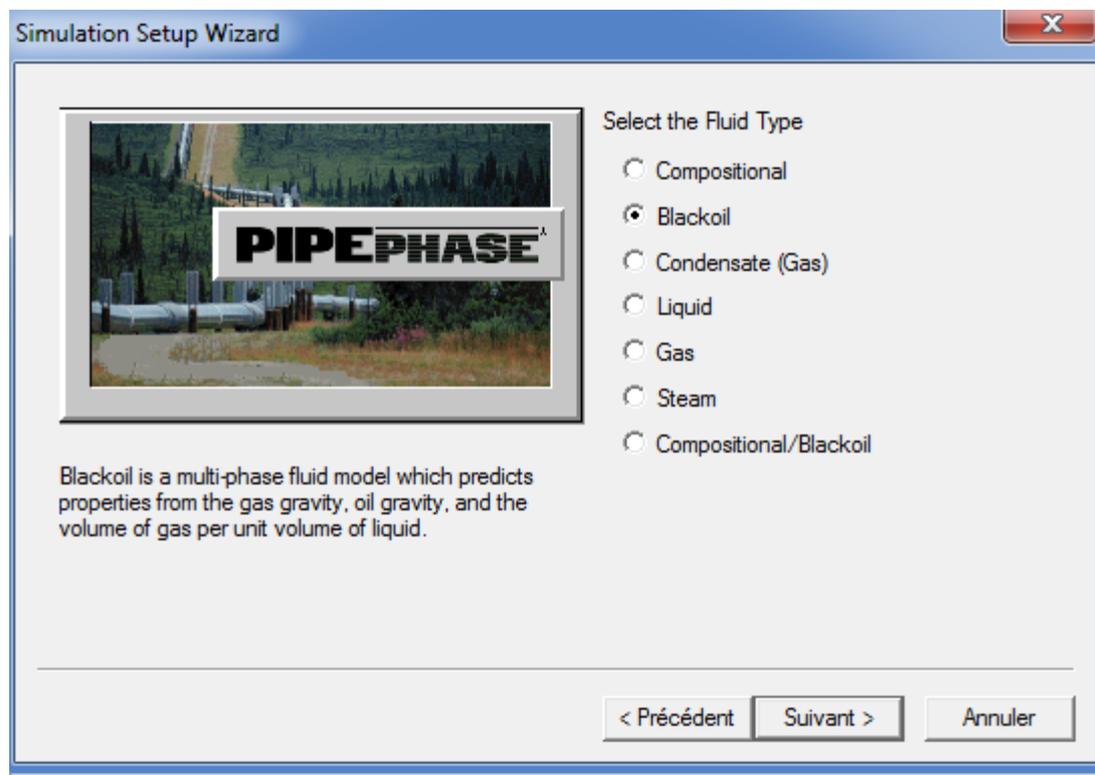


Figure VII.1. Type de fluide à traité par PIPEPHASE

Le type de fluide détermine comment le programme peut obtenir les propriétés physiques nécessaires pour des calculs de chute de pression et de transfert thermique à partir de la banque de données de PIPEPHASE, à partir des corrélations empiriques intégrées, ou à partir d'entrées écrites par l'utilisateur.

VII.3. Equations de base utilisées par PIPEPHASE

PIPEPHASE est muni de 04 corrélations pour calculer les pertes de charges :

1-Panhandle B : Utilisée pour les grandes distances et les grands diamètres

2-Weymouth : Utilisée pour les petites distances et les petits diamètres

3-Moody :utilisée pour tous les diamètres et distances et spécialement pour les grandes vitesses d'écoulement

4-American Gas Association : Recommandée par American Gas Association

Remarque

L'équation qui correspond le plus à notre étude est celle de monsieur MOODY .

Le diagramme de Moody est un graphique sous forme non-dimensionnelle qui concerne le coefficient de frottement de Darcy-Weisbach, nombre de Reynolds et de la rugosité relative de flux entièrement développé dans un tuyau circulaire. Il peut être utilisé pour l'élaboration de la chute de pression ou le débit.

VII.4. Etude comparative

Cette étude consiste à comparer les résultats obtenus par Excel à ceux calculés par le logiciel PIPEPHASE, cela pour notre tracé et pour différentes variantes du débit.

VII.4.1. Résultats obtenus par le logiciel PIPEPHASE

1^{ère} Variante : Q= 800m³/h

Tableau VII.1 : Tableau de comparaison pour la 1^{ère} variante

stations de pompage P(bars)	résultats obtenus par Excel P(bars)	résultats obtenus par PIPEPHASE P(bars)	Erreur ΔP
SP1	33,55	33,43	0,1174
SP2	33,94	33,67	0,27
SP3	50,48	50,48	0
TA	76,03	76,36	-0,326

Chapitre VII : simulation par PIPEPHASE

2^{eme} variante : Q=1546 m³/h

Tableau VII.2 : Tableau de comparaison pour la 2^{eme} variante

stations de pompage	Résultats obtenus par Excel P(bars)	résultats obtenus par PIPEPHASE P(bars)	Erreur ΔP
SP1	80,4	80,5	-0,1
SP2	57,3	57,58	-0,3
SP3	58,2	58,22	0,0
TA	55,0	55,89	-0,9

3^{eme} variante : Q = 1800m³/h

Tableau VII.3 : Tableau de comparaison pour la 3^{eme} variante

stations de pompage	résultats obtenus par Excel P(bars)	résultats obtenus par PIPEPHASE P(bars)	Erreur ΔP
SP1	69,49	69,12	0,37
SP1bis	65,88	65,72	0,16
SP2	68,63	68,9	-0,27
SP3	61,98	61,72	0,26
TA	47,82	47,5	0,32

4^{eme} variante : Q = 2200m²/h

Tableau VII.4 : Tableau de comparaison pour la 4^{eme} variante

stations de pompage	Résultats obtenus par Excel P(bars)	résultats obtenus par PIPEPHASE P(bars)	Erreur ΔP
SP1	87,37	87,25	0,12
SP1bis	81,022	81,42	-0,398
SP2	81,992	81,9	0,092
SP3	66,4	66,4	0
TA	32,81	32,52	0,29

VII.4.2. Interprétation des résultats

Les résultats obtenus par le programme de calcul PIPEPHASE en terme de pression le long de la conduite est très proche de ceux obtenus par EXCEL.

☞ Pour les différents cas de configuration choisis on remarque :

1. la pression (le paramètre le plus déterminant de notre étude) varie proportionnellement avec la variation de l'altitude entre deux stations successives.
2. Une diminution de pression le long de l'oléoduc jusqu'à atteindre une valeur de 5 bars à l'arrivée de la station suivante.
3. la pression nécessaire, pour vaincre la différence d'altitude et les différentes pertes de charge et faire transporter le pétrole au-delà du pic le plus hauts, varie inversement proportionnelle de diamètre de l'oléoduc utiliser.
4. Les écarts qui existent entre les résultats des deux méthodes (le calcul par PIPEPHASE et Excel) sont dus essentiellement à :

La différence des équations adoptées par notre calcul fait par EXCEL et le logiciel PIPEPHASE

Une estimation différente du coefficient de perte de charge linéaire, de la viscosité et des propriétés physiques du fluide transporté

Le tracé de graphe du gradient hydraulique à l'aide des résultats obtenus par PIPEPHASE

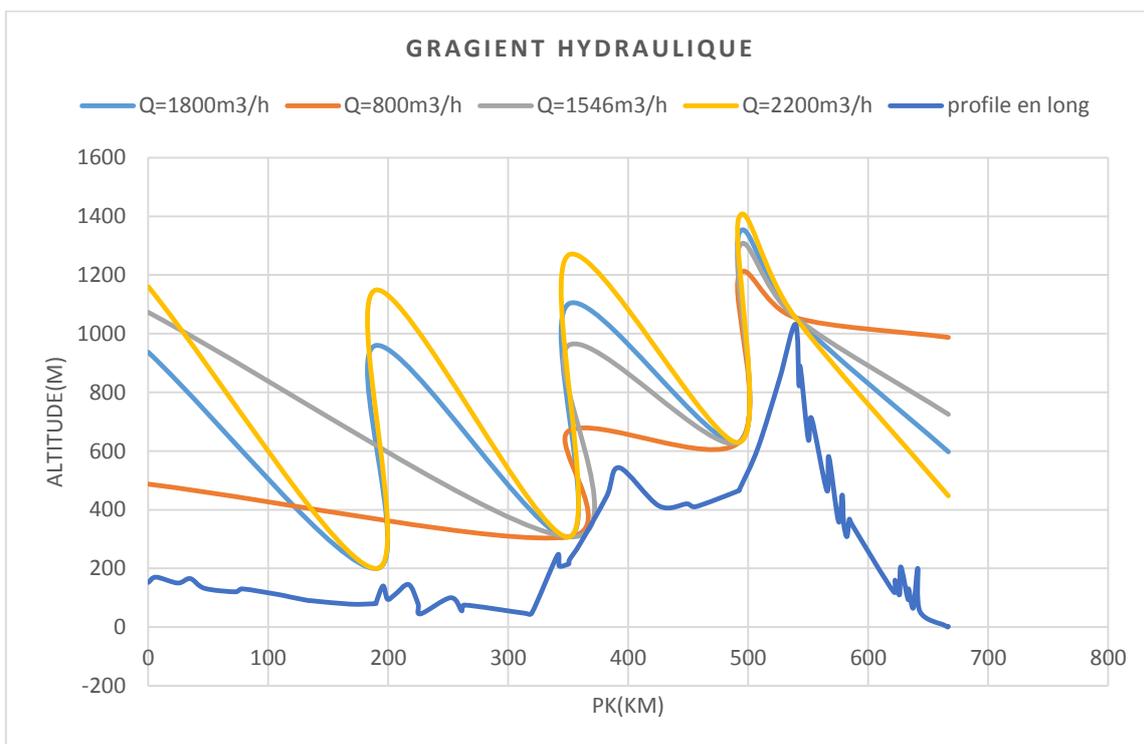


Figure VII.2 : gradient hydraulique de l'OB1 par PIPEPHASE

VII.5. Conclusion

D'après l'étude comparative, nous constatons que les résultats obtenus par EXCEL sont satisfaisants comparativement à ceux obtenus par le logiciel PIPEPHASE. Nous considérons donc qu'il est justifié d'utiliser le logiciel de simulation PIPEPHASE au niveau de bureau d'étude de SONATRACH.

Chapitre VIII

Le choix des meilleures variante
d'exploitation pour répondre au
programme de transport à moyen terme

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

VIII.1 Introduction

Le stockage des ressources énergétiques est non seulement nécessaire pour compenser les fluctuations d'approvisionnement dues à toutes sortes d'aléas lors de la production, du transport et du raffinage, ou les variations de la consommation, qui dépendent notamment des conditions météorologiques. Il est aussi stratégique pour assurer un minimum d'autonomie énergétique du pays consommateur.

Les dépôts pétroliers importants se trouvent essentiellement sur les lieux de production du pétrole brut, aux extrémités des oléoducs, dans les terminaux de chargement et de déchargement du pétrole, à proximité des raffineries. Ces stockages concernent le pétrole brut, les charges, et les produits finis avant expédition.

En Algérie, Il en existe plusieurs terminaux marins qui servent à recevoir et stocker le pétrole brut afin de l'exporter en utilisant des pétroliers, par rappel :

1. **Arzew** : Equipé de 3 postes de chargement permettent de charger des navires de 1000 à 20 000 tonnes.
2. **Bejaia**: Equipé de 2 postes de chargement (3 000 à 45 000 tonnes) et (supérieur à 30 000 tonnes) .
3. **Skikda**: Un poste de chargement.

Remarque :

La grande majorité des exportations sont faites à partir des ports d'Arzew et de Bejaia, car le port de Skikda est réservé en grande partie à la distribution nationale, et les volumes exportés occasionnellement à partir de ce port sont insignifiants ;



Figure VIII.1 : Le terminal marin de Bejaia en Algérie

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

VIII.2. Présentation de terminal marin du Bejaia (Nord et Sud)

Le terminal marin est situé à 2 km au Sud-ouest de la ville de Bejaïa. Il est limité au Nord par une voie ferrique, au Sud par l'oued Soummam, à l'Est par le golf de Bejaïa et à l'Ouest par la route nationale.

Le terminal marin de Bejaïa se compose :

- ☞ D'un parc de stockage Nord.
- ☞ D'un parc de stockage Sud.

Ses principales fonctions sont :

- ☞ Le stockage des produits pétroliers arrivant par l'oléoduc vers les bacs,
- ☞ Le chargement des pétroliers.

Les gisements d'hydrocarbures se trouvent dans le Sud de l'Algérie. Le terminal marin de Bejaïa fait partie des terminaux Nord de l'Algérie utilisés pour réceptionner les hydrocarbures venant du Sud afin de les exporter.



Figure VIII.2. Terminal marin de Bejaia nord

Il est divisé en deux parcs de stockage Nord et Sud séparé par la nationale n°9.

Le parc de stockage Nord dispose de

- ✚ Douze (12) bacs à toit flottant d'une capacité unitaire de 35 000 m³ et d'un volume utile unitaire de 27 500 m³, Le diamètre des bacs est de 56 m et leur hauteur cylindrique est de 14,4 m. Ces bacs servent essentiellement au stockage de pétrole brut.
- ✚ Un (01) bac à toit fixe d'une capacité de 2 900 m³. Le diamètre du bac est de 14,4 m et sa hauteur cylindrique est de 16 m. Ce bac est destiné à recevoir les produits issus de la gare

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

racleur en cas de décharge des soupapes de sécurité, mais sert également à récupérer les purges des collecteurs et manifolds.

Le parc de stockage Sud dispose de

✚ Quatre (04) bacs à toit flottant d'une capacité unitaire de 50 000 m³ et d'un volume utile unitaire de 41 000 m³. Le diamètre des bacs est de 68 m et leur hauteur cylindrique est de 14,65 m. Ces bacs servent essentiellement au stockage de Condensât mais peuvent aussi contenir du brut.

Pour faire fonctionner le parc de stockage, le terminal marin dispose des équipements suivants

- Une salle de contrôle,
- Une gare racleur arrivée,
- Un manifold arrivé,
- D'un manifold de départ (Nord & Sud)
- Onze (11) lignes de transfert bac à bac,
- Trois (3) lignes de chargement vers le port pétrolier,
- Une (1) ligne de chargement en mer,
- Un poste de chargement Sea line pour le chargement SPM (SPM : single point mooring, c'est un système de chargement des navires).

Le terminal marin dispose d'un manifold arrivé et de deux manifolds départ. L'installation du Sea line a fait doter le terminal d'un troisième manifold pour le ravitaillement des pétroliers en mer. Ces manifolds consistent en un ensemble de canalisations, vannes et autres équipements annexes et constituent les postes d'aiguillage pour assurer tous les mouvements de produit, notamment :

- Le remplissage par pipe-line,
- Le remplissage et la vidange sélectifs de réservoirs,
- Le transfert d'un réservoir à un autre (transvasement).
- L'exportation de pétrole brut vers les pays Européens.

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

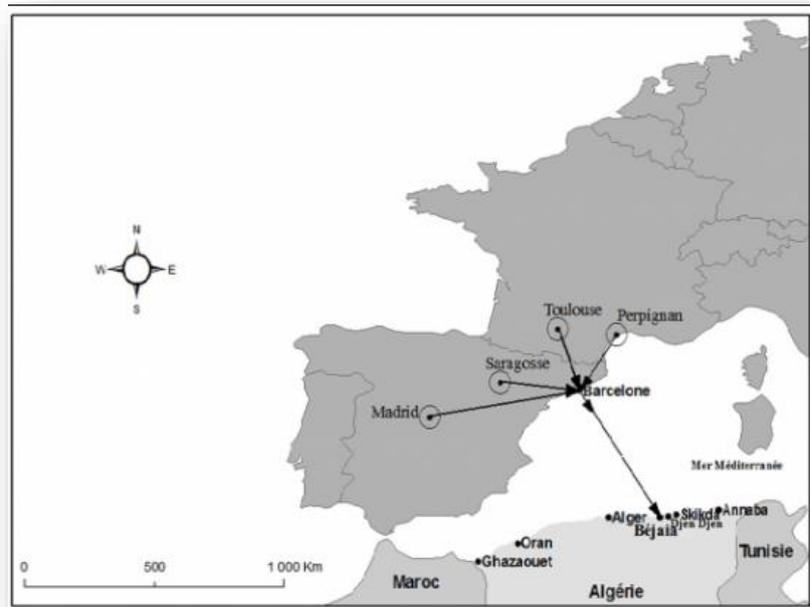


Figure VIII.3 : Les liaisons de port de Bejaia avec les pays importateurs du pétrole

VIII.3. L'acceptabilité et le temps de chargement des navires

Les navires sont acceptés ou non, selon les capacités de chargement seulement, car les navires d'une même capacité possèdent aussi, (à-peu-près) la même longueur.

Le temps de chargement des navires varie en fonction de la taille de ces derniers, il est mesuré en heures et varie de 16h pour les navires de 4.000 tonnes jusqu'à 30h pour ceux de 42000 tonnes.

VIII.4. Coût de transport

Le pétrole brut exporté à partir de terminal marin de Bejaia est vendu en CIF & CFR (CIF : coût assurance et fret ; CFR : coût et fret) son prix de facturation est composé d'une partie **FOB** (Free On Board) ; (une marchandise est achetée ou vendue "FOB" quand celle-ci est achetée sans les frais de transport et autres frais et taxes y afférents et sans les assurances) et d'une partie 'fret' qui est le coût de transport.

L'élément 'fret' est déterminant pour la pénétration d'un produit sur un marché donné.

Ce dernier comprend :

VIII.4.1. Les frais d'exploitation

Se décomposent en deux parties

- ☞ Une part fixe ou semi fixe telle que les frais du personnel, assurance, taxes ;

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

☞ Une autre proportionnelle au tonnage telle que le remorquage, et des services divers.

VIII.4.2. Coût d'affrètement des navires

On distingue trois sortes d'affrètements

Affrètement spot ou au voyage : L'armateur s'engage à transporter une cargaison d'un port à un autre port désigné ;

Affrètement aux voyages consécutifs : Le navire sera utilisé pendant un certain temps, moins de deux ans en général, ou pour un nombre de voyages fixé d'avance.

Les prix de transport dans ces deux cas sont fixés à tonne suivant des barèmes de cotation tenant compte des fluctuations des tarifs de transport.

Affrètement au temps ou 'Time Charter' : L'armateur met à la disposition de l'affréteur pour une période donnée un an ou six mois, un navire avec son équipage, moyennant une location mensuelle.

L'affréteur a libre disposition du navire, il doit payer des frais d'exploitation, il est responsable de l'exécution du contrat de transport

VII.5. Position du problème

Pour vendre le pétrole brut SONATRACH a besoin de déterminer le régime d'alimentation (les débits) des bacs de stockages pour répondre aux besoins de client en tenir compte que le volume stocké au niveau des réservoirs ne dépasse pas le volume max.

Le travail consiste aussi à déterminer la meilleure variante d'exploitation pour répondre à un programme de transport donné, et de faire une comparaison avec la variante d'exploitation actuelle utilisée par SONATRACH pour le but de faire un choix optimal de régime d'alimentation des pétroliers.

Cette flotte sera chargée de transporter des quantités vendues, dans le cadre des ventes par contrat, ces quantités seront prélevées essentiellement de port de Bejaia pour les transporter directement vers des ports de déchargement bien définis qui ont une demande mensuelle avec une marge de flexibilité de livraison bien définie.

Les demandes mensuelles de chaque client et les marges de flexibilité de la livraison de ces demandes mensuelles sont stipulées dans des contrats annuels de vente.

Une quantité de produit chargée sur un navire, est considérée livrée au client, dès que ce navire reçoit le document prouvant que cette quantité a passé le bastingage de ce dernier et elle est prête pour être transporté vers ce client, la date de parution de ce document est considérée comme la date de livraison.

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

VIII.6. La résolution de la problématique

Comme on a mentionné ci-dessus le travail consiste à déterminer les débits d'alimentation des bacs de stockage pour répondre aux quantités livrées par les pétroliers ;

La plage de débits d'alimentation utilisée :

Tableau VIII.1 : plage de débits d'alimentation des bacs de stockage

Variante	1 ^{ère}	2 ^{ème}	3 ^{ème}	4 ^{ème}
Débit (m3/h)	800	1546	1800	2200

Les données

Tableau VIII.2 : la demande de pétrole brut pour les mois de janvier et février

janv-17		févr-17	
Jours	Capacité des navires (MT)	Jours	Capacité des navires (MT)
12	22316	01-févr	23128
13	58069	02-févr	18962
20	83900	11-févr	52448
25	7503	12-févr	80288
26	72743	14-févr	39724
27	82474	15-févr	44183
29	30493	20-févr	55281
30	53257	21-févr	24964
31	54870	27-févr	52487
		28-févr	27765

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

Tableau VIII.3 : la demande de pétrole brut pour les mois de Mars et Avril

mars-17				avr-17			
jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)
02-mars	9671	18-mars	82623	01-avr	83917	19-avr	54670
03-mars	42345	19-mars	41268	04-avr	29053	20-avr	25703
09-mars	40671	20-mars	35879	05-avr	55600	21-avr	80208
10-mars	36321	21-mars	40707	06-avr	48955	26-avr	38692
11-mars	74169	22-mars	36479	08-avr	80403	27-avr	43705
12-mars	50611	26-mars	46704	10-avr	19786	28-avr	80370
13-mars	44967	27-mars	34207	11-avr	43536	29-avr	30580
14mars	7153	30 mars	57716	12 avril	46489		
16-mars	43899	31-mars	22603	17-avr	18862		
17-mars	40549			18-avr	13976		

La méthode de calcul

♣ Les conditions de calcul

- ✚ Stock d'une telle date donnée est inférieur au stock max
- ✚ Le stock est supérieur à 30 000 T
- ✚ Le remplissage des navires est fait dans des bonnes conditions (pas de valeur négative dans ce qui concerne la capacité)

♣ L'organigramme de calcul

♣ Signification des abréviations

- ♣ stk : stock de réservoir

stkmax :stock max de réservoir

dem : demande (raffinerie + navires)

Vent : débit d'entrée dans les bacs de stockage converti en volume

stkint :stock initial

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

Vraff ; Vnav : volume de stock qui provient respectivement de la raffinerie et les navires

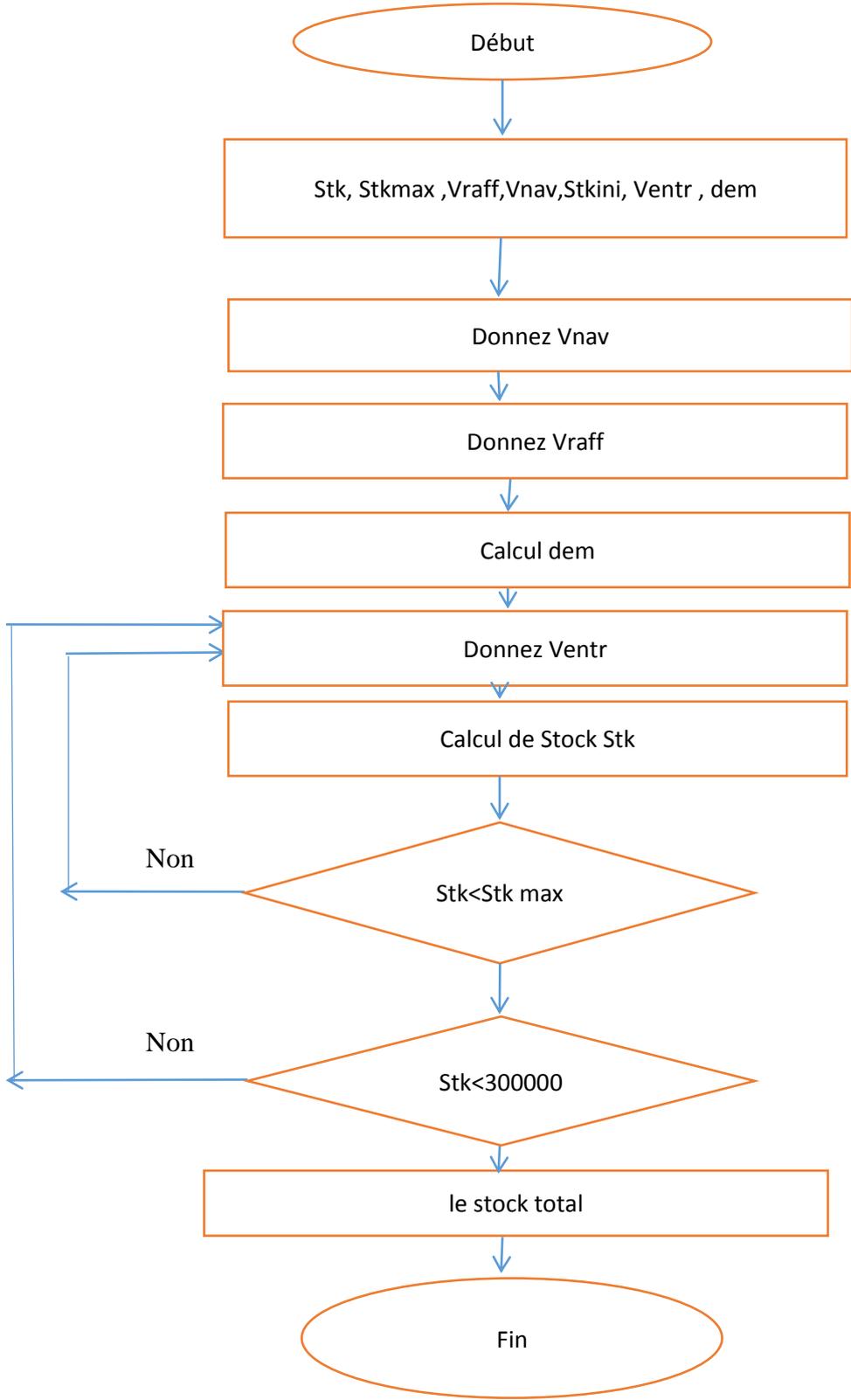


Figure VIII.4. Organigramme de calcul de régime d'alimentation des bacs de stockage

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

Remarque :

Le régime d'alimentation actuel des navires et les débits d'alimentation des raffineries est représenté au niveau de l'annexe

Résultat de calcul

Tableau VIII.4 : variante d'exploitation pour répondre au programme de transport des navires

Débit(m ³ /h)	800	1546	1800	2200
La durée d'utilisation de débit donnée pendant le mois de janvier (jour)	22	3	0	6
La durée d'utilisation de débit donnée pendant le mois de février (jour)	19	1	4	4
La durée d'utilisation de débit donnée pendant le mois de MARS (jour)	5	4	9	13
La durée d'utilisation de débit donnée pendant le mois d'AVRIL(jour)	3	9	8	9
La durée d'utilisation de débit donnée pendant les quatre (04) mois (jour)	49	17	21	32

Interprétation des résultats :

- ♣ On remarque qu'avec notre régime d'alimentation des bacs de stockage, on pourra alimenter les pétroliers et réserver une quantité importante au niveau des réservoirs pour pouvoir répondre aux demandes d'urgence externe ou interne de consommation.
- ♣ On remarque aussi que le régime d'alimentation des tankers avec notre plage de débit (800m³/h,1546m³/h ;1800m³/h et 2200 m³/h) est la plus économique à celle utilisée par le service d'exploitation au niveau de SONATRACH ;donc notre plage d'alimentation est la solution optimale de notre problème

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

Représentation graphiques des résultats

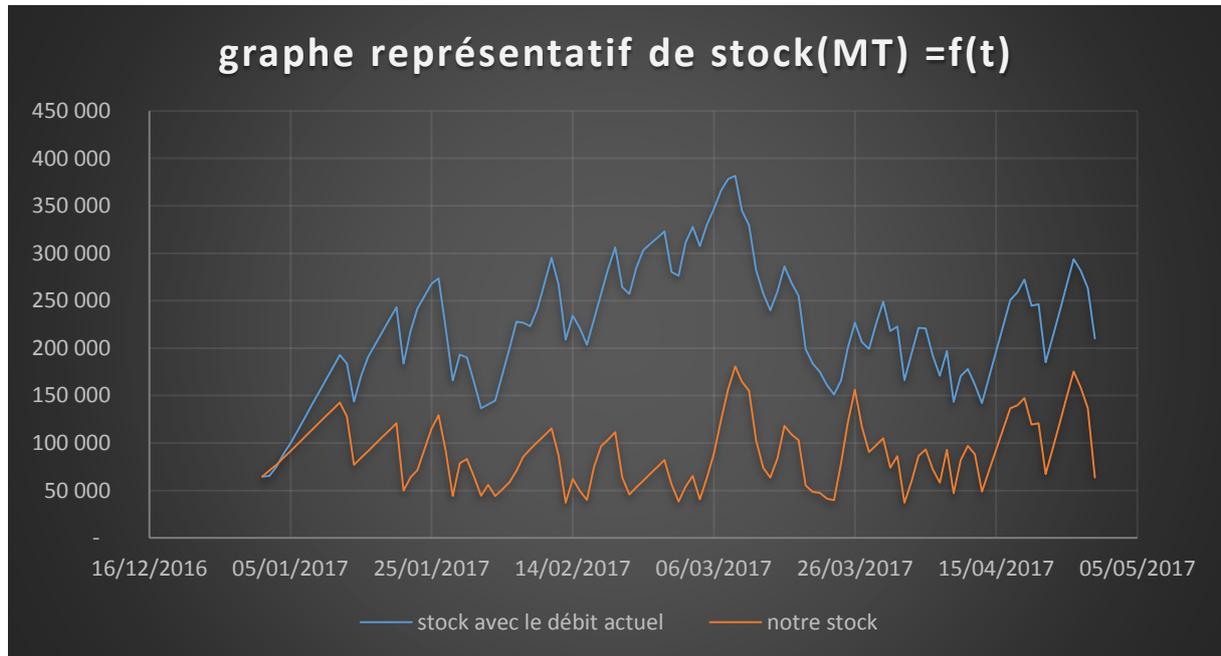


Figure VIII.5. Comparaison entre le stock avec le régime actuel et le régime testé

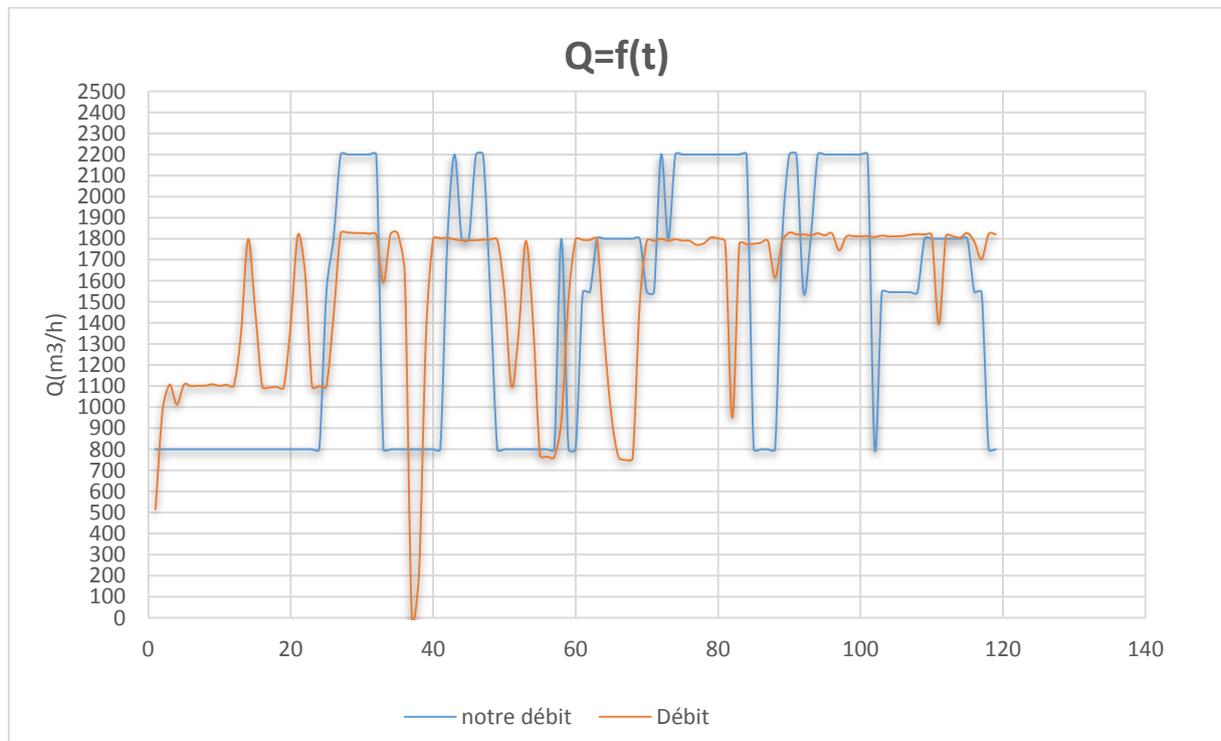


Figure VIII.6: les graphes représentatifs des différents débits d'alimentation actuels et testés

Chapitre VIII : choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au programme de transport à moyen terme

VIII.7. Conclusion

La détermination de régime d'alimentation des bacs de stockage dépend de débit de sortie de l'oléoduc, la capacité des moyens de transport et celle des réservoirs. Ce sont des éléments primordiaux pour avoir un choix optimal de cette variante afin de répondre au programme de transport à moyen et long terme.

Conclusion générale

Conclusion générale

Dans ce mémoire, nous avons proposé une solution qui réponde à la problématique posée par la SONATRACH- TRC : la détermination de régime d'alimentation des bacs de stockage qui répond à un programme de transport à moyen terme pour assurer les besoins des clients.

Pour cela des calculs des différentes pressions au niveau des stations de pompage (SP1, SP1bis, SP2, SP3) et des puissances nécessaires que doit fournir ces stations dans le but d'assurer le cheminement de pétrole d'une manière sécurisée selon notre plage de débit (800 m³/h, 1546m³/h, 1800m³/h, 2200m³/h), qui ont été effectuées.

Grâce au programme de simulation « PIPEPHASE », une vérification des résultats de calcul obtenus par Excel a été faite (Calcul comparatif).

Enfin, une comparaison entre le régime d'alimentation des bacs de stockage utilisé par SONATRACH et le régime obtenu selon notre plage de débits a été entreprise. Dans le but de trouver une solution optimale qui nous permet et de répondre aux besoins des clients d'une manière plus économique

Bibliographie

Bibliographie

- [1] :Mémoire (2011)AIT AKKACHE Ramdane et ADJER Nassim.,2011 : « ETUDE ET DIAGNOSTIC DU PIPE DEV-OG1 ; reliant la station de pompage Beni-Mansseur(Bejaia) à la raffinerie de Sidi-Arcine (Alger)» ;
- [2] :TRC, DOCUMENT INTERNE DE L'ACTIVITE TRANSPORT PAR CANALISATION ;
- [3] :R.Comolet .3^{ème} édition (1982).« Mécanique Expérimentale Des Fluides Tome II :Dynamique Des Fluides Réels », Turbomachines, Paris, Editions Masson.
- [4] :E.SHASHI Menom. Mechanical Engineering: liquid Pipeline Hydraulic. Columbus Division, Battelle Memorial. Institute and department of Mechanical Engineering the Ohio state University Columbus, Ohio,2004,287p. Numéro de référence ISBN:0-8247-5317-8
- [5] :J. VINCENT-GENOD (1972) : « Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation », Ecole National Supérieur du pétrole et des moteurs à combustion interne (ENSPN), édition TE CHNIP, France.
- [6] :Documents Techniques de SONATRACH-TRC.
- [7] :P.BOUCLY,(1989) : « Conception d'un réseau de transport ».Cours Ecole Nationale Supérieure Des Mines De Paris .
- [8] :H.LIU,(2003) : « Pipeline engineering».LEWIS Published .New York Washington.
- [9]:BENMOUNAH.A,(2007): « calcul hydraulique des pipelines ».Centre de développement et d'application des techniques pétroliers et gaziers de Hassi-Messaoud.
- [10] :E.RIEUTORD ,(1985) : « Mécanique des fluides ».INSA de Lyon.
M.CARLIER ,(1972) : « Hydraulique générale et appliquée».Paris,France,Eyrolles.
- [11] :J.PADET,(1991) : « Fluide en écoulement - méthodes et modèles ».Mosson.
- [12] :E.A.BRUN,A.MARTINOT-LAGARDE et J.MATHIEU,(1970) : "Mécaniques des fluides», édition:DUNOD.Tome3.

Webographie

- [13] :<http://www.hellocoton.fr/to/1qTtK#http://cmicho.blogspot.com/2016/06/5-cours-sur-les-pompes-et-stations-de.html>;
- [14] :<https://drive.google.com/file/d/0B7AtAharp7MZDBYNkhUMIV5UzA/view>

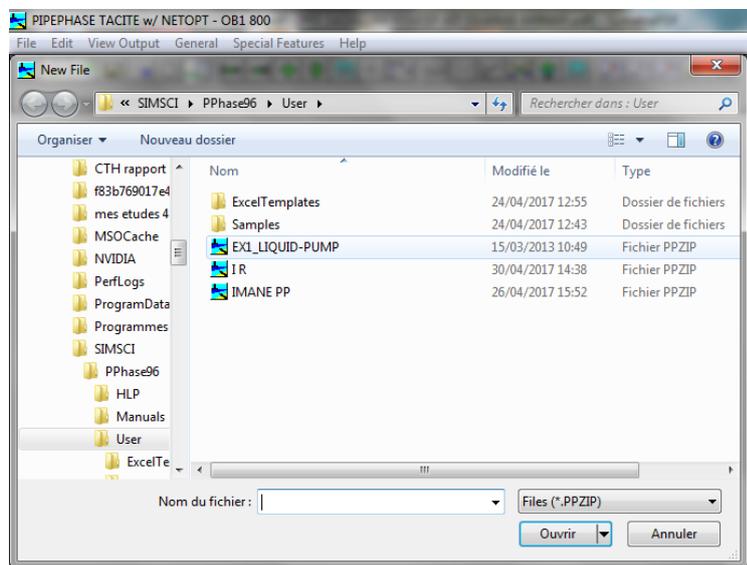
Annexe

ANNEXE

ANNEXE I : simulation des pressions aux niveaux des stations de pompage en utilisant le logiciel PIPEPHASE

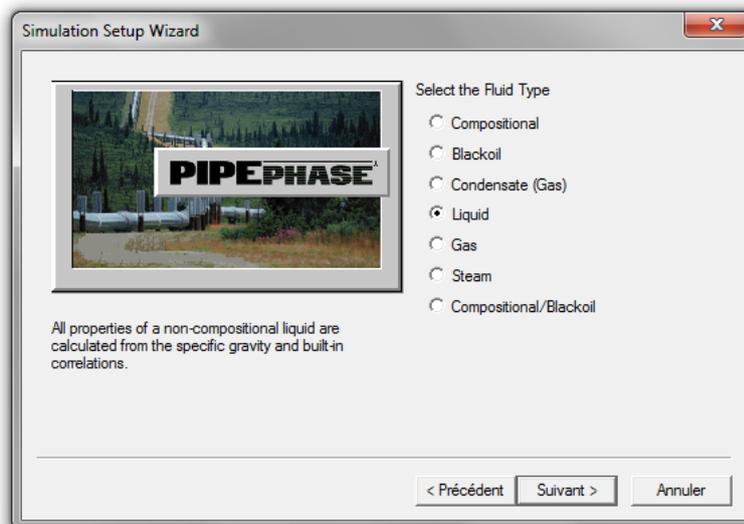
Pour la simulation de régime de fonctionnement des stations de pompage on suit les étapes suivantes :

- ❖ Double click sur le logiciel PIPEPHASE (notre version est 9.6) ;
- ❖ Pour crée un nouveau fichier, sur la barre d'outils on click sur "File " ensuite on choisit "new". Nous cliquons dessous, pour donner un nom au projet.



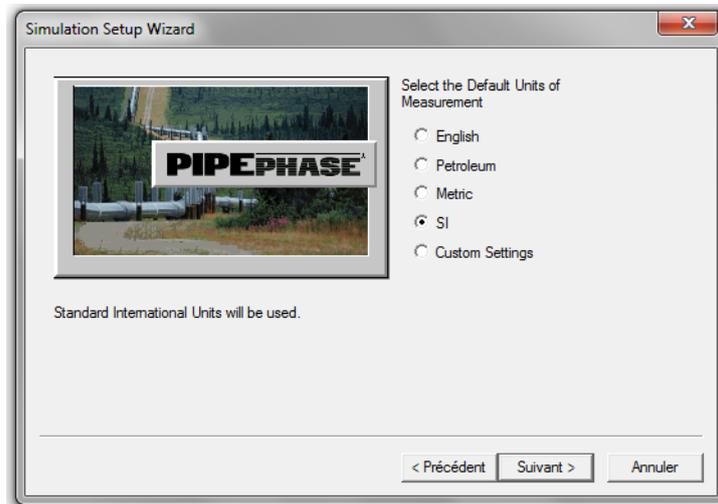
Annexe 01 : création d'un fichier sur PIPEPHASE

- ❖ Ensuite nous choisissons le type de fluide ;



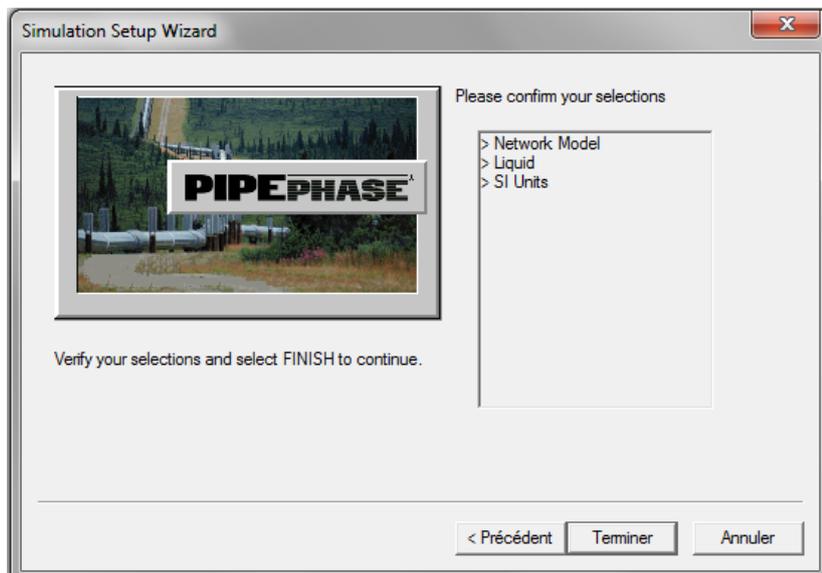
Annexe 02 : choix de type de fluide

- ❖ Après avoir cliqué sur la cône ” suivant’ ’ nous allons choisir le type des unités de mesure utilisée dans la simulation par pipephase (dans notre cas on choisit le système international SI).



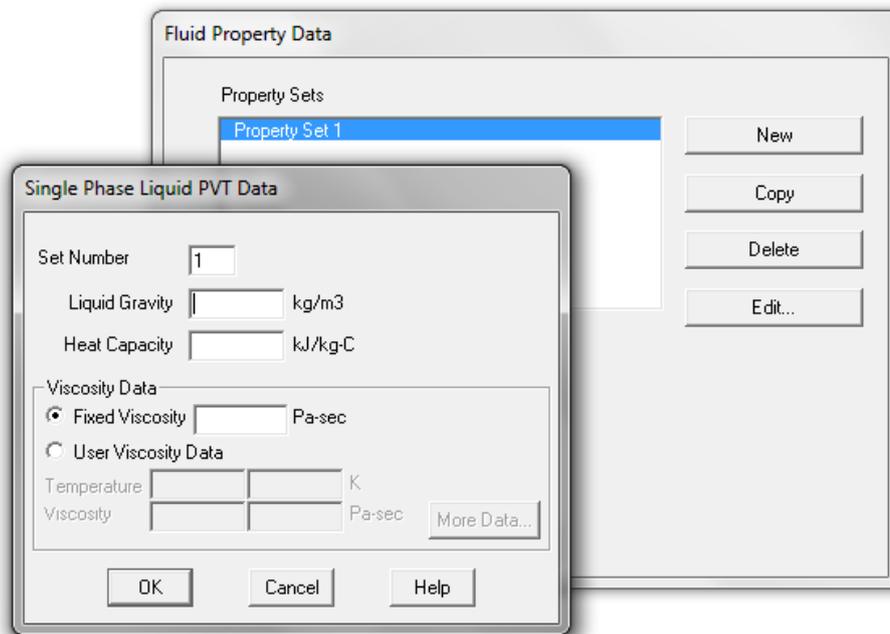
Annexe03 : choix des unités des paramètres

- ❖ Après la vérification de nos choix des paramètres on click sur ” terminer”.



Annexe 04 : Confirmation des choix

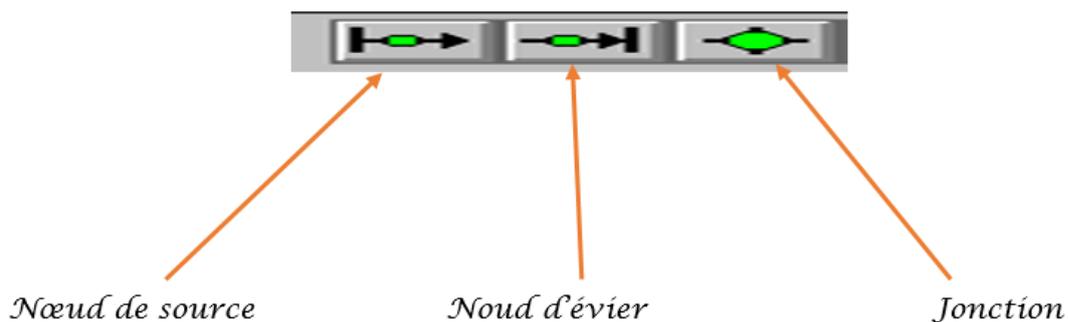
- ✿ Ensuite on click sur ‘Edit’ pour qu’on puisse régler les paramètres de fluide .



Annexe 05 : fenêtre pour introduire les paramètres de fluide

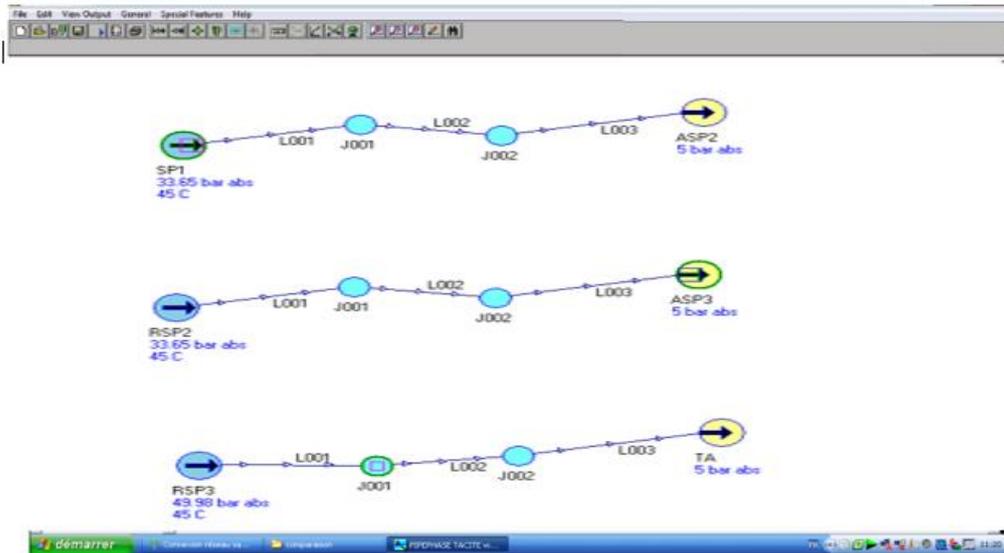
- ☒ La prochaine étape est de commencer à entrer les sources, nœuds, évier et jonctions requises pour le problème.

- ✿ Pour choisir les nœuds, sur la barre d’outils on clique sur l’un des icônes :



Annexe 06 : barre d’outil pour la simulation par PIPEPHASE

- ✿ En tenant compte de toutes ces informations, nous commençons alors le racer de notre réseau OB1



Annexe 07 : Fenêtre de simulation du réseau par pipephase

- ☒ La prochaine étape est de saisir les données pour chacun des sources et des éviers.
- ✿ Pour saisir les données pour une source, double click sur le nœud de cette dernière, et entre les informations

The 'Liquid Source' dialog box is shown with the following fields and values:

- Source Name:** SP1
- Short Name:** SP1
- Mandatory Data:**
 - Pressure:** Fixed (selected) 28 bar abs
 - Enthalpy:** Temperature 35 C
- Standard Flowrate:** Fixed (selected) 800 m3/hr
- Properties:** PVT Property Set 1
- Source Priority:** 0

 At the bottom, there are buttons for 'Disable Source', 'OK', 'Cancel', and 'Help'.

Annexe 08 : entrer les données de la source de pétrole

- ✿ Pour saisir les données pour l'évier, double click sur le nœud de ce dernier, une fenêtre va apparaitre comme celle représenté par la figure qui suite

Sink

Sink Name: ASP1BIS Short Name: ASP1

Injection Well

Mandatory Data

Pressure

Fixed bar abs

Estimated bar abs

Standard Flowrate

Fixed m3/hr

Estimated m3/hr

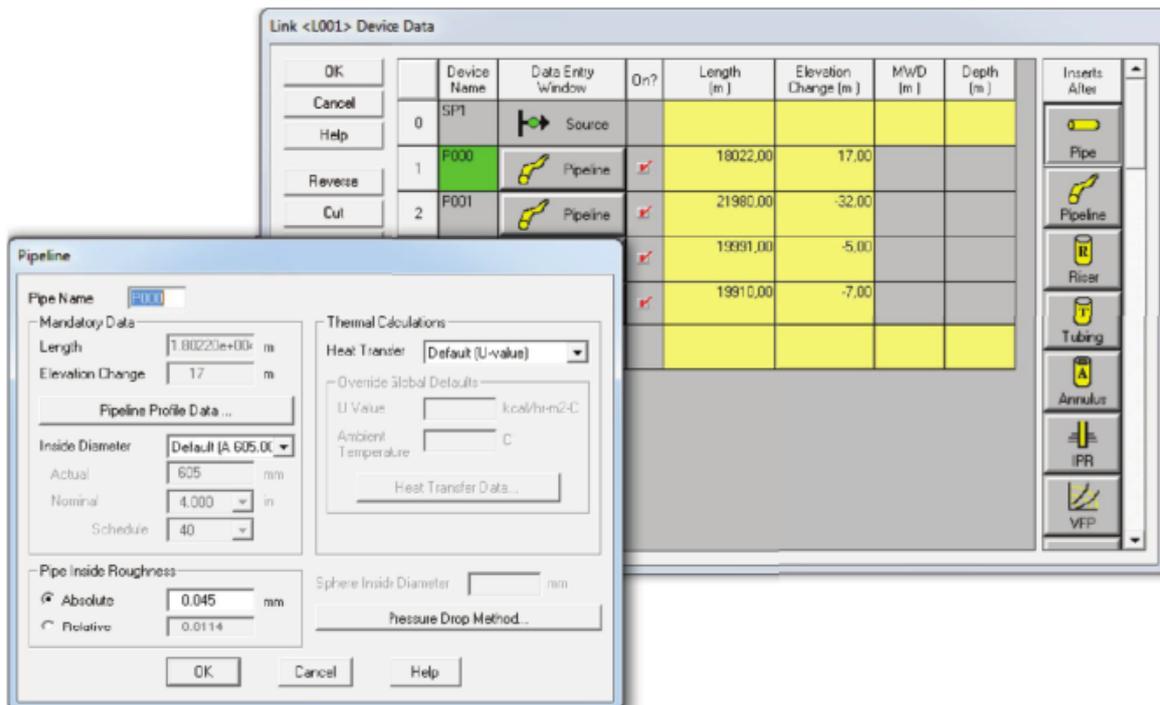
Disable Sink

OK Cancel Help

Annexes 09:fenêtre pour saisir les paramètres de l'évier

Pour finir, on doit saisir les données pour chacun des liens entre les différents nœuds.

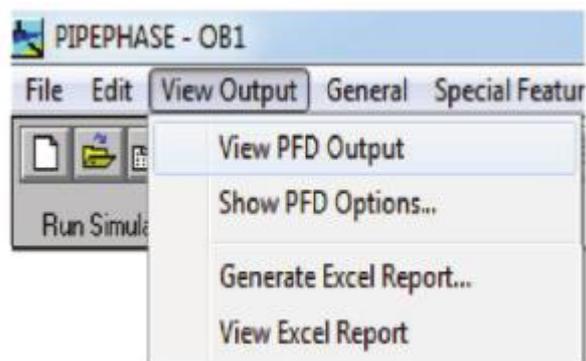
- ✿ Double clic sur un lien, et une fenêtre s'ouvre, en cliquant sur "Pipe" nous pouvons introduire les données du pipe



Annexe10 : Fenêtre pour saisir les données d'un lien

Pour lancer la simulation, sur la barre d'outils nous avons "Exécuter la simulation", nous cliquons dessus.

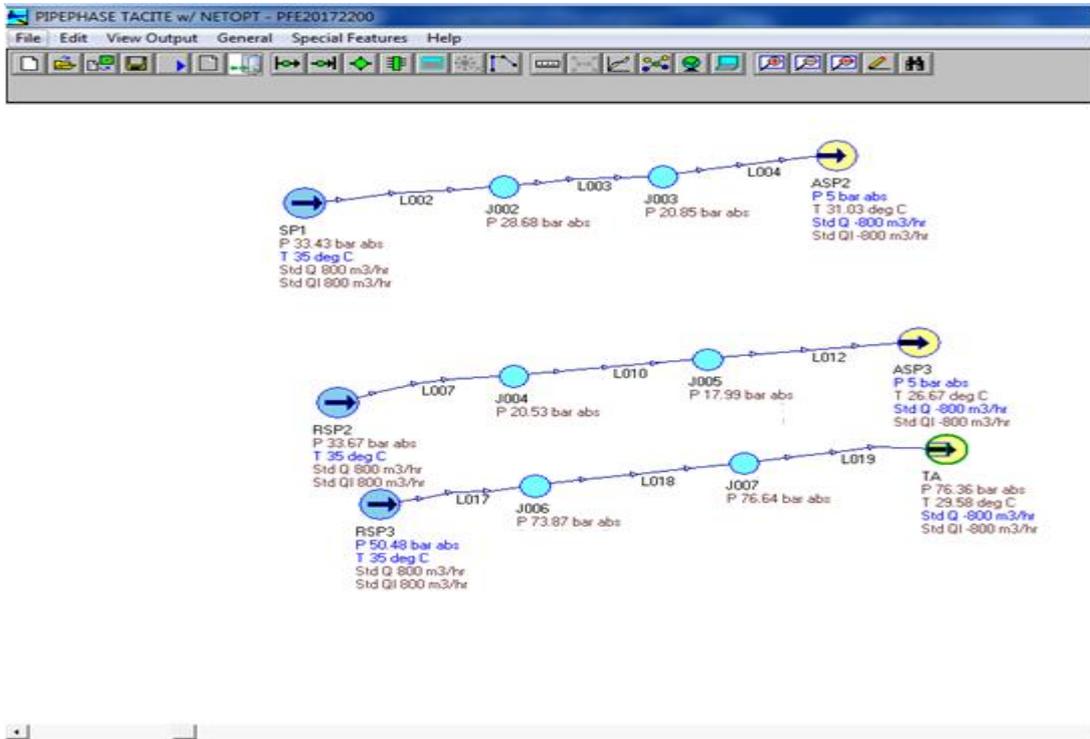
Pour afficher les résultats de la simulation, à partir de la barre d'outils on clique sur View Output/View PDF Output



Annexe 11 : View PDF Output pour afficher les résultats de la simulation

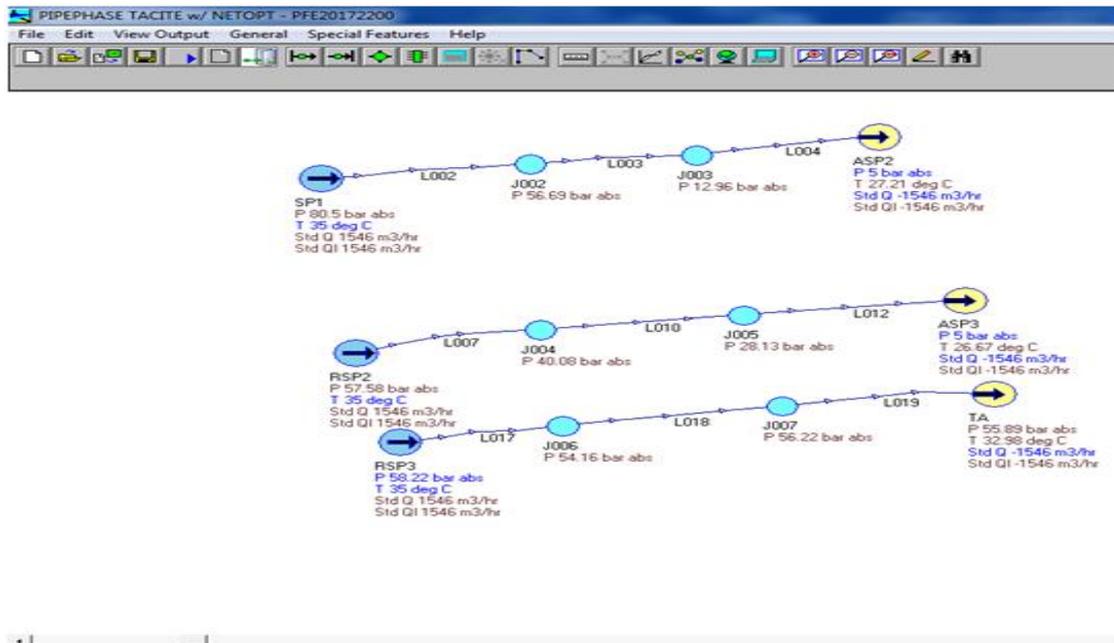
Les résultats de simulation par PIPEPHASE

Pour le débit 800 m³/h



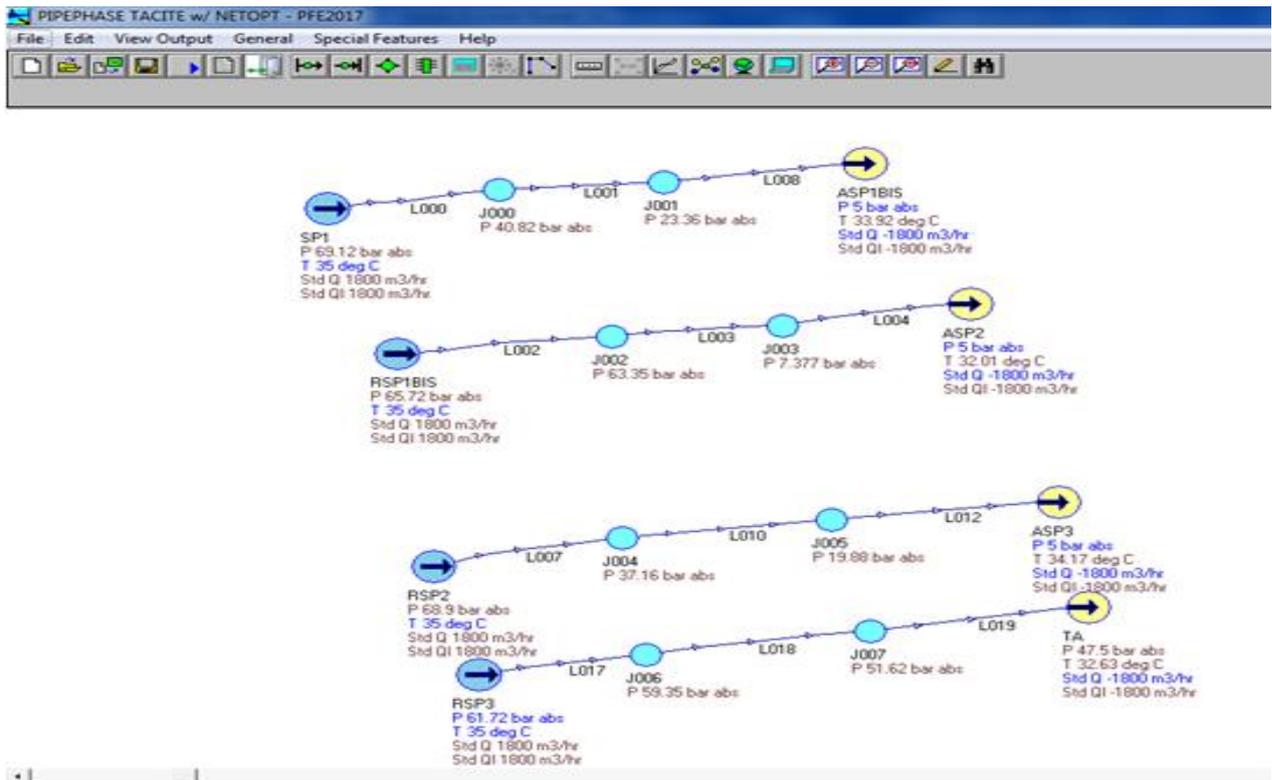
Annexe 12 : Fenêtre de pipephase avec les résultats simulés

Pour le débit 1546 m³/h



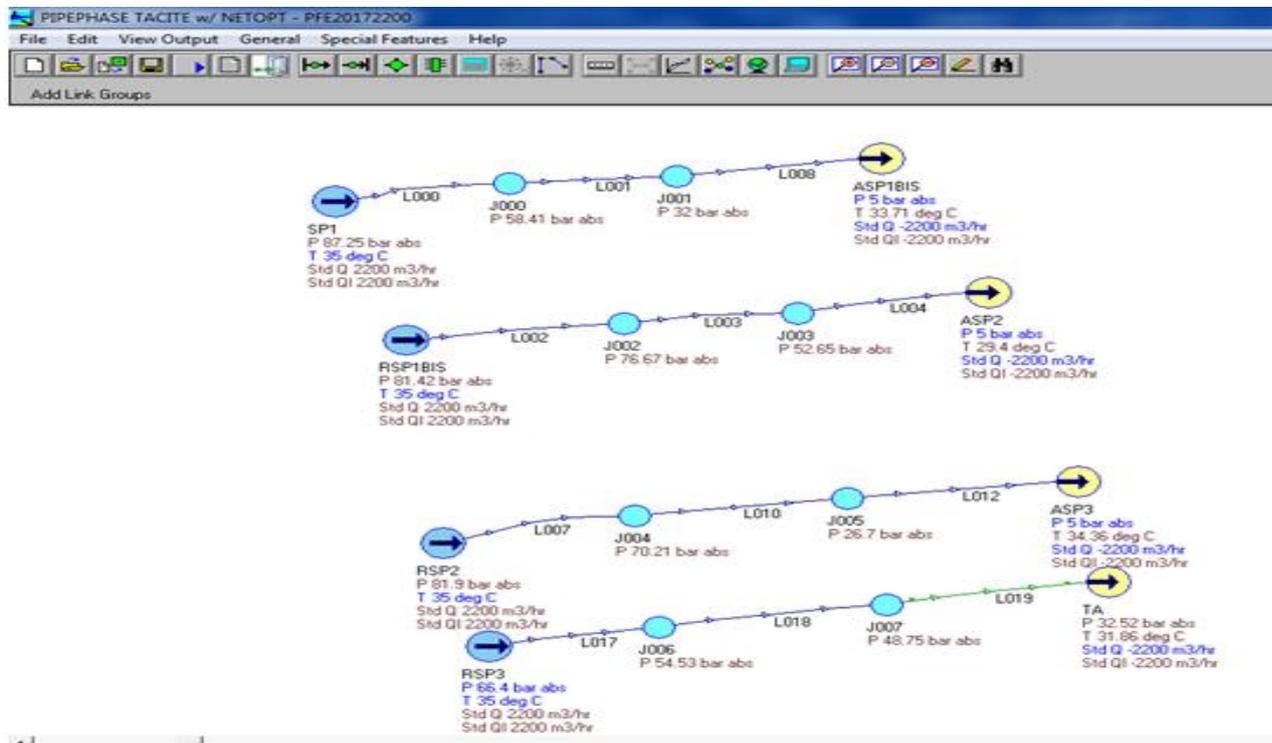
Annexe 13 : Fenêtre de pipephase avec les résultats simulés

Pour le débit 1800 m³/h



Annexe 14 : Fenêtre de pipephase avec les résultats simulés

Pour le débit 2200 m³/h



Annexe 15 : Fenêtre de pipephase avec les résultats simulés

ANNEXE II : calcul des régimes d'alimentation des réservoirs Du pétrole pour répondre aux demandes des tankers :

1- Données

Janvier 2017		Février 2017	
jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)
12	22316	01-févr	23128
13	58069	02-févr	18962
20	83900	11-févr	52448
25	7503	12-févr	80288
26	72743	14-févr	39724
27	82474	15-févr	44183
29	30493	20-févr	55281
30	53257	21-févr	24964
31	54870	27-févr	52487
		28-févr	27765

Annexe 16 : la demande de pétrole brut pour les mois de janvier et février

Mars 2017				Avril 2017			
jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)	jours	capacité des navires (MT)
02-mars	9671	18-mars	82623	01-avr	83917	19-avr	54670
03-mars	42345	19-mars	41268	04-avr	29053	20-avr	25703
09-mars	40671	20-mars	35879	05-avr	55600	21-avr	80208
10-mars	36321	21-mars	40707	06-avr	48955	26-avr	38692
11-mars	74169	22-mars	36479	08-avr	80403	27-avr	43705
12-mars	50611	26-mars	46704	10-avr	19786	28-avr	80370
13-mars	44967	27-mars	34207	11-avr	43536	29-avr	30580

14-mars	7153	30-mars	57716	12-avr	46489		
16-mars	43899	31-mars	22603	17-avr	18862		
17-mars	40549			18-avr	13976		

Annexe 17 : la demande de pétrole brut pour les mois de mars et avril

Le résultat de calcul de choix des meilleures variantes d'exploitation pour répondre au demande de transport à moyen terme

stock init	64 586							
stock utile max	334 800							
						stock	notre débit	notre stock
date	Navire	Raffinerie	demande	Débit		64 586		64 586
01/01/2017	-	9 209	9 209	515		65 463	800	71 044
02/01/2017	-	9 561	9 561	987		75 232	800	77 151
03/01/2017	-	8 394	8 394	1 108		88 537	800	84 424
04/01/2017	-	8 394	8 394	1 013		99 981	800	91 697
05/01/2017	-	8 378	8 378	1 107		113 282	800	98 986
06/01/2017	-	8 382	8 382	1 100		126 443	800	106 272
07/01/2017	-	8 373	8 373	1 102		139 652	800	113 566
08/01/2017	-	8 378	8 378	1 103		152 875	800	120 856
09/01/2017	-	8 378	8 378	1 109		166 217	800	128 145
10/01/2017	-	8 374	8 374	1 102		179 424	800	135 438
11/01/2017	-	8 216	8 216	1 107		192 887	800	142 889
12/01/2017	22 316	8 378	30 694	1 103		183 795	800	127 863
13/01/2017	58 069	8 329	66 398	1 348		143 796	800	77 132

14/01/2017	-	8 350	8 350	1 798		170 658	800	84 449
15/01/2017	-	8 385	8 385	1 459		190 846	800	91 731
16/01/2017	-	8 385	8 385	1 098		203 964	800	99 014
17/01/2017	-	8 375	8 375	1 094		217 014	800	106 306
18/01/2017	-	8 386	8 386	1 097		230 112	800	113 587

19/01/2017	-	8 388	8 388	1 094		243 149	800	120 867
20/01/2017	83 900	2 796	86 696	1 397		183 812	800	49 838
21/01/2017	-	1 392	1 392	1 819		218 043	800	64 113
22/01/2017	-	8 379	8 379	1 638		241 743	800	71 401
23/01/2017	-	8 381	8 381	1 097		254 845	1546	93 297
24/01/2017	-	8 571	8 571	1 100		267 817	1546	115 003
25/01/2017	7 503	8 366	15 869	1 099		273 471	1546	129 411
26/01/2017	72 743	7 792	80 535	1 433		220 999	2200	91 960
27/01/2017	82 474	8 367	90 841	1 825		165 899	2200	44 204
28/01/2017	-	8 366	8 366	1 829		193 353	2200	78 923
29/01/2017	30 493	8 380	38 873	1 827		190 259	2200	83 135
30/01/2017	53 257	8 402	61 658	1 827		164 381	2200	64 561
31/01/2017	54 870	8 415	63 285	1 824		136 817	2200	44 361
01/02/2017	23 128	8 431	31 559	1 819		140 881	2200	55 886
02/02/2017	18 962	8 434	27 396	1 593		144 682	800	44 158
03/02/2017	-	8 429	8 429	1 821		171 916	800	51 396
04/02/2017	-	8 431	8 431	1 826		199 245	800	58 632
05/02/2017	-	3 511	3 511	1 633		227 715	800	70 788
06/02/2017	-	914	914	-		226 801	800	85 542
07/02/2017	-	7 583	7 583	209		223 311	800	93 626
08/02/2017	-	8 406	8 406	1 355		241 442	800	100 887

09/02/2017	-	8 405	8 405	1 799		268 268	800	108 150
10/02/2017	-	8 402	8 402	1 802		295 157	800	115 415
11/02/2017	52 448	11 180	63 628	1 804		266 858	1800	87 038
12/02/2017	80 288	12 703	92 991	1 797		209 060	2200	37 132
13/02/2017	-	10 020	10 020	1 792		234 134	1800	62 363
14/02/2017	39 724	8 405	48 129	1 793		221 119	1800	49 485
15/02/2017	44 183	8 408	52 591	1 793		203 642	2200	39 979
16/02/2017	-	8 409	8 409	1 795		230 387	2200	74 655
17/02/2017	-	8 412	8 412	1 796		257 148	1546	96 520
18/02/2017	-	8 410	8 410	1 795		283 891	800	103 777
19/02/2017	-	7 828	7 828	1 543		306 281	800	111 616
20/02/2017	55 281	8 410	63 691	1 098		264 093	800	63 592
21/02/2017	24 964	8 402	33 367	1 356		257 282	800	45 893
22/02/2017	-	8 406	8 406	1 789		283 913	800	53 154
23/02/2017	-	8 410	8 410	1 412		303 156	800	60 412
24/02/2017	-	8 406	8 406	771		309 849	800	67 673
25/02/2017	-	8 399	8 399	766		316 451	800	74 941
26/02/2017	-	8 370	8 370	764		323 043	800	82 238

27/02/2017	52 497	8 352	60 849	936		280 525	1800	56 641
28/02/2017	27 765	5 926	33 691	1 512		276 445	800	38 617
01/03/2017	-	-	-	1 796		311 618	800	54 284
02/03/2017	9 671	9 383	19 054	1 794		327 697	1546	65 507
03/03/2017	42 345	12 742	55 087	1 794		307 744	1546	40 696
04/03/2017	-	12 722	12 722	1 799		330 253	1800	63 225
05/03/2017	-	9 342	9 342	1 339		347 133	1800	89 134
06/03/2017	-	-	-	966		366 052	1800	124 385
07/03/2017	-	2 786	2 786	765		378 247	1800	156 850
08/03/2017	-	11 358	11 358	750		381 577	1800	180 743
09/03/2017	40 671	10 789	51 459	757		344 943	1800	164 535
10/03/2017	36 321	8 386	44 707	1 491		329 436	1800	155 080
11/03/2017	74 169	8 400	82 569	1 790		281 922	1546	102 788
12/03/2017	50 611	8 398	59 008	1 790		257 969	1546	74 056
13/03/2017	44 967	8 402	53 369	1 800		239 852	2200	63 772
14/03/2017	7 153	8 398	15 551	1 790		259 357	1800	83 473
15/03/2017	-	8 401	8 401	1 797		286 149	2200	118 157
16/03/2017	43 899	8 290	52 190	1 791		269 034	2200	109 052
17/03/2017	40 549	8 403	48 952	1 790		255 137	2200	103 185
18/03/2017	82 623	8 400	91 023	1 771		198 798	2200	55 247
19/03/2017	41 268	8 402	49 670	1 778		183 949	2200	48 662
20/03/2017	35 879	8 405	44 284	1 806		175 033	2200	47 463
21/03/2017	40 707	8 405	49 112	1 801		161 193	2200	41 436
22/03/2017	36 479	8 407	44 886	1 784		151 245	2200	39 635
23/03/2017	-	3 850	3 850	950		166 000	2200	78 871
24/03/2017	-	347	347	1 777		200 453	2200	121 608
25/03/2017	-	8 390	8 390	1 774		226 806	2200	156 303
26/03/2017	46 704	8 388	55 092	1 776		206 495	800	116 878
27/03/2017	34 207	7 880	42 087	1 781		199 287	800	90 459
28/03/2017	-	8 342	8 342	1 790		226 001	800	97 784
29/03/2017	-	8 381	8 381	1 614		249 228	800	105 070
30/03/2017	57 716	8 383	66 099	1 787		218 126	1800	74 223
31/03/2017	22 603	8 386	30 989	1 829		222 956	2200	86 318
01/04/2017	83 917	8 382	92 299	1 821		166 320	2200	37 104
02/04/2017	-	7 846	7 846	1 821		194 136	1546	59 535
03/04/2017	-	8 344	8 344	1 816		221 356	1800	86 442
04/04/2017	29 053	7 280	36 333	1 826		220 784	2200	93 194
05/04/2017	55 600	8 385	63 985	1 816		192 364	2200	72 294
06/04/2017	48 955	8 178	57 133	1 825		170 971	2200	58 246

07/04/2017	-	8 342	8 342	1 745		196 803	2200	92 988
08/04/2017	80 403	8 353	88 756	1 810		143 494	2200	47 317
09/04/2017	-	8 334	8 334	1 812		170 647	2200	82 068
10/04/2017	19 786	8 352	28 138	1 811		177 976	2200	97 015
11/04/2017	43 536	8 354	51 890	1 813		161 591	2200	88 210
12/04/2017	46 489	8 361	54 850	1 808		142 149	800	49 027
13/04/2017	-	8 330	8 330	1 815		169 364	1546	70 974
14/04/2017	-	8 404	8 404	1 811		196 427	1546	92 847
15/04/2017	-	8 404	8 404	1 812		223 509	1546	114 720
16/04/2017	-	8 406	8 406	1 813		250 608	1546	136 590
17/04/2017	18 862	8 407	27 269	1 819		258 963	1546	139 598
18/04/2017	13 976	8 405	22 381	1 822		272 264	1546	147 494
19/04/2017	54 670	8 402	63 072	1 820		244 834	1800	119 673
20/04/2017	25 703	8 402	34 105	1 817		246 314	1800	120 820
21/04/2017	80 208	8 403	88 612	1 394		185 002	1800	67 459
22/04/2017	-	8 404	8 404	1 813		212 104	1800	94 306
23/04/2017	-	8 154	8 154	1 811		239 416	1800	121 403
24/04/2017	-	8 400	8 400	1 805		266 366	1800	148 254
25/04/2017	-	8 229	8 229	1 827		293 916	1800	175 277
26/04/2017	38 692	8 332	47 024	1 785		281 850	1546	158 529
27/04/2017	43 705	8 372	52 077	1 703		263 125	1546	136 729
28/04/2017	80 370	8 428	88 798	1 822		210 008	800	63 598
29/04/2017	30 580	8 428	39 008	1 821		206 663	800	40 258
	débit moy (04)moins			1 531	m3/h		1459,51261	m3/h

Annexe 18 : le calcul de régime d'alimentation des bacs de stockage pour les quatre mois de 2017