

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



Ecole Nationale Polytechnique
Département Hydraulique

Mémoire du Projet de Fin d'Etudes d'Ingénieur

Thème :

**Étude technico- économique pour le dimensionnement du nouvel
oléoduc ROB1 Hassi Messaoud –Béjaia et station de pompage du
terminal départ de Hassi Messaoud**

Présenté par:

M. Youcef SADALLAH

M. Ammar AIT OUARAB

Dirigé par:

M. BENZIADA (ENP)

M. AIT ABDESSELAM (TRC)

Promotion : juin 2014

Remerciements

Nous tenons particulièrement à exprimer nos vifs remerciements et respects à Monsieur S.BENZIADA, enseignant à l'Ecole National Polytechnique, et Monsieur A.AIT ABDESSELAM, Ingénieur TRC malgré son plan de charge, pour leurs précieux conseils, orientations et leur disponibilité tout au long de ce travail. Merci pour votre précieuse aide et votre patience.

Nous remercions vivement Monsieur A.AIT OUARAB, ancien cadre de la SONATRACH/TRC qui nous a aidé à obtenir ce sujet.

Nous voudrions aussi exprimer tous nos remerciements à l'ensemble du personnel de la division études et développement pour leur aide de l'Activité TRC de SONATRACH.

Nos remerciements et notre gratitude vont également à l'ensemble des membres du jury qui ont bien voulu accepter d'examiner notre travail.

Nos remerciements et notre reconnaissance vont à tous les enseignants du département, pour qualité de la formation qu'ils nous ont donnée durant les trois années de spécialité.

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

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- *Ma très chère mère ;*
- *Ma très chère sœur ;*
- *Ma très chère grande mère ;*
- *A toute ma famille ;*
- *Tous mes amis.*

A.AIT OUARAB

Je dédie ce modeste travail à :

- *Mes très chers parents ;*
- *Mes très chers frères ;*
- *Ma très chère sœur ;*
- *Ma très chère fiancée ;*
- *A toute ma famille ;*
- *Tous mes amis.*

Y.SADALLAH



ملخص:

الهدف من هذا المشروع الدراسي هو الدراسة الفنية والاقتصادية لخط الأنابيب الناقل للبتروك للشركة الوطنية، سوناطراك، وأساسا محطة الضخ SP1. هذه الأنابيب تسمح بنقل البترول من حاسي مسعود إلى مجمع ميناء بجاية.

كلمات مفتاحية: البترول، انابيب البترول، MATLAB، القيمة المالية.

Résumé :

Le but de ce projet de fin d'études est relatif à une étude technico-économique d'un oléoduc de l'entreprise nationale des hydrocarbures, SONATRACH, et principalement de la station de pompage de départ SP1. Cet oléoduc permettra l'évacuation du pétrole de Hassi-Messaoud vers le parc de stockage du port pétrolier de Béjaia.

Mot clés : Pétrole, Oléoduc, Matlab, coût.

Abstract :

The aim of this project graduation is on a techno-economic study of a pipeline for the national hydrocarbons, Sonatrach, and mainly the pumping station SP1. This pipeline will evacuate the oil of Hassi Messaoud to Béjaia port complex.

Keyword: Oil, Pipeline, Matlab, cost.

SOMMAIRE

Introduction générale	2
Chapitre I: Présentation de la structure d'accueil	3
I. Présentation général de l'entreprise SONATRACH :	4
I.1 Historique :	4
A. Ses missions :	4
B. Ses métiers :	4
I.2. Principales activités de la SONATRACH	4
A. Activité Amont	4
B. Activité transport par canalisation	5
C. Activité Aval	5
D. Activité Commercialisation	5
II-Présentation de la structure d'accueil SONATRACH-TRC	6
II.1. Réhabilitation des installations industrielles, une priorité pour Sonatrach – TRC	7
II.2. Activité de TRC	8
a-Activité Aval	8
b-Activité Commercialisation	8
c-Organisation de l'activité TRC	8
II.3. Les directions fonctionnelles	8
II.4. Les divisions opérationnelles	9
a-La division exploitation	9
b-La division études et développement (EDV)	9
Chapitre II: Généralité sur le transport des hydrocarbures	11
I. Introduction	12
II. Définitions préliminaire	12
III. Le pétrole	13
a.Etat chimique	13
b.Etat physique	14
III.1. Origine et formation du pétrole	14
III.1.1 Le chemin de la matière organique vers le pétrole	15
III.1.1.2 La formation du kérogène	15
III.1.1.3 La maturation du kérogène en pétrole	15
III.1.1.4 Le cas des schistes bitumineux	17

III.2 Formation des gisements de pétrole	17
III.2.1 Migration primaire	17
III.2.2 Migration secondaire	17
III.3 Les différents « pièges à pétrole »	18
III.3.1 Pièges structuraux	18
III.3.2 Pièges stratigraphiques.....	18
IV. Classification du pétrole	19
IV.1. Classification Selon la densité	19
IV.2. Classification selon la teneur en soufre	20
IV.3. Classification selon la composition chimique	20
V. Les bruts de référence	20
VI. Les réserves mondiales du pétrole	21
VI.1 Autour du globe	21
VI.2 Réserves traditionnelles et non traditionnelles	21
VII. Historique du transport par canalisation	22
VIII. Les différents moyens de transport	23
VIII.1. Transport par oléoduc	23
VIII.1.1 Causes du développement du transport par conduites	23
VIII.2. Transport Maritime	24
VIII.3. Les Autres Modes de transport	24
IX. Caractéristiques du pipeline	25
IX.1. Exploitation des pipelines	25
IX.2. Utilisation des pipelines	25
X. Conclusion	25
Chapitre III : Notions hydrauliques.....	26
I. Introduction aux équations de la mécanique des fluides	27
I.1.1 Equation générale du mouvement	27
I.1.2. Equation caractéristique du fluide	27
I.1.3. Equation de continuité	28
I.2. Equation de Bernoulli	28
II. Calcul des pertes de charge	29
II.1 Calcul des pertes de charge linéaires	29
II.2 Calcul des pertes de charge singulières	29
II.3 Les pertes de charge totales.....	30

III. Régime d'écoulement	30
IV. Calcul du coefficient des pertes de charge	31
IV.1. Ecoulement laminaire	31
IV.2. Ecoulement turbulent	31
V. Conclusion	33
Chapitre IV : Stations de pompages	34
I-Introduction	35
I-1-Bref historique sur les pompes centrifuges	35
II. Principe de fonctionnement des pompes	35
II.1. Pompes volumétriques	36
II.2. Pompes centrifuges	36
III. Les moteurs	37
III.1. Généralités	37
III.2. Moteurs antidéflagrants	37
III.3. Refroidissement des moteurs	38
III.4. Température de l'eau	38
III.5. Refroidissement des moteurs dans les installations en fosse sèche	38
IV. Courbes de rendement $\eta = f(Q)$	39
V. Courbes de puissance $P = f(Q)$	39
VI. Point de fonctionnement de la pompe	39
VI.1 Assemblage des pompes.....	40
VI.2 Assemblage en série :.....	40
VI.3. Assemblage en parallèle	41
VII. La cavitation.....	41
VII.1. Changements de phase	42
VII.2 Notion de NPSH	42
VII.2.1 NPSH requis	43
VII.2.2 NPSH disponible	43
VII.2.3. Courbes de NPSH	44
VIII. Impacts de la cavité sur les pompes	45
VIII.1. Réduction des effets de cavitation	45
IX. Conclusion	46
Chapitre V : Etude Hydraulique	47
I. Introduction	48

II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1	48
II.1 Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra-Béjaia	49
II.1.1 Description et importance de la ligne OB1 24"	49
II.2 Profil en long	50
III. Fonctionnement général du réseau	50
III.1 Oléoduc OB1 HEH-Bejaia	51
III.1.1 Situation des stations de pompages	51
III.1.2. Données sur le volume de l'ouvrage	51
IV. Etat du réseau	51
IV.1 Historique des fuites et éclatements	52
V. Quelques éléments d'opportunité de remplacement de l'actuel oléoduc OB1 22" par un ROB1 24"	52
VI. Résultats d'études	53
VII. Profil gradient hydraulique.....	56
VIII. CONCLUSION.....	57
chapitre VI: Etude comparative des logiciels de calcul.....	58
Introduction	59
II.1. Description du programme «PETROLINE »	60
II.1.1 Interface graphique du programme PETROLINE	60
II.1.2. Formulation mathématiques utilisés dans PETROLINE	61
a) Equation du débit	61
b) Vitesse du pétrole	61
c) Equation de calcul des pressions le long du Pipe	61
d) Equation de calcul de LAMDA	61
e) Equation de calcule du nombre de Reynolds	61
II.1.3 Procédure de calcule de PETROLINE	61
II.1.4. Algorithme de « PETROLINE »	62
III. Description du logiciel PIPEPHASE	64
III.1. Equations de bases utilisées par PIPEPHASE	64
IV. Etude comparative	66
IV.1. Données et résultats de l'étude comparative	66
IV.1.1. Interprétation des résultats de l'étude	69
IV.1.2. Résultats graphique de programme PETROLINE	70
IV.1.2.1 Profil des pressions	70

Chapitre VII : Etude économique	74
Introduction	75
II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1_	75
III. Régimes de fonctionnement usuels du STC OB1:.....	76
IV. Nombre de pompe correspondant à chaque phase et pour différentes configuration.....	76
V. Analyse	77
VI. Récapitulatif des résultats économiques	77
VII. Recommandation	77
Chapitre VIII: Protection de l'environnement et gestion de risque	78
Introduction	79
I. Les conséquences prévisibles du projet sur l'environnement	79
I.1. Impacts potentiels générés en phase de construction	79
I.1.1. Rejets hydriques, solides et nuisances sonores.....	79
a.Rejets solides.....	79
b.Rejets liquides.....	79
I.1.2. Influence sur le milieu socio – économique	80
I.2. Impacts potentiels générés en phase d'exploitation	80
I.2.1. Rejets hydrique.....	80
a.Fuites de pétrole	80
b.Rejets liquides.....	80
I.2.2. Impact a la traversée des oueds et des infrastructures existantes	80
a.Traversées des oueds.....	80
b.Traversées des routes et voies ferrées.....	80
c.Influence des autres ouvrages souterrains.....	80
I.3. Impacts potentiels en phase de post- exploitation	81
II. Mesures envisagées pour la protection de l'environnement.....	81
II.1. Mise à l'atmosphère de l'oléoduc :	81
II.2. Influence sur la traversée du canal	81
II.3 Influences des ouvrages souterrains.....	81
III. Mesures pour réduire les impacts sur le milieu socio-économique :	82
III.1. Protection contre les radiations :	82
III.1.1. Les impacts	82
III.1.2. Les mesure de protections envisagées	82
III.2. Importation, transport, stockage et expédition après usage de la matière radioactive	83
III.2.1. Remise en état des lieux après travaux	84

III.3. Gestion du risque environnemental	84
III.3.1. L'alerte	84
III.3.2. La reconnaissance	85
III.3.3. La mise en sécurité	85
III.3.4. La réparation en urgence.....	86

Conclusion général

Bibliographie

Annexe

Nomenclature

D: Diamètre interne de la conduite [m] ;

g : Accélération de la pesanteur en [m/s²] ;

HMT : hauteur manométrique totale [m] ;

H_{rt} : Pertes de charge dans la tuyauterie d'aspiration [m] ;

K : Coefficient adimensionnel qui dépend de la singularité ;

L : longueur de pipe [km] ;

P : puissance [kw] ;

Pi: Pression initiale [bar] ;

P_b = Pression ambiante au niveau du liquide [bar] ;

P_v = Pression de vapeur du liquide à la température de pompage [bar] ;

Q : Débit d'écoulements [m³/h] ;

Re : nombre de Reynolds ;

S : sections d'écoulement [m²] ;

V : Vitesse moyenne de l'écoulement [m/s] ;

Z : altitude du point [m].

ΔH_s : Pertes de charge singulières en [m] ;

ΔH_L : Pertes de charge linéaires [m] ;

SYMBOLES GRECS :

α : Coefficient de correction de l'énergie cinétique;

ε : rugosité des tubes [mm] ;

η : rendement [%] ;

λ : Coefficient de frottement ou de perte de charge ;

μ : Viscosité dynamique [centi-poise] ;

ρ : Masse volumique du fluide [kg/m³];

Abréviations :

API : Americain Petroleum Institute ;

PC : Poste de coupure ;

PS : Poste de sectionnement ;

SONATRACH: Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures ;

SP : Stations de pompages ;

SpG : la gravité spécifique ;

Liste des figures

Figure I.1	Présentation de la SONATRACH	5
Figure I.2	schéma structurant l'activité transport par canalisation	10
Figure I.3	Répartition du réseau de transport par canalisation	10
Figure II.1	Structure des molécules	14
Figure II.2	Formation et migration du pétrole	15
Figure II.3	Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement	16
Figure II.4	Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement	18
Figure II.5	Les principaux types de pièges à pétrole.....	19
Figure IV.1	Plage de fonctionnement typique d'une pompe centrifuge	36
Figure IV.2	Point de fonctionnement	40
Figure IV.3	Courbe caractéristiques de plusieurs pompes en série	40
Figure IV.4	Trois pompes identiques fonctionnant en assemblage en parallèle	41
Figure IV.5	changement de phase	42
Figure IV.6	courbe de saturation.....	42
Figure IV.7	Evolution du NPSH pendant l'augmentation de la contribution de la cavitation.....	44
Figure V.1	Carte du Réseau de transport RTC Bejaïa	50
Figure V.2	Profil en long.....	50
Figure V.3	Gradient hydraulique OB1	56
Figure VI.1	Interface graphique de programme « PETROLINE »	60
Figure VI.2	Diagramme de Moody	66
Figure VI.3	Profil des pressions de la première variante.....	70
Figure VI.4	Profil des pressions de la deuxième variante.....	70
Figure VI.5	Profil des pressions de la troisième variante.....	71
Figure VI.6	Profil des pressions de la quatrième variante.....	71
Figure VI.7	Gradient hydraulique PETROLINE	72
Figure VI.8	Gradient hydraulique PIPEPHASE	72
Figure VIII.1	Fixation de la distance par rapport à la source	82

Liste des tableaux

Tableau II.1 situation au 1 ^{er} janvier 2010 des réserves mondiales prouvées de pétrole brut.....	22
Tableau II.2 Avantages et inconvénients des différents modes du transport.....	24
Tableau V.1 Paramètre d'exploitation de l'OB1.....	48
Tableau V.2 Caractéristique de la ligne OB1.....	49
Tableau V.3 Situation des stations de pompages.....	51
Tableau V.4 Volume de l'ouvrage.....	51
Tableau V.5 Historique des fuites et éclatements.....	52
Tableau V.6 Résultats d'études pour la première variante.....	53
Tableau V.7 Résultats d'études pour la deuxième variante.....	54
Tableau V.8 Résultats d'études pour la troisième variante.....	55
Tableau V.9 Résultats d'études pour la quatrième variante.....	55
Tableau VI.1 Tableau de comparaison pour la première variante.....	67
Tableau VI.2 Tableau de comparaison pour la deuxième variante.....	68
Tableau VI.3 Tableau de comparaison pour la troisième variante.....	67
Tableau VI.4 Tableau de comparaison pour la quatrième variante.....	69
Tableau VII.1 Régime de fonctionnement actuel.....	76
Tableau VII.2 Nombre de machine et puissance correspondante de la station SP1.....	76
Tableau VII.3 Coût de l'énergie des moteurs.....	77



Introduction générale



Introduction générale

Malgré les variations de prix successives qu'il a connues depuis 1973, le pétrole conserve toujours dans le monde une place prépondérante, en tête des différentes sources d'énergie, voisine de 40 % à la fin du XXe siècle.

Or, il se trouve que pour une large part, les principales zones productrices sont éloignées des principales zones consommatrices. C'est ainsi que près de 55 % des 3 460 millions de tonnes de pétrole consommés dans le monde en une année ont fait l'objet de transport par mer de zone à zone. Le transport par pipeline a pris également de l'expansion au cours des dernières décennies, son développement s'explique soit parce qu'il permet de raccourcir considérablement les distances à franchir, soit parce que les lieux de production ne sont pas accessibles par mer, soit pour des raisons de sécurité, et bien entendu pour l'acheminement vers ou en provenance de l'intérieur des zones de production ou de consommation.

En Algérie le programme du gouvernement prévoit l'intensification de l'exploration et le développement de gisements pour accroître les réserves de pétrole et de gaz. Mettre fin à la tendance baissière en termes de production de pétrole et de gaz, augmenter le niveau d'extraction global des hydrocarbures et, partant, nos exportations d'hydrocarbures, tel est le challenge que doit relever Sonatrach au cours des cinq prochaines années. à cet effet, un programme d'investissement de 120 milliards de dollars, dont 80% consacrés à l'amont est prévu au cours de la période. La compagnie pétrolière nationale vise donc à intensifier l'exploration et le développement de gisements. La question est de savoir si les fruits de cet effort seront récoltés au cours du quinquennat. En tout état de cause, la dizaine de gisements de gaz et de pétrole qui devraient booster la production de pétrole et de gaz de l'Algérie, du moins compenser le déclin des anciens gisements, ne sera mis en service qu'à partir de 2016.

Pour aider à atteindre ces objectifs les pipes en bon état de fonctionnement sont d'une importance capitale afin d'acheminer toute la production vers les ports d'exploitation.

L'objet de ce mémoire est donc d'exposer la démarche suivie dans l'étude et les outils utilisés pour l'accomplissement de la réhabilitation de l'un des vétérans des pipes algériens : OB1¹.

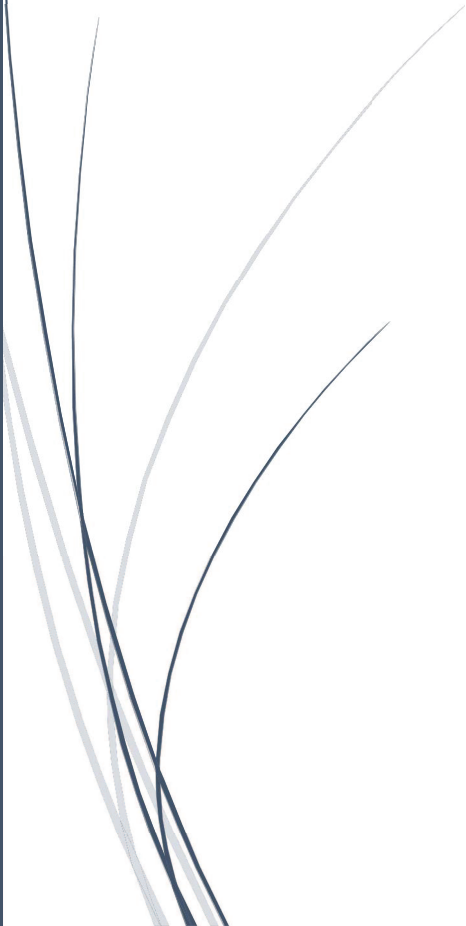
Le premier chapitre sera consacré à la présentation de la structure d'accueil SONATRACH en général et TRC en particulier en décrivant les différentes structures qui les constituent et en déclinant leurs missions. Le deuxième chapitre traitera de notions générales sur le pétrole et les écoulements diphasiques, ainsi que les différents moyens utilisés pour le transport du pétrole. Le troisième chapitre traitera les différentes équations et techniques utilisées dans nos calculs à travers le tracé du PIPE mais aussi les puissances réparties sur les stations de pompes. Le quatrième chapitre, sera consacré aux stations de pompage, leur fonctionnement et les différentes courbes qui les caractérisent. L'étude hydraulique est faite en chapitre V en présentant l'état actuel du réseau OB1 et ses caractéristiques. Nous y exposerons aussi les résultats obtenus par les logiciels de calcul utilisés. Dans le sixième chapitre, une comparaison entre les résultats obtenus par le logiciel Américain PIPEPHASE et notre programme de calcul PETROLINE sera effectuée et y sera illustrée. Le septième chapitre est celui de l'étude économique où l'on retrouve le prix de revient des différentes variantes utilisées correspondant aux différentes phases. Enfin, le huitième et dernier chapitre abordera l'aspect environnement, dans le cadre du transport par pipe.

¹ Oléoduc Béjaia 1



Chapitre I:

Présentation de la structure d'accueil



I. Présentation générale de l'entreprise SONATRACH [STRC] :

I.1 Historique :

SONATRACH (société nationale de transport et de commercialisation des hydrocarbures) est née le 31 décembre 1963, pour être un instrument d'intervention de l'état dans le secteur pétrolier aux cotés des compagnies françaises.

Au début des années 80, La restructuration de SONATRACH se mit en œuvre, engendrant la création de dix-sept autres entreprises industrielles de réalisation et de service. Depuis, la SONATRACH a recentré ses activités autour de ses missions essentielles de rechercher, Produire, Transporter, Traiter et Commercialiser les Hydrocarbures.

D'autres étapes ont suivi, toutes aussi importantes, notamment la réorganisation des structures de la société en activités, tout particulièrement les activités Aval et Amont. Par ailleurs, après l'ouverture du marché et les nombreux contrats de partenariats avec des compagnies étrangères, américaines notamment, ainsi qu'à l'étranger, SONATRACH a pu asseoir son statut de compagnie pétrolière « solide».

Aujourd'hui, SONATRACH est la première entreprise du continent africain. Elle est classée 12ème parmi les compagnies pétrolières mondiales, 2ème exportateur de GNL et de GPL et 3ème exportateur de gaz naturel.

Ses activités constituent environ 30 % du PNB Algérien [STRC].

➤ A. 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.

➤ B. Ses métiers :

Les métiers 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.2. Principales activités de la SONATRACH :

Les activités de SONATRACH s'articulent autour de quatre branches principales :

➤ A. Activité Amont :

- L'exploration ;
- Le forage ;
- Les services au puits ;

- Le développement des gisements ;
- L'exploitation des gisements.

➤ **B. Activité transport par canalisation :**

- Le développement et la réalisation des canalisations de transport des hydrocarbures produits 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.

➤ **C. Activité Aval :**

- La liquéfaction du Gaz Naturel (GN) ;
- La séparation des Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) ;
- Le raffinage ;
- La pétrochimie.

➤ **D. 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.

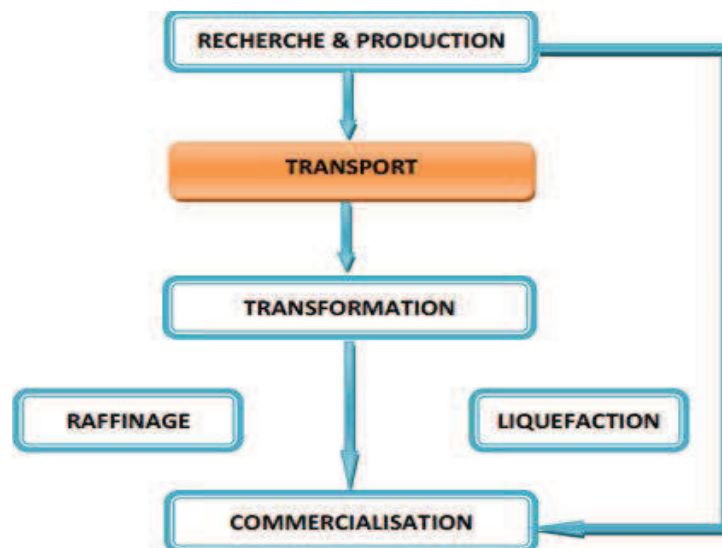


Figure I.1 Présentation de la SONATRACH

II-Présentation de la structure d'accueil SONATRACH-TRC:

L'Activité Transport par Canalisation est en charge de l'acheminement des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz, de GPL et de condensat, à partir des zones de production vers les zones de stockage, les complexes GNL et GPL, les raffineries, les ports pétroliers ainsi que vers les pays importateurs. Elle constitue le noyau dynamique de la chaîne pétrolière du Groupe Sonatrach.

Ses missions consistent à définir, à réaliser, à exploiter, à maintenir et à faire évoluer le réseau de canalisations et les ouvrages pour répondre aux besoins de Sonatrach dans les meilleures conditions d'économie, de qualité, de sécurité et de respect de l'environnement.

TRC est appelée à relever des défis majeurs au cours des prochaines années. Pour ce faire, les capacités d'évacuation doivent être constamment adaptées aux profils de production en amont de la chaîne.

L'Activité Transport par Canalisation gère un réseau de canalisations d'une longueur de plus de 16000 km intégrant deux gazoducs destinés à l'exportation du gaz naturel. L'Enrico Mattei (GEM) relie l'Algérie à l'Italie, via la Tunisie, et le Pedro Duran Farell (GPDF) relie l'Algérie à l'Espagne, via le Maroc.

La maintenance constitue une fonction vitale de l'Activité Transport par Canalisation. Elle est le principal maintenancier du réseau transport par canalisation et intervient sur le parc des machines tournantes de TRC.

TRC gère plusieurs projets qui sont en cours de réalisation :

- La construction de l'oléoduc LZ2 permettra à TRC de renforcer et de sécuriser sa chaîne GPL.
- Le GZ4, qui traverse six wilayas, assurera le transport du gaz naturel algérien de Hassi R'Mel à Béni Saf et alimentera le gazoduc Algérie - Espagne - Europe, le Medgaz, et alimentera, également, les centrales électriques de Hadjret Enouss et de Terga, le futur complexe d'aluminium et de pétrochimie à Béni saf et l'alimentation des postes de distribution publique (Sonalgaz).
- Le GK3/GK4 est destiné à augmenter la capacité des gazoducs GK1 et GK2 et alimentera le futur gazoduc intercontinental Galsi.
- Le NK1 assurera l'évacuation du condensat de Haoud El Hamra à Skikda et alimentera en priorité le futur Topping de condensat qui est en cours de construction vers Skikda.
- D'autres projets de dimension intercontinentale sont l'œuvre de TRC : le Projet Medgaz qui reliera l'Algérie à l'Espagne.
- Le projet Galsi qui reliant l'Algérie à l'Italie, via la Sardaigne.
- L'autre projet d'envergure, le Trans-Saharan Gas Pipeline (TSGP), inscrit au programme du Nepad, reliant le Nigeria à l'Algérie, à travers le Niger, pour aboutir en Europe.

Le first gas est prévu entre 2015 et 2017. L'autre challenge auquel TRC est appelée à faire face est la mise à niveau de ses installations. Ce qui lui permettra d'optimiser ses capacités d'évacuation et satisfaire une demande sans cesse croissante.

Sur le plan HSE, TRC prend en charge, de manière active, les questions liées à la santé, à la sécurité et à la protection de l'environnement. Des investissements importants sont consentis pour répondre efficacement à ces préoccupations. Les chantiers dans lesquels l'Activité Transport par Canalisation s'est résolument engagée, constituent un véritable défi.

La réalisation de ces grands projets est le fruit de l'engagement des femmes et des hommes qui constituent la principale richesse de l'Activité Transport par Canalisation. Le sens du devoir de l'ensemble du personnel de TRC, conjugué à des efforts soutenus contribueront, sans aucun doute, à façonner une réussite qui ne sera que collective.

A sa création, le 31 décembre 1963, Sonatrach s'était fixée pour mission le transport et la commercialisation des hydrocarbures extraits des gisements du Sahara par les premières compagnies étrangères opérant à l'époque en Algérie. Le premier projet lancé et réalisé par Sonatrach était l'oléoduc OZ1 reliant Haoud El Hamra à Arzew, en 1966.

L'Activité Transport par Canalisation est, de ce fait, le métier originel du Groupe Sonatrach. L'Activité TRC représente une dimension stratégique en termes d'acheminement des hydrocarbures vers les autres segments du marché et assure la cohérence des flux de toute la chaîne des hydrocarbures.

L'Activité Transport est un maillon incontournable de cette même chaîne. Elle est également un secteur vital pour l'économie algérienne. TRC assure le transport des hydrocarbures, de pétrole brut, de gaz naturel, de GPL et de condensat, depuis les champs de production jusqu'aux complexes et unités de traitement, de transformation, de stockage, d'expédition et d'exportation. Le transport par canalisation constitue le maillon intermédiaire entre l'Amont pétrolier et gazier, les activités Aval de raffinage et de pétrochimie et la commercialisation des hydrocarbures.

Les capacités totales de transport installées de Sonatrach sont de 322 millions de tonnes équivalent pétrole (MTEP) représentant une longueur totale de plus de 16 200 kilomètres constituant 19 systèmes de transport. De ces 19 STC gérés par l'Activité Transport par Canalisation, 7 sont réservés à l'acheminement du pétrole brut, 2 à celui du condensât, 2 pour le GPL et 8 pour le gaz naturel dont 2 sont des gazoducs intercontinentaux reliant l'Algérie à l'Europe. A ce programme de développement du réseau de transport au sud et au nord du pays, s'ajoute un important programme de modernisation, de mise à niveau et de sécurisation des installations et ouvrages existants qui est en phase de concrétisation.

En effet, Sonatrach, dans le futur, fera face à l'augmentation croissante de la demande nationale en produits énergétiques et devra honorer ses engagements internationaux en lançant un ambitieux programme d'extension de son réseau de transport. La longueur totale de ce dernier, portée à 21 500 km à, soit une augmentation de 5 300 kilomètres, représentant les tronçons qui vont alimenter les deux (02) gazoducs qui relieront directement l'Algérie à l'Europe : le premier gazoduc appelé Medgaz vers l'Espagne, le deuxième gazoduc le Galsi, vers l'Italie en traversant la Sardaigne. Fort de ses réseaux de transport intercontinentaux gérés par l'Activité Transport par Canalisation, le Groupe Sonatrach occupe une place de choix dans l'industrie énergétique mondiale. [13]

II.1. Réhabilitation des installations industrielles, une priorité pour Sonatrach – TRC :

Sonatrach - Activité Transport par Canalisation a lancé un vaste programme d'inspection des canalisations par outil intelligent. Entre les années 2001 et 2006, 1854 kilomètres de pipelines ont été inspectés par outil intelligent afin de détecter d'éventuelles dégradations ou corrosions pouvant conduire à des ruptures avec éclatement des canalisations. Plusieurs tronçons, totalisant 2 135 kilomètres, ont été remplacés.

En 2007, 711 kilomètres ont été contrôlés et à l'horizon 2010, plus de 8000 kilomètres seront inspectés, soit plus de la moitié du réseau de canalisation de transport d'hydrocarbures. A ces

opérations d'inspection vient s'ajouter, depuis une année et demie, un large programme de réhabilitation et de déviation de tracés des canalisations de transport.

Ces opérations de rénovation entrent dans le cadre du programme intensif de réhabilitation et de mise en conformité des installations industrielles de Sonatrach. Ce programme a été doté d'une enveloppe spécifique d'un (01) milliard de dollars afin de préserver les installations et de les faire fonctionner dans les meilleures conditions de sécurité. A cet effet, Sonatrach – Activité Transport par Canalisation a signé plusieurs contrats de coopération avec des entreprises de renommée mondiale.

Cette intervention d'envergure constitue une action bénéfique qui assurera de meilleures conditions de transport et un environnement plus sécurisé. Et ceci en grande partie grâce à l'utilisation d'outils intelligent, capable de localiser avec précision et fiabilité, les points de corrosion internes et externes.

Cet outil permet également la détection et la localisation de tous défauts ou anomalies susceptibles de porter atteinte à l'intégrité de la canalisation. [13]

II.2. Activité de TRC :

➤ **Activité Aval :**

- La liquéfaction du Gaz Naturel (GN) ;
- La séparation des Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) ;
- Le raffinage ;
- La pétrochimie.

➤ **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.

➤ **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 :

II.3. 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 Projet en internationale (DEE).

- Suivi des Projets.

II.4. 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 de développement. 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 de rechange. 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).

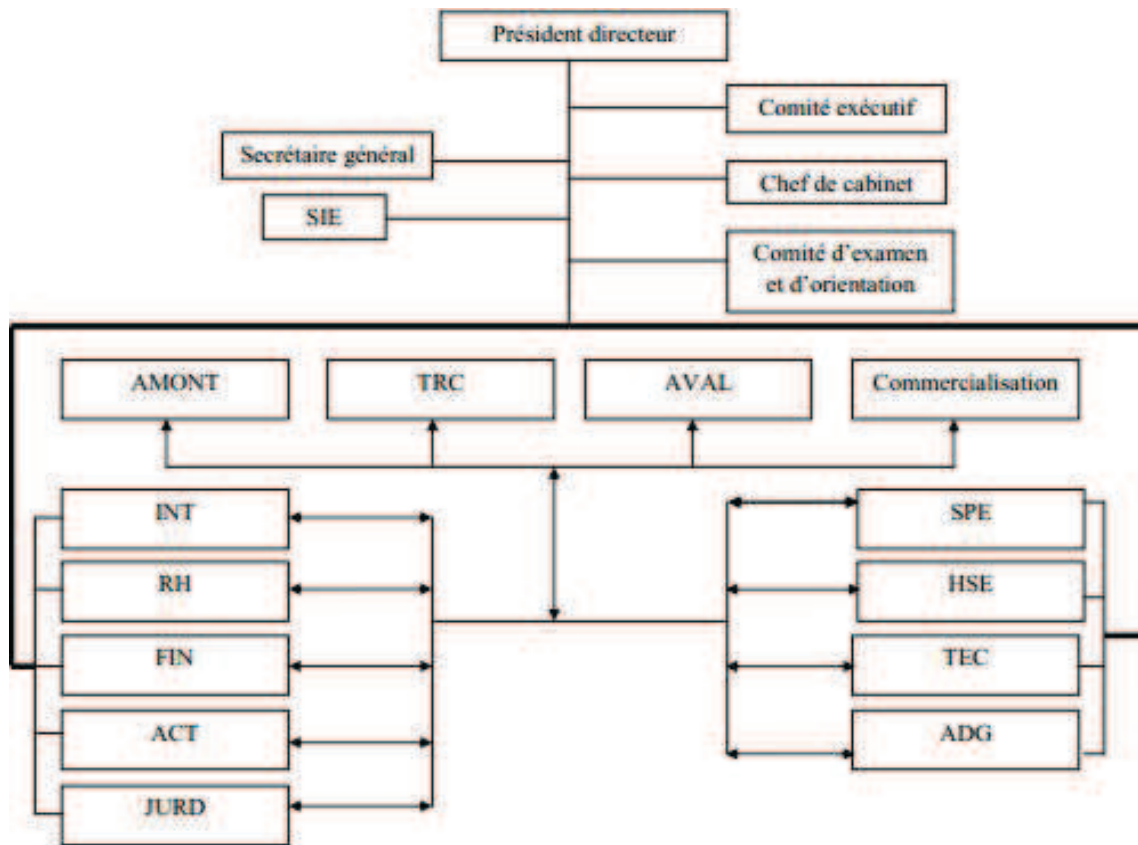


Figure I.2 schéma structurant l'activité transport par canalisation

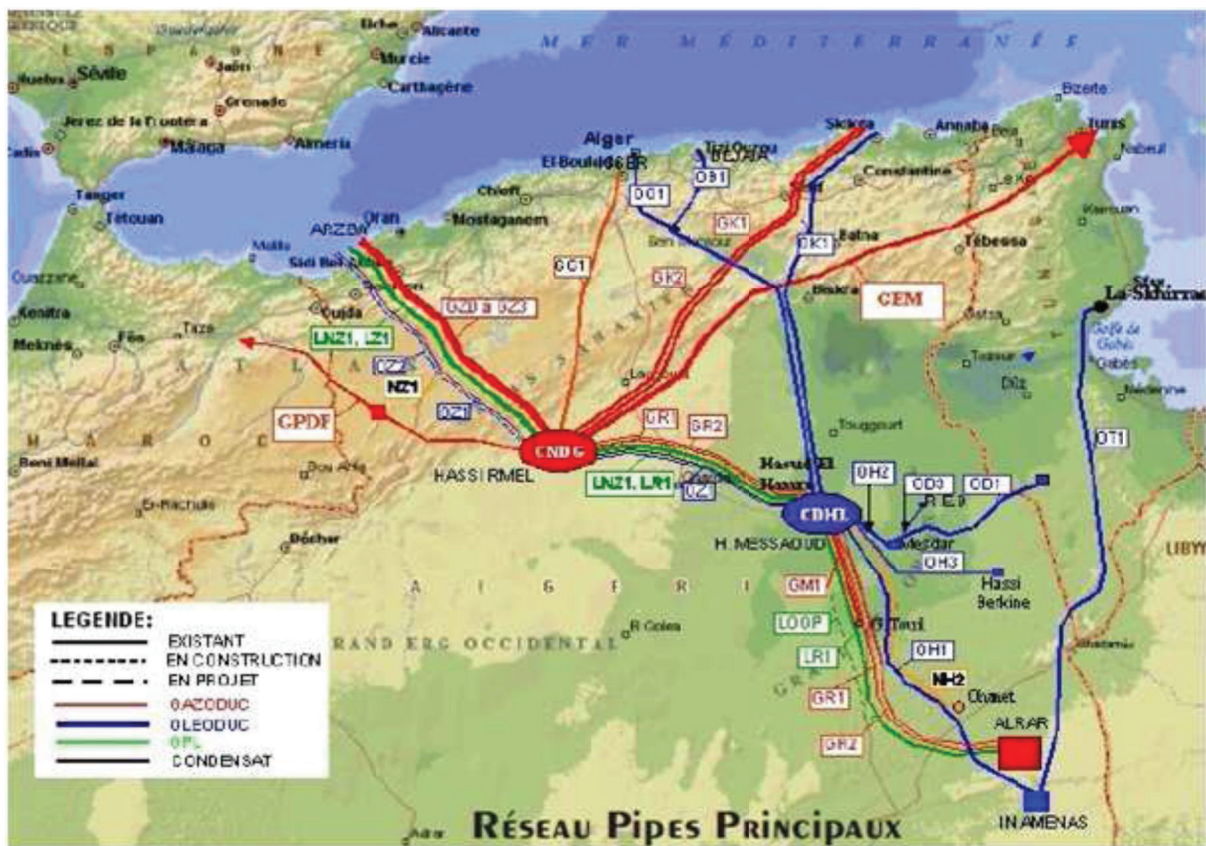
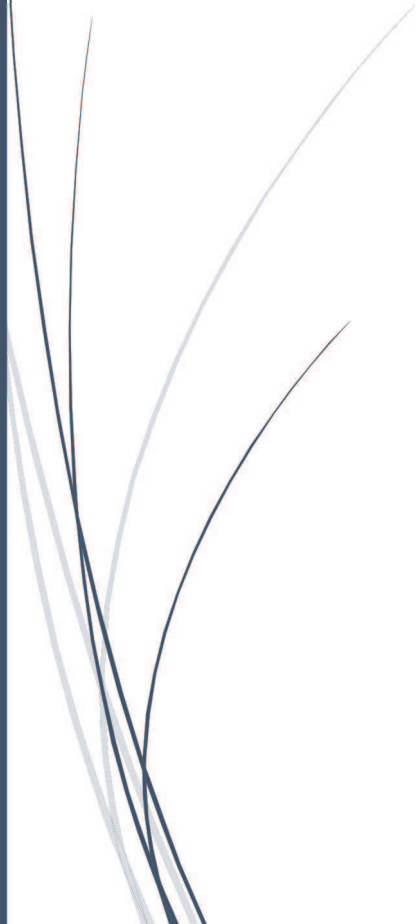


Figure I.3 Répartition du réseau de transport par canalisation.



Chapitre II:

Généralité sur le transport des hydrocarbures



I. Introduction

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

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

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

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

II. Définitions préliminaire

- ✓ Pétrole : Du latin « *petra oleum* » signifiant « huile de pierre ». Le pétrole est un liquide huileux inflammable, composé d'hydrocarbures très divers mais aussi d'impuretés telles que le soufre, l'azote, l'eau salée et certains métaux, dont la couleur varie du jaune au noir. Généralement plus léger que l'eau. On le trouve dans les couches sédimentaires de l'écorce terrestre.
- ✓ Pipeline : Canalisation pour le transport des fluides.
- ✓ Brut (pétrole) : Pétrole non transformé.
- ✓ Oléoduc : Canalisation servant à acheminer le pétrole brut. En anglais, on parle de pipeline.
- ✓ Gazoduc : Canalisation souterraine en acier destiné au transport du gaz naturel sur une longue distance.
- ✓ Baril : Unité de mesure de volume utilisée pour le pétrole brut (159 litres). Elle est couramment utilisée dans l'industrie pétrolière. Son origine remonte aux tonneaux qui servaient à transporter les liquides au temps de la marine à voile.
- ✓ Plate-forme : Ensemble des installations surélevées en mer, servant à exploiter les gisements d'hydrocarbures marins, en supportant les installations de production.
- ✓ Production : Phase d'exploitation commerciale d'un gisement d'hydrocarbures.
- ✓ Densité : Rapport entre la masse volumique d'un corps et celle du même volume d'eau (ou d'air pour les gaz).

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

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

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

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

- ✓ Manomètre : Instrument servant à mesurer la pression d'un fluide dans un espace clos.
- ✓ Offshore : Terme anglo-saxon signifiant « au-delà du rivage ». Il désigne les gisements et les installations pétrolières situés en mer.

III. Le pétrole :

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

a. Etat chimique :

Le pétrole est un produit constitué d'une multitude de molécules composées d'atomes de carbone et d'hydrogène uniquement, on parle d'hydrocarbures. Ces différentes molécules sont caractérisées par le nombre et la structure des atomes de carbone. La chimie minérale distingue quatre grands types d'hydrocarbures en fonction de la nature des liaisons atomiques entre atomes de carbone:

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

4. **Les chaînes aromatiques** : Ceux sont les molécules dont la chaîne d'atomes de carbone contient au moins un cycle benzénique. Le nombre de carbone est au minimum de 6. Exemples : le benzène, le naphthalène. Formule brute : C_6H_5-Y (où Y représente une molécule attachée au cycle benzénique). [Abbaz, L., Fares, R., 2008]

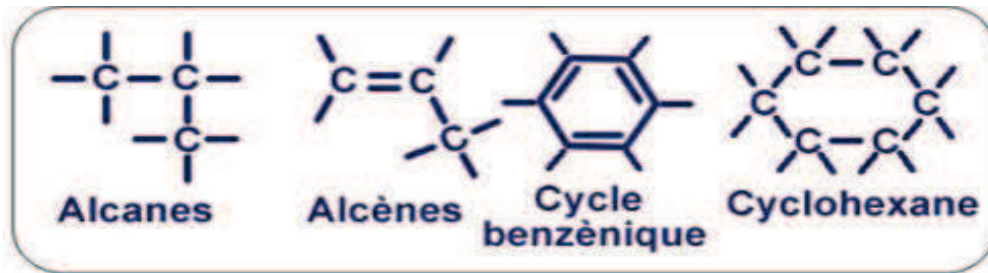


Figure II-1 Structure des molécules.

b. Etat physique :

L'état physique des composés du pétrole dans les conditions normales varie suivant la longueur de la chaîne aliphatique. En effet, plus la chaîne est longue, plus la masse volumique du composé est grande et plus le composé est visqueux. A titre d'exemple, les composés du méthane au butane (C1 à C4) sont gazeux à température ambiante ; à partir de cinq atomes de carbone les composés sont liquides et au-delà d'une quinzaine d'atomes de carbone, ils sont solides. Comme pour toute molécule, l'état physique des composés varie en fonction de la température et de la pression. Ces propriétés sont utilisées en vue de séparer les chaînes de différentes longueurs : la distillation est un exemple de séparation des molécules par la chaleur. [Abbaz, L., Fares, R., 2008]

III.1. Origine et formation du pétrole :

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement le plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères exploités de nos jours, [<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>].

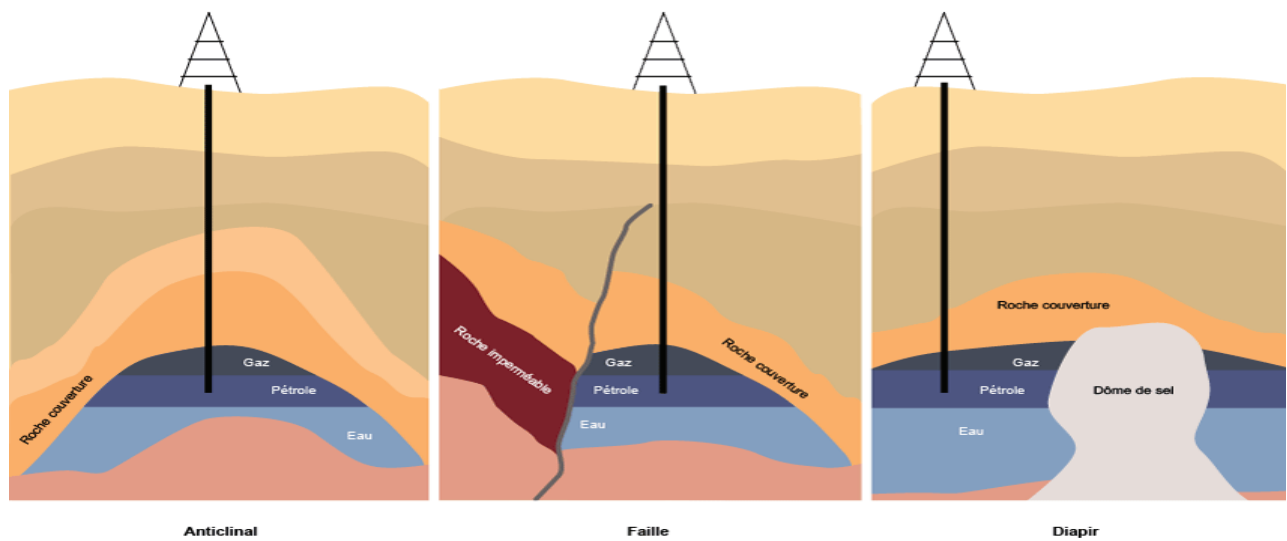


Figure II.2 Formation et migration du pétrole.

III.1.1 Le chemin de la matière organique vers le pétrole :

III.1.1.1 L'accumulation de matière organique dans les sédiments :

La matière organique est issue d'êtres vivants (plancton, végétaux, animaux, etc.). Composée pour l'essentiel de carbone, d'hydrogène, d'azote et d'oxygène, elle forme ce que l'on appelle « la biomasse ». Cette biomasse est généralement détruite par des bactéries mais une faible partie (moins de 1 %) se dépose au fond de milieux aquatiques.

Dans cet environnement pauvre en oxygène, la matière organique est en partie préservée. Elle se mélange ensuite à des matières minérales (particules d'argiles ou sables fins), créant ainsi des boues de sédimentation. Celles-ci s'accumulent par couches successives sur des dizaines voire des centaines de mètres.

III.1.1.2 La formation du kérogène :

Au début de la sédimentation jusqu'à une profondeur d'environ 1 000 mètres sous le plancher océanique, la matière organique contenue dans les boues de sédimentation subit une transformation sous l'action de bactéries anaérobies (vivant en milieu privé d'oxygène). Elles en extraient l'oxygène et l'azote, aboutissant à la formation de kérogène. Il s'agit d'un composé solide disséminé sous la forme de filets au sein des sédiments, contenant surtout du carbone et de l'hydrogène.

III.1.1.3 La maturation du kérogène en pétrole :

Par leurs propres masses et à la suite de leur couverture par de nouveaux dépôts, les couches sédimentaires s'enfoncent naturellement dans la croûte terrestre. Au cours de ce phénomène et au-delà de 1 000 mètres de profondeur sous le plancher océanique, les résidus minéraux des boues de sédimentation se solidifient en une roche relativement imperméable. Appelée « roche-mère », cette formation piège le kérogène.

La roche-mère subit également un enfouissement. Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevées, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. À une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1 500 à 2 000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique, appelé également « pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brut.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche-mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes :

- entre 60° et 120°C (entre 2 000 à 3 000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement du pétrole et une faible quantité de gaz ;
- à partir de 120°C (soit 3 000 mètres), la production de pétrole à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche-mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression ;
- au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4 000 mètres), il ne se forme plus que du gaz.

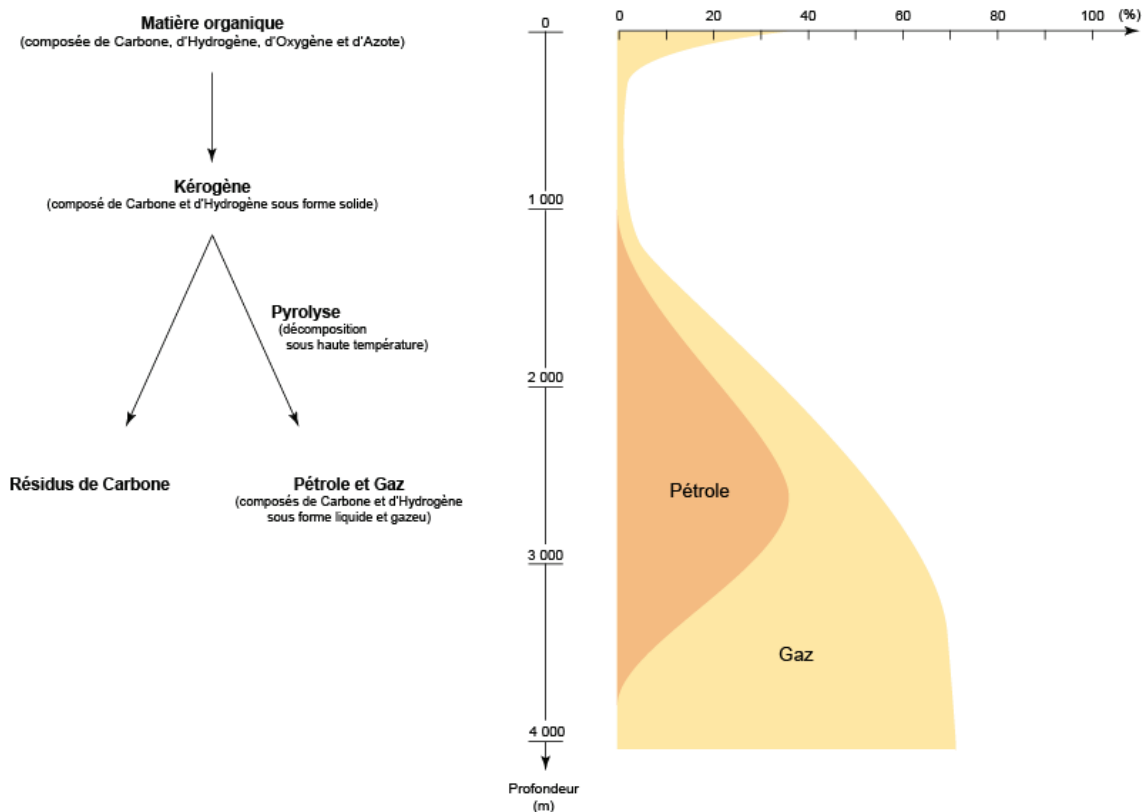


Figure II.3 Hydrocarbures générés à partir du kérogène en fonction de la profondeur d'enfouissement.

III.1.1.4 Le cas des schistes bitumineux :

Lorsque la roche-mère n'est pas suffisamment enfouie, le kérogène qu'elle contient ne subit pas de pyrolyse. Appelé schiste bitumineux, il s'agit d'un combustible fossile arrêté au stade d'"avant-pétrole" dans le processus de maturation du kérogène.

Par un procédé industriel, les schistes bitumineux peuvent être transformés en pétrole en subissant une pyrolyse (à 500° C pour accélérer la maturation du kérogène).

III.2 Formation des gisements de pétrole :

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

III.2.1 Migration primaire :

Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors vers la future roche-réservoir.

III.2.2 Migration secondaire :

De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère :

- en général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière ;

parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole, associé à de l'eau et du gaz, se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau), [<http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>].

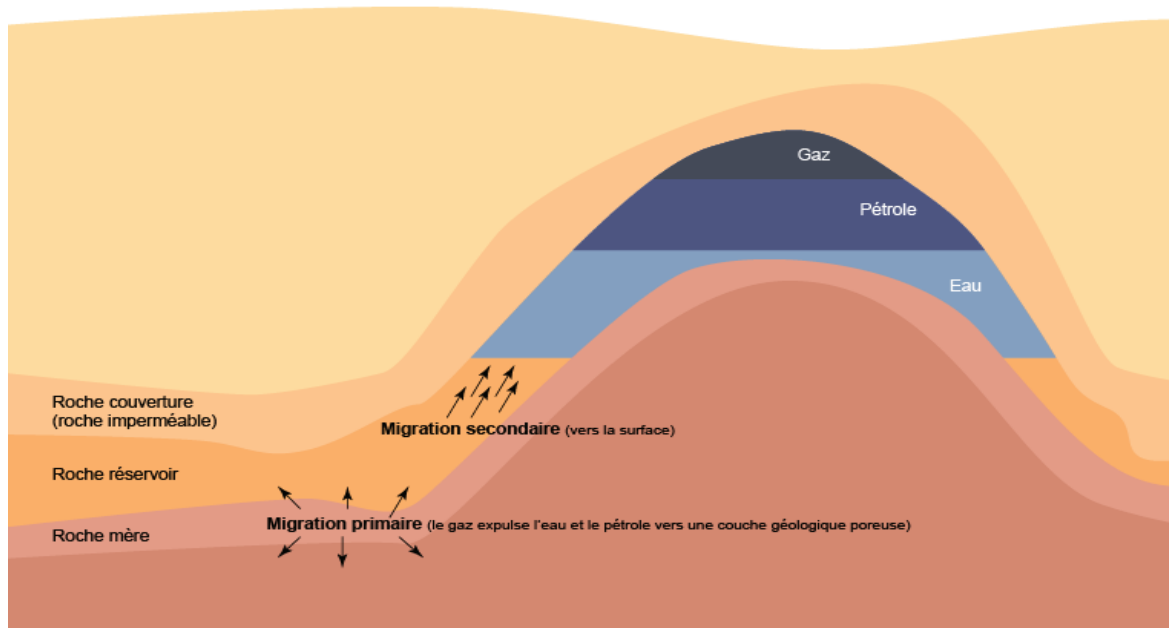


Figure II.4 Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement

Seule une faible quantité de pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs. En effet, de 10 à 40% des hydrocarbures restent piégés dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières et notamment la fracturation hydraulique.

III.3 Les différents « pièges à 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.

III.3.1 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 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.

III.3.2 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 réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches-couvertures.

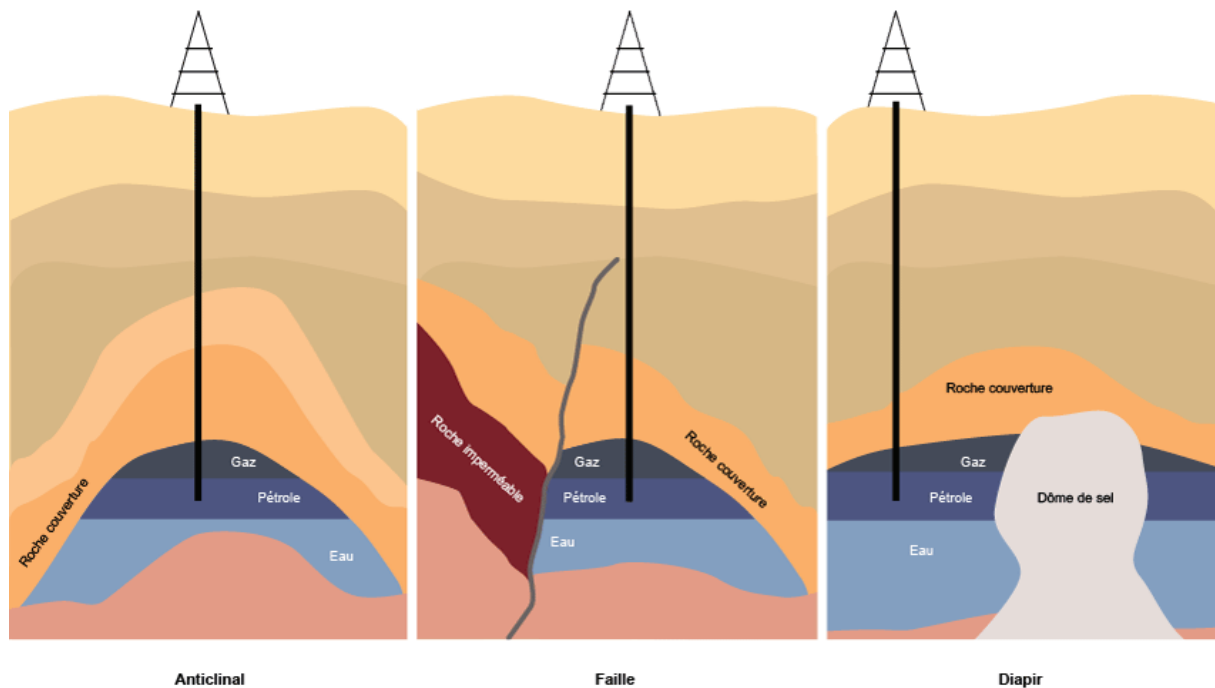


Figure II.5 Les principaux types de pièges à pétrole

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.

IV. Classification du pétrole :

Tout processus de formation est unique : un gisement de pétrole contient un mélange d'hydrocarbures qui le caractérise selon l'histoire géologique de la zone où il s'est développé.

La provenance géographique est donc un des critères de classification du pétrole (Golfe Persique, mer du Nord, Venezuela, Nigeria...). Toutefois, pour établir des comparaisons entre différents sites, d'autres critères existent. Les plus importants sont les mesures de la viscosité et de la teneur en soufre du pétrole brut.

IV.1. Classification Selon la densité :

Quatre types de gisements sont définis (léger, moyen, lourd ou extra-lourd et bitume). Plus le pétrole brut est visqueux, plus il est « lourd » :

- **les gisements de pétrole léger** : l'aspect du pétrole brut se rapproche de celui du gazole. Les gisements sahariens présentent cette caractéristique ; le degré API est supérieure à 31.1 ; $API > 31.1$
- **les gisements de pétrole moyen** : la viscosité du pétrole brut est intermédiaire entre le pétrole léger et le pétrole lourd. Il s'agit par exemple des gisements du Moyen-Orient ; le degré API compris entre 22.3 et 31.1 ; $22.3 < API < 31.1$

- **les gisements de pétrole lourd ou extra-lourd** : le pétrole brut ne coule pratiquement pas à la température ambiante. Les gisements d'Amérique du sud en sont un exemple ; le degré API compris entre 10 et 22.3 ; $10 < \text{API} < 22.3$

les gisements de bitume : le pétrole brut est très visqueux voire solide à la température ambiante. Les principales réserves de ce type se trouvent au Canada. Le degré API inférieur à 10 ; $\text{API} < 10$. [<http://www.connaissancesdesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole/>].

Les pétroles les plus légers sont les plus demandés par les raffineurs, car ils donnent directement beaucoup de coupes légères de grande valeur (diesel, essence, naphtha). À l'inverse, les pétroles lourds donnent plus de produits, tels que des bitumes et du fioul résiduel, qu'il faut soit vendre tels quels à bas prix, soit convertir en coupes plus légères, notamment par hydrocraquage (ajout d'hydrogène).

Cette propriété est importante pour déterminer la rentabilité de l'exploitation. En effet, un pétrole peu visqueux ou léger est plus facile à extraire et à traiter qu'un pétrole lourd.

IV.2. Classification selon la teneur en soufre :

Les pétroles avec une faible teneur en soufre (inférieure à 0,5% en poids) sont qualifiés de « sweet » ou « doux » ; au-delà, les pétroles sont qualifiés de « sour » ou « soufrés ». Ceci est important car le soufre est un « polluant-corrosif et poison » que les raffineurs doivent retirer. Ceci a un coût et il diminue donc la valeur du brut.

IV.3. Classification selon la composition chimique :

- Les pétroles paraffiniques : le pourcentage des hydrocarbures paraffiniques est supérieur à 50%.
- Les pétroles naphthéniques : le pourcentage des hydrocarbures naphthéniques est supérieur à 50% dans le brut.
- Les pétroles aromatiques : le pourcentage des hydrocarbures benzéniques est supérieur à 35%.

V. Les bruts de référence :

Plus de 130 types de pétroles bruts sont commercialisés à travers le monde, sur un total de 400 types de bruts connus. Leur prix est établi par différentiel à partir de bruts de référence dont la qualité standard est connue. Ces bruts de référence sont :

– **Le WTI (*West Texas Intermediate*)**: (40 °API et 0.3 % S)

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** : (38 °API et 0,3 % S)

Le Brent est un type de pétrole brut (léger et non 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** : (environ 32 °API et 2 % S) :

Un brut (léger sulfuré) 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, le Moyen-Orient et l'Asie.

NB : le brut algérien est appelé « Sahara blend », c'est un mélange de bruts issus de plusieurs champs de la région de Hassi Messaoud.

Densité entre 43 et 47 °API, un brut léger

Teneur en soufre 0.1% « faible teneur en soufre ».

VI. Les réserves mondiales du pétrole :

Les conditions géologiques les plus favorables à la formation du pétrole se sont présentées dans l'actuel Moyen-Orient, voilà plusieurs millions d'années. Deux tiers des réserves connues se trouvent dans la péninsule d'Arabie. L'Arabie saoudite détient à elle seule 36 milliards de tonnes de pétrole, soit près d'un quart des réserves mondiales, [Alain Maire, 2011].

VI.1 Autour du globe :

D'autres gisements pétrolifères importants se trouvent en Irak, dans les Emirats arabes unis, au Koweït et en Iran. L'Amérique du Sud (Venezuela et Mexique) recèle aussi d'énormes quantités de pétrole, de même que la région de la mer Caspienne et l'Afrique du Nord (notamment la Libye et le Nigeria). De nombreux champs pétrolifères plus petits se trouvent répartis dans le monde. Les réserves européennes se situent essentiellement en mer du Nord.

VI.2 Réserves traditionnelles et non traditionnelles :

Les réserves de pétrole se répartissent en deux groupes. On désigne par réserves traditionnelles, les gisements exploitables économiquement à grande échelle, par les techniques actuelles. La plupart des gisements du Moyen-Orient appartiennent à ce groupe. Le pétrole des gisements non traditionnels est visqueux ou fixé dans la roche; l'extraire engendre des coûts très élevés. Le continent américain dispose d'énormes réserves pétrolières non traditionnelles sous forme de sables asphaltiques, schistes bitumineux et d'huile lourde.

Rang des réserves mondiales	Pays producteurs	Quantités en Gt	% des réserves mondiales
1	Moyen-Orient	102,77	55,6
2	Amérique du Nord	26,51	14,4
3	Amérique latine, dont :	18,42	10,0
	- Venezuela	13,56	7,3
	- Mexique	1,42	0,8

4	Afrique, dont : - Algérie - Libye - Nigéria	16,25 1,66 6,04 5,07	8,8 0,9 3,3 2,7
5	Europe, dont : - Norvège - Royaume-Uni - CEI, dont : - Russie	15,3 0,95 0,42 13,49 8,19	8,3 0,5 0,2 7,3 4,4
6	Extrême-Orient/ Océanie, dont : - Chine	5,48 2,78	3,0 1,5
	Total mondial	184,74	100,0

Tableau II.1 situation au 1^{er} janvier 2010 des réserves mondiales prouvées de pétrole brut.

VII. Historique du transport par canalisation :

Le besoin en énergie du monde moderne se sont considérablement développés, le pétrole et le gaz naturel ayant largement contribué à leur couverture depuis les dernières décennies. La mise en place de ces produits énergétiques nécessite l'emploi de moyen massif, au premier rang desquels figure la conduite.

Moyen particulièrement adopté au transport des hydrocarbures, la conduite à connu en une évolution remarquable, toujours d'actualité, et la simple comparaison des caractéristiques similaires de l'ouvrage considéré comme le premier genre et celle d'un ouvrage moderne donne une bonne illustration de cette évolution.

La première conduite est construite en 1865 par Samuel Van Sycle. En tubes de fonte vissés, d'une longueur de 8 km, un diamètre de 2", et transporte le pétrole jusqu'à la ligne de chemin de fer la plus proche. Sa capacité de transport est de l'ordre de 100m³ par jour.

Le premier pipeline fut construit en 1879 par la Tide Water Co, entre Coryville et Williamsport, en Pennsylvanie. Son diamètre était de 6", sa longueur de 170 km, et sa capacité de 1500m³ par jour. On trouva alors que le transport par conduite était un moyen non seulement commode, mais aussi économique et, malgré l'opposition toujours forte des chemins de fer, ce nouveau mode se développa rapidement. Une nouvelle ère du transport s'ouvrit aux Etats-Unis. Ainsi, étaient déjà en exploitation 1800 km de canalisations en 1880, 29000 km en 1900 et 85000 km en 1920.

En Algérie :

Avec les principaux gisements du Sahara de Hassi Messaoud, Edjeleh, zaraïtine et Ohanet pour le pétrole brut, Hassi R'Mel et In Salah pour le gaz naturel, découverts entre 1956 et 1960, l'Algérie détient 1 664Mt de pétrole et 4,5Tm³ de gaz, soit respectivement 1% (16^e rang) et 2,5 % (8^e rang) des réserves mondiales.

Son industrie pétrolière, ancien monopole d'Etat, était assurée depuis sa nationalisation en 1972 par la société nationale Sonatrach. Depuis 2005, les sociétés étrangères peuvent intervenir directement.

Le brut algérien, du type Saharan Blend, est l'un des meilleurs sur le marché par sa faible teneur en soufre.

Le gaz algérien assure 25% de la consommation de gaz de l'Union européenne. Il est importé à égalité par des gazoducs transméditerranéens et sous forme de GNL.

L'Algérie possède environ 18 000 km de canalisations, avec 32 lignes en exploitation, dont les diamètres sont compris entre $\phi 16$ et $\phi 48$ ".

VIII. Les différents moyens de transport :

VIII.1. Transport par oléoduc :

L'importance de l'activité de transport dans la chaîne pétrolière sert à relier les gisements aux centres de raffinage ou aux ports d'expédition c'est-à-dire ramener les hydrocarbures du lieu de production aux centres de consommation.

Les conduites sous-marines sont également utilisées, dans la majorité des cas, pour l'évacuation de la production des gisements marins vers la côte, notamment en mer du Nord.

Aujourd'hui, dans le monde, la longueur des conduites de transport à grande distance est estimée à 2 000 000 km, dont deux tiers concernent des produits gazeux et un tiers des produits liquides ou liquéfiés.

Les besoins mondiaux d'extension et de renouvellement de pipelines sont de l'ordre de 40 000 km par an. Près de la moitié de ce total intéresse la Fédération de Russie et la Chine, l'autre moitié se partageant à parts égales entre l'Amérique et le reste du monde.

Concernant le développement des lignes, deux remarques sont nécessaires :

- les longueurs de conduites décrites ci-dessus ne tiennent pas compte des réseaux de collecte des champs de production de brut ni, concernant le gaz, des réseaux de distribution des agglomérations, sinon, il faudrait doubler les longueurs citées ;
- l'accroissement des longueurs une idée partielle de l'augmentation des capacités de transport.

VIII.1.1 Causes du développement du transport par conduites :

Le développement de ce mode de transport est le résultat des constatations suivantes :

- une forte accélération de la demande de ce type de combustible ;
- le caractère spécifique de l'économie du pétrole ;
- les qualités de la conduite pour transporter ce type de produit ;
- l'absence de rupture de charge et de transfert ;
- les facteurs d'intégration que le pipeline représente.

VIII.2. Transport Maritime :

- ✚ Ce mode de transport permet de modifier à tout moment la destination du pétrole.
- ✚ A l'origine, le transport maritime du pétrole s'effectuait dans les tonneaux, les « barils » de pétrole.
- ✚ Les tankers sont reconnaissables par leur silhouette très caractéristique, et les citernes qui contiennent le pétrole constituent la partie centre des tankers.
- ✚ Cette caractéristique donne au tanker une grande stabilité en départ de la masse liquide considérable qu'il transporte de sa taille.
- ✚ Près de la moitié de la flotte mondiale des pétroliers sont constitués par des tankers de 250 000 tonnes, certains dépassent aujourd'hui 500 000 tonnes et atteignent plus de 350 mètres de long. L'augmentation de la taille des pétroliers a permis de réduire les dépenses de transport.
- ✚ Pour le transport du gaz, il faut au préalable le liquéfier à fin de réduire son volume, qu'il est équipé par cuves cryogéniques qui le conservent dans son état liquide à très basse température (-160°C), jusqu'au port de destination, ces tankers ont aussi appelé les méthaniers.
- ✚ Les principaux pays constructeurs des navires pétroliers sont :
Le Japon (60%), la Suède (13%) et l'Allemagne (8%).

VIII.3. Les Autres Modes de transport :

- 1- **Camion-citerne (27m³, 9m³ et 3m³)** : Pour la distribution des produits finis (Essence, Gasoil, Kérosène....).
- 2- **Wagon citerne (4500 t)** : Pour l'approvisionnement des centres de stockage plus importants.
- 3- **Pétrolier** : Pour le transport sur de long trajet, des quantités très importantes de 50 000 à 500 000 de tonnes.
- 4- **Canalisations** : Transport sur de longues distances, des quantités très importantes pour une livraison continue.

VIII.4. Avantages et inconvénients des différents modes du transport:

Mode de transport	Avantages	Inconvénients
Camion-citerne	Accès facile aux endroits isolés	- Faible quantité - Livraison discontinue - Sécurité de transport
Wagon citerne	- Produits divers par livraison et sans contamination - Moyennes quantités - Moyennes distances	- Passages spéciaux - Livraison discontinue - Mesure de sécurité
Maritime	- Quantités importantes - Longue distance	- Livraison discontinue - Coût plus important
Canalisations	- Quantités plus importantes - Livraison continue - Coût très bas - Sécurité de transport - fiabilité	- Surveillance continue

Tableau II.2 Avantages et inconvénients des différents modes du transport.

Le modèle transport par canalisations est le moyen le plus sûr, si les précautions nécessaires sont prises les incidents seront extrêmement rares. Il est le moyen le plus économique, [BENDAIKHA, S. RAHMANI, B, 2000].

IX. Caractéristiques du pipeline :

Les canalisations servant au transport, à moyenne et grandes distance, des liquides et notamment du pétrole brut sont appelées «Oléoducs», ou de gaz «Gazoducs». Elles sont caractérisées par leurs diamètres, épaisseurs et matières dont elles sont fabriquées ainsi que par leur résistance à la pression. En général un pipeline est caractérisé par :

- Une grande longueur ;
- Une pression de service élevée (jusqu'à 100 bars) ;
- Un grand diamètre (jusqu'à 56". L'industrie mondiale de fabrication des tubes est capable de réaliser des conduites de 64", qui sont actuellement au stade de l'essai) et des épaisseurs variant de 6.35 mm à 23 mm.

IX.1. Exploitation des pipelines :

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

- Organiser le trafic d'un ou plusieurs produits ;
- Déterminer le régime économique du pompage ;
- Maintenir le régime de fonctionnement des installations ;
- Surveillance, entretien de la ligne, et de l'équipement de la station et protection contre la corrosion ;
- Un centre de dispatching dirige les manœuvres journalières, dresse les plans d'exécution aux diverses stations de contrôle de la progression des cargaisons dans les lignes afin de prévoir le moment d'arrivée et pouvoir les réceptionner convenablement.

Dans un souci de sécurité on doit prévoir le renforcement des consignes de sécurité au passage des zones à forte densité de population aussi bien lors de la construction de la conduite (renforcement de l'épaisseur de la conduite, gaine, etc...) que lors de l'exploitation (prévention des incendies etc...).

IX.2. Utilisation des pipelines :

En plus du pétrole et du gaz on utilise la conduite pour transporter les produits suivants :

- Plusieurs produits par une même conduite, appelé batching ou pompage successif ;
- Produit visqueux et paraffiné ayant la température de congélation au-dessous de zéro.
- Du gaz liquéfié avec une température de transport très basse;
- Des minéraux mélangés avec de l'eau, [DEKAR, Amina. DEKOUN, Rim, 2009].

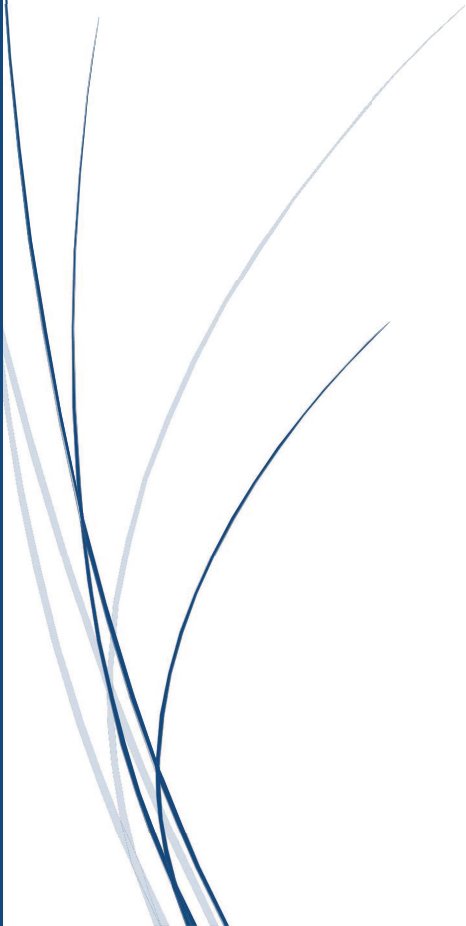
X. Conclusion :

En résumé, le pétrole est connu depuis très longtemps et son emploi dans divers domaines n'a pas cessé de s'accroître au fil des décennies. Il est utilisé, malgré ses enjeux géopolitiques et ses impacts sur l'environnement, partout dans le monde. Sa composition varie en fonction de son origine et de ses paramètres physico-chimiques.



Chapitre III :

Notions Hydrauliques



I. Introduction aux équations de la mécanique des fluides :

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 ;
- Equation caractéristique du fluide ;
- Equation de continuité, [Comolet, 1982].

I.1.1. 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 : La 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 $\rho = \rho(T) * [1 + K.P]$, elle est applicable pour les liquides légèrement incompressible. $K = -(dV/V)/dp$, avec dV/V : variation relative de volume.
- Elle traduit encore : $P/\rho = RT$ pour les gaz parfait.

I.1.2. Equation générale du mouvement :

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

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(III. 1)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(III. 2)}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial x} = X - \frac{du}{dt} - \mu \Delta u \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial y} = Y - \frac{dv}{dt} - \mu \Delta v \\ \frac{1}{\rho} * \frac{\partial P}{\partial z} = Z - \frac{dw}{dt} - \mu \Delta w \end{array} \right. \quad \text{(III. 3)}$$

Avec :

$\frac{1}{\rho} * \overrightarrow{\text{grad}P}$: Forces de pressions. $\overrightarrow{\text{grad}} \left(\frac{\partial}{\partial x}, \frac{\partial}{\partial y}, \frac{\partial}{\partial z} \right)$;

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

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

μ : Viscosité dynamique (m^2/s).

I.1.3. Equation de continuité :

L'équation de continuité traduit le principe de conservation de la masse du fluide au cours de l'écoulement autrement dit, pendant l'écoulement il n'y aura ni apport ni prélèvement de la matière pour un volume de contrôle donné.

La masse fluide qui entre par unité de temps est égale à la masse qui en sort par unité de temps. Dans un volume de contrôle donné cette équation se traduit par :

$$Q = V_1 S_1 = V_2 S_2 \quad (\text{III.4})$$

Avec:

Q : débit écoulé (m³/s) ;

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

S₁, S₂ : sections d'écoulement (m²).

I.2. Equation de Bernoulli :

En tout point d'un filet liquide pris dans une masse liquide de fluidité parfaite en mouvement permanent et soumis à la seule action de la pesanteur, la cote, la hauteur représentative de la pression et la valeur représentative de la vitesse forme une somme constante.

Cette relation traduit le principe de la conservation de l'énergie totale de la particule le long d'un filet liquide.

$$Z + P/\rho g + V^2/2g = \text{constante} \quad (\text{III.5})$$

Avec :

Z : altitude du point ;

P : pression mesurée au point considéré ;

ρ : Masse volumique du fluide ;

V : la vitesse de l'écoulement le long de la ligne de courant considérée ;

H : perte de charge.

La relation de Bernoulli pour deux points d'un filet de courant s'écrit :

$$Z_1 + P_1/\rho g + \alpha V_1^2/2g = Z_2 + P_2/\rho g + \alpha V_2^2/2g + H_{1.2} \quad (\text{III.6})$$

Avec :

α : Coefficient de correction de l'énergie cinétique; l'écoulement dans les pipelines étant généralement turbulent, on prend $\alpha \approx 1$;

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

H_{1.2} : Perte de charge due à l'écoulement.

II. Calcul des pertes de charge :

II.1 Calcul des pertes de charge linéaires :

Ce sont les pertes par frottements au cours de l'écoulement appelées encore pertes linéaires. Pour une conduite de diamètre constant et pour une longueur L, le calcul des pertes de charge est donné par la formule générale suivante :

$$\Delta H_L = \lambda * L * V^2 / (2 * g * d) \quad (\text{III.7})$$

Avec :

d : Diamètre intérieur de la conduite en (m) ;
 V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s) ;
 g : Accélération de la pesanteur en (m/s²) ;
 $H_{1.2}$: Coefficient de perte de charge.

On constate que les pertes de charge linéaires dépendent des éléments suivants:

- **Longueur de la canalisation:** la perte de charge est logiquement directement proportionnelle à la longueur de la canalisation: elle augmente quand la longueur de la canalisation augmente.
- **Débit:** plus le débit augmente, plus les forces de frottements augmentent, pour un diamètre identique.

II.2 Calcul des pertes de charge singulières :

La perte de charge singulière, localisée dans une section de la conduite est provoquée par un changement de direction et d'intensité de vitesse. L'écoulement uniforme est perdu et devient localement un écoulement non uniforme accompagné de la formation de tourbillons, qui est provoqué par :

- Un changement de direction de l'écoulement ;
- Un changement de la section de la conduite (divergence ou convergence) ;
- Un branchement ou raccordement de la conduite ;
- Des dispositifs contrôlant le débit (vanne, diaphragme, robinet...).

Le calcul des pertes de charge singulières se fait par la formule suivante :

$$\Delta H_s = K * V^2 / (2 * g) \quad (\text{III.8})$$

Avec :

ΔH_s : Pertes de charge singulières en (m) ;
 V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s) ;
 g : Accélération de la pesanteur en (m/s²) ;
 K : Coefficient adimensionnel qui dépend de la singularité.

Les pertes de charge singulières sont estimées à 10% des pertes de charge linéaires pour le transport des hydrocarbures par canalisation.

$$\Delta H_s = 10\% \Delta H_L \quad (\text{III.9})$$

II.3 Les pertes de charge totales :

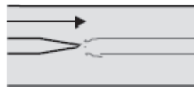
Elles sont définies comme suit :

$$\Delta H_T = \Delta H_L + \Delta H_S$$

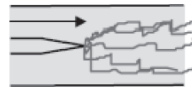
$$\Delta H_T = 1,1 \Delta H_L$$

III. Régime d'écoulement :

Si on injecte un petit volume de colorant dans l'axe d'une canalisation horizontale parcourue par de l'eau, on observe suivant le débit du liquide (c'est-à-dire suivant sa vitesse puisque la section est constante) les phénomènes suivants:



Régime laminaire



Régime turbulent

A faibles débits, la trajectoire du filet de colorant est rectiligne. Les couches de liquide s'écoulent concentriquement les unes sur les autres sans qu'il y ait de mélange.

- Le régime d'écoulement est dit **laminaire**.

A forts débits le colorant se mélange rapidement à l'eau par création de mouvements tourbillonnaires. Les forces dues à la viscosité ne sont alors plus suffisantes pour empêcher la naissance d'une multitude de tourbillons.

- Le régime d'écoulement est dit **turbulent**.

Pour distinguer entre les deux types de régimes observés, on utilise un critère basé sur le nombre de Reynolds Re (nombre sans unité ou adimensionnel):

$$Re = V \cdot D / \nu \quad (III.10)$$

Avec :

V : vitesse d'écoulement en (m/s) ;
 D : diamètre hydraulique du pipe en (m) ;
 ν : viscosité cinématique du liquide en (m²/s) ;

$Re < 2000 \rightarrow$ Régime laminaire ;
 $Re > 4000 \rightarrow$ Régime turbulent ;

Entre ces deux valeurs de Re , le régime est qualifié de transitoire.

Il faut retenir que dans les applications industrielles courantes c'est le régime turbulent qui s'applique. Le régime laminaire est observé seulement pour des liquides très visqueux.

IV. Calcul du coefficient des pertes de charge :

Le coefficient des pertes de charge dépend du régime d'écoulement, il est calculé par des formules empiriques :

IV.1. Ecoulement laminaire :

En régime laminaire, la nature ou l'état de la surface des parois intérieures de la canalisation n'intervient pas dans le calcul des pertes de charge.

Le coefficient de perte de charge est déterminé par la formule de HAGEN-POISEUILLE :

$$\lambda = 64/Re \quad (\text{III.11})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge ;
 Re : nombre de Reynolds ;

IV.2. Ecoulement turbulent :

En régime turbulent, le facteur de frottement est traduit par plusieurs formules :
 COLEBROOK, ALTCHOUL, J-NACKAB, CHEN...

❖ Formule de **COLEBROOK** :

COLEBROOK propose pour le régime intermédiaire la relation empirique :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2,1 \log \left[\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right] \quad (\text{III. 12})$$

Avec :

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;
 Re : Nombre de Reynolds (sans dimension) ;
 ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;
 d : Diamètre intérieur de 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 :

$$\lambda = 0,11 \left[\frac{68}{Re} + \frac{\varepsilon}{d} \right]^{0,25} \quad (\text{III. 13})$$

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 de 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 :

$$\lambda_0 = 0,4 Re^{-0,3} + 0,0053 = f(Re) \quad (\text{III. 14})$$

La formule empirique de COLEBROOK devient alors :

$$\lambda = \left[-2 \log \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{0,4 Re^{-0,3} + 0,0053}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right) \right]^{-2} \quad (\text{III. 15})$$

Avec :

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

Re : nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;

d : Diamètre intérieur de 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.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -4 \log \left[\frac{\varepsilon}{3,7065 * d} + \frac{5,0452}{Re} \log A_4 \right] \quad (\text{III. 16})$$

Avec :

$$A_4 = -4 \log \left[\frac{\left(\frac{\varepsilon}{d} \right)^{1,096}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{Re} \right)^{0,8981} \right] \quad (\text{III. 17})$$

Avec :

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

Re : Nombre de Reynolds (sans dimension) ;

ε : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;

d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

V. Conclusion :

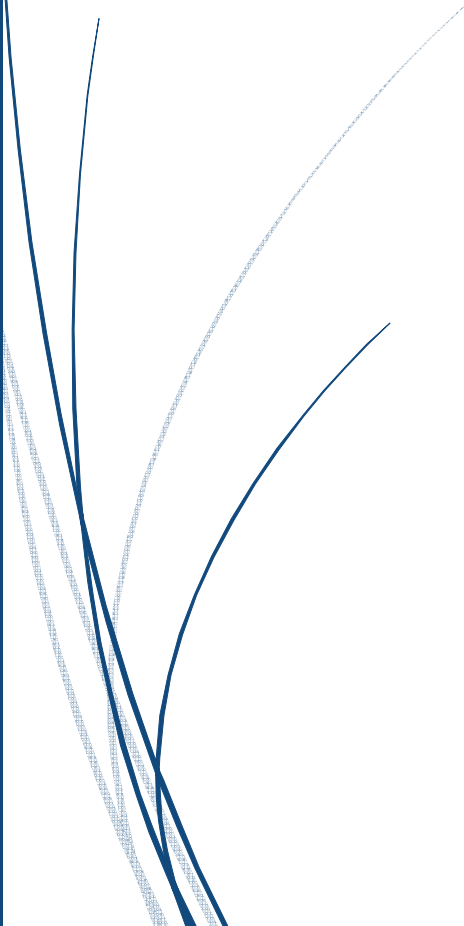
Dans ce chapitre nous avons fait l'inventaire des différentes équations et formulations auxquelles nous aurons recours dans le développement des futurs chapitres, nous y retrouvons des théorèmes indispensables dans tout calcul de pression dans les pipes comme le théorème de Bernoulli ainsi que les formules qui nous donnent les pertes de charge linéaires et singulières.

Nous allons maintenant aborder les formulations et les théorèmes nécessaires pour le dimensionnement des pompes.



Chapitre IV:

Stations de pompages



I-Introduction :

Les pompes ont pour fonction d'accroître la pression d'un liquide et de générer un débit. Pour assurer cette tâche, différents types de pompes ont été développés dont les plus importants sont les pompes volumétriques et les pompes centrifuges.

I-1-Bref historique sur les pompes centrifuges :

Historiquement, le principe de pompage de l'eau est apparu dès lors que l'homme a su construire des habitations artificielles pour se protéger des éléments naturels. Le besoin en eau l'oblige alors à trouver un système de transport de cette eau, du puits ou de la rivière à son habitat. Les Grecs et les Romains furent les premiers à utiliser des systèmes (rotatifs) de pompage dont la fonction était de relever l'eau dans des aqueducs alimentant ensuite les villes et les bains. Il faudra attendre la fin du XVIII^{ème} siècle pour que les premières pompes soient réellement construites et utilisées de façon industrielle. En effet, avant cette date, le moulin à eau restait le principal moyen de production d'énergie et les besoins économiques étaient satisfaits par la croissance démographique qui fournissait une main-d'œuvre bon marché. L'explosion démographique, qui apparut dans la seconde moitié de ce siècle, obligea l'outil de production à se mécaniser. Cette mécanisation mise en place grâce à l'apparition de la machine à vapeur entraîna le besoin en minerais se trouvant à des profondeurs de plus en plus importantes. Dès lors l'utilisation de pompes (à pistons) fut obligatoire afin d'évacuer l'eau s'infiltrant dans les galeries. Il s'agit probablement de la première utilisation industrielle des pompes. L'un des acteurs de cette évolution est Thomas Newcomen qui en 1712 mit au point un système utilisant la puissance de la vapeur en puissance mécanique permettant la mise en mouvement des organes des pompes. Ce système de pompage fut utilisé à travers l'Angleterre principalement pour évacuer l'eau des mines. Les pompes centrifuges, dont le principe avait déjà été énoncé en 1689 par Denis Papin dans son "Acta Eruditorium", ne furent industrialisées qu'à la fin du XVIII^{ème} siècle. Une deuxième évolution dans l'utilisation des pompes fut atteinte encore une fois pour des besoins énergétiques. L'énergie électrique permit le développement des pompes à principe rotatif, turbine et centrifuge, pour alimenter les alternateurs des centrales dont les plus gros modèles furent réalisés par les Suédois. Depuis cette avancée, aucun principe majeur n'est apparu. Seuls les matériaux utilisés et la précision d'usinage permirent aux pompes d'évoluer vers de meilleurs rendements, de plus grands débits, et de plus hautes pressions. Comme nous pouvons le voir, le seul fait d'utiliser un liquide pour sa consommation, pour la fabrication ou pour les besoins de la fabrication d'un produit, impliquent nécessairement l'utilisation de pompes permettant le déplacement du liquide d'un point à un autre. Les pompes communiquent alors l'énergie nécessaire à ce déplacement. Il s'agit-là du propos de ce chapitre. Une première partie concerne l'insertion des pompes dans un réseau hydraulique (analyse externe) alors que la deuxième permet de mieux comprendre les mécanismes de transfert d'énergie à l'intérieur de la pompe à partir des caractéristiques des aubes constituant la roue de la pompe. [Yann MARCHESSE, 2011]

II. Principe de fonctionnement des pompes :

Les pompes ont pour fonction d'accroître la pression d'un liquide et de générer un débit. Pour assurer cette tâche, différents types de pompes ont été développés dont les plus importants sont les pompes volumétriques et les pompes centrifuges.

II.1. Pompes volumétriques :

Elles sont utilisées en premier lieu pour les applications à faible débit et grande hauteur manométrique. Leur principe de fonctionnement est basé sur la modification cyclique des volumes des chambres de travail délimitées par rapport aux tuyauteries d'aspiration et de refoulement par des éléments de séparation.

II.2. Pompes centrifuges :

Ce sont les pompes qui sont utilisées dans la plupart des applications techniques. Cela s'explique par leurs caractéristiques, à savoir :

- construction robuste
- conception simple
- coûts de fabrication peu élevés
- bon comportement en service
- possibilité de régulation

Le principe de fonctionnement des pompes centrifuges est basé sur un transfert d'énergie obtenu par déviation de l'écoulement. A cela s'ajoute l'effet de la force centrifuge dans le cas des roues radiales.

Contrairement aux pompes volumétriques, la pression maximale des pompes centrifuges est limitée d'emblée par leur principe de fonctionnement. Des mesures de protection particulières contre les pressions excessives sont rarement nécessaires. Le réglage du débit d'une pompe à vitesse fixe peut être assuré facilement par l'intermédiaire de vannes de régulation. Le diagramme ci-dessous montre la plage de fonctionnement admissible d'une pompe centrifuge.

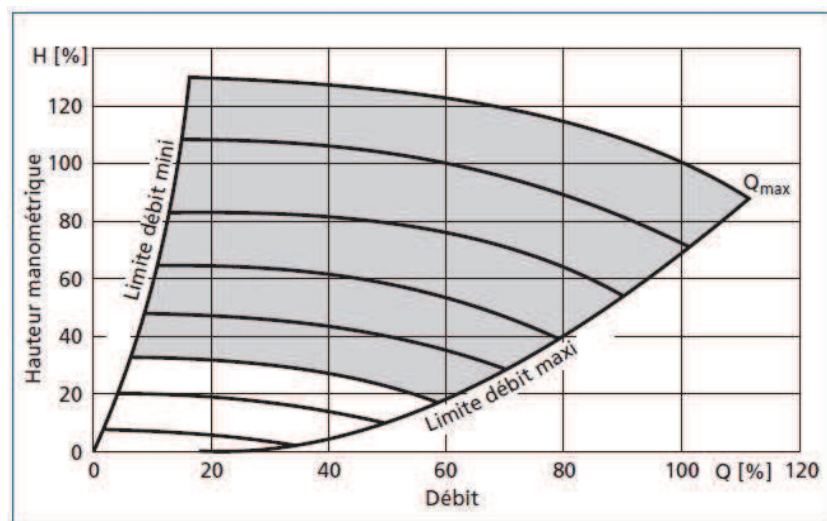


Figure IV.1 Plage de fonctionnement typique d'une pompe centrifuge avec courbes caractéristiques tracées pour différentes vitesses

III. Les moteurs :

III.1. Généralités :

Les moteurs électriques des pompes submersibles sont du type a cage d'écureuil, alimentés en courant alternatif monophasé ou triphasé. Le monophasé ne concerne que les plus petites pompes (de 2 kW ou moins). Les moteurs sont proposés en 50 ou 60 Hz et dans de nombreuses tensions. Ils sont conçus pour un fonctionnement submersible:

Indice de protection IP 68, selon IEC. Les particularités électriques des moteurs submersibles sont décrites en détail plus avant dans ce chapitre.

Une pompe submersible est la combinaison d'un moteur et d'une hydraulique ayant un arbre et des roulements communs. Le moteur est relié à la pompe par un arbre court et certaines parties, comme la bride de raccordement, sont communes à la pompe et au moteur. Pour de meilleures performances l'hydraulique et le moteur sont conçus ensemble, par le même fabricant, avec une taille de moteur convenant à une gamme d'hydrauliques couvrant différentes plages de débits et de pressions et différents types d'utilisations. Le moteur et l'hydraulique sont apparées de telle sorte qu'en tout point de la courbe de la pompe il ne se produise jamais de surcharge.

Les moteurs submersibles sont en général du type à rotor sec. Certains petits moteurs (1,5 kW ou moins) sont parfois remplis d'huile. C'est une huile à faible viscosité utilisée aussi dans les transformateurs, permettant de diminuer au maximum les pertes par friction du rotor. L'introduction d'huile dans les gros moteurs augmenterait les pertes et diminuerait le rendement. Les moteurs à bain d'huile sont moins chers que les moteurs a rotor sec car ils ont moins de composants.

III.2. Moteurs antidéflagrants :

Les pompes submersibles existent aussi en version antidéflagrante, pour un usage dans un environnement liquide ou une atmosphère susceptible de contenir des gaz explosifs. C'est le cas, par exemple, dans l'industrie pétrochimique, mais, pour des raisons de sécurité, d'autres lieux peuvent aussi être considérés comme à risque. La particularité des moteurs antidéflagrants est leur capacité à fonctionner en toute sécurité dans les ambiances explosives, sans produire d'étincelles. Il existe deux solutions techniques pour permettre cela :

- Le moteur est conçu pour contenir toute explosion interne et éviter ainsi qu'elle ne se propage dans un environnement explosible. Ces moteurs sont dits de Classe D.
- Le moteur est conçu pour ne générer aucune étincelle ni haute température. Ces moteurs sont dits de Classe E.

Les moteurs antidéflagrants sont conçus et fabriqués selon des règles et des normes internationales (par exemple les Euronormes 50014 et 50018). Les caractéristiques des moteurs de Classe D y sont détaillées, comme par exemple le choix des matériaux de construction, la forme et les tolérances de fabrication des emboitements, le volume interne du moteur, la rigidité de la structure et des raccordements. Les principales exigences concernant les emboitements concernent les surfaces de contact qui doivent être plus importantes, car elles sont supposées servir à étouffer la flamme.

Les certifications et approbations de la conception sont assujetties à des tests extensifs, ou la capacité à contenir une explosion interne est déterminée. Les moteurs de Classe E ne sont pas

soumis à des modifications de structure, mais sont testés sur l'augmentation de la température interne à certaines charges. La formation d'étincelles sera empêchée par la mise en place de chicanes entre les parties fixes et les parties rotatives.

Habituellement, les moteurs antidéflagrants sont issus de la gamme standard des fabricants et sont un complément à celle-ci. Les caractéristiques électriques sont généralement identiques et la partie hydraulique est commune aux deux types. Les modifications structurelles apportées aux moteurs antidéflagrants les rendent plus onéreux que les moteurs standards.

III.3. Refroidissement des moteurs :

Les pertes électriques et mécaniques, dans le moteur, se transforment en chaleur qui doit être dissipée. Avec la pompe submersible standard, la chaleur est transférée de la chemise du stator au liquide par la submersion. Ce refroidissement est suffisant tant que le moteur est submergé au moins sur la moitié de sa hauteur. Il n'y a pas de risque de surchauffe si le niveau du liquide descend en dessous de cette valeur pendant de courtes périodes. Un moteur fonctionnant de cette façon est efficacement refroidi, car le refroidissement continue après l'arrêt du moteur. Il est donc possible d'autoriser de fréquents démarrages-arrêts si cela correspond aux besoins de l'installation.

III.4. Température de l'eau :

Le refroidissement des moteurs submersibles est assuré par le liquide pompe, par la submersion ou d'autres manières. La température de l'eau y joue donc un rôle primordial. En général, les moteurs sont conçus pour supporter des températures de liquide jusqu'à 40°C. Il est possible de travailler à des températures supérieures, mais il faut demander conseil au fabricant. Les risques de cavitation augmentent avec la température, à cause d'une pression de vapeur supérieure du liquide ; dans ce cas, des calculs de NPSH sont donc nécessaires.

III.5. Refroidissement des moteurs dans les installations en fosse sèche :

Pour de multiples raisons, de nombreuses pompes sont installées en fosse sèche. Le refroidissement du moteur est assuré de façon particulière, à l'aide de différentes méthodes :

Avec une **chemise de refroidissement** disposée autour du moteur. Une partie du liquide pompe est guidée de l'hydraulique vers la chemise avant de retourner dans le corps de pompe. Le liquide pénètre par des orifices de petite taille (environ 0,5 mm) faisant office de filtre, situés derrière la roue mobile. La circulation est forcée par les aubes auxiliaires et oblige le liquide à se déplacer dans l'espace entre la chemise et l'enveloppe du stator du moteur. La chaleur en excès est ainsi renvoyée vers l'extérieur, assurant un refroidissement efficace.

L'utilisation des orifices filtrants et d'une section de passage assez large permet d'éviter le colmatage. Une chemise de refroidissement est disponible en option pour les pompes de petite et moyenne taille fonctionnant en fosse sèche, alors que les grosses pompes en sont pourvues d'origine, quel que soit le type d'installation. Parfois, lorsque le liquide pompe n'est pas approprié à la circulation dans la chemise, c'est un refroidissement externe par eau qui est prévu.

Dans ce cas, la pompe est modifiée : on l'équipe de raccords à un circuit d'eau externe et on bouche les orifices du corps de pompe. Un organe de sécurité est nécessaire pour protéger la pompe contre les surchauffes, lorsqu'il y a rupture du système de refroidissement externe.

Avec une enveloppe de stator de forte épaisseur, cette conception est intéressante pour les pompes de petite taille, utilise l'épaisseur de l'enveloppe du stator pour conduire la chaleur vers le liquide pompe. Sur ce type de pompe, il y a contact direct entre le liquide et la bride de raccordement du stator. La bride peut être pourvue de canaux ou de chicanes augmentant la surface de contact avec le liquide pompe. Le stator des pompes en fosse sèche peut aussi être en aluminium pour améliorer la dissipation de chaleur ;

Dans les installations en fosse sèche, seule la chemise de refroidissement offre une qualité de refroidissement égale, voire supérieure à la submersion.

Les autres moteurs doivent être surdimensionnés pour cet usage, ce qui limite le choix dans une gamme donnée, [Yann MARCHESSE, 2011].

IV. Courbes de rendement $\eta = f(Q)$:

Le rendement de la pompe η est fonction du débit Q . Il est proposé sous forme de ratio ou de pourcentage. Dans le cas des pompes submersibles, le rendement total η_{gr} est donné avec le rendement de la pompe η ; le rendement total η_{gr} comprend aussi celui du moteur.

$$\eta_{gr} = \eta_{mot} + \eta \quad (IV.1)$$

V. Courbes de puissance $P = f(Q)$:

La puissance requise par la pompe est également fonction du débit Q . La puissance électrique est la puissance consommée par le moteur, elle est mesurée à l'alimentation électrique de celui-ci. Selon les standards internationaux de test de pompes, la puissance hydraulique s'appelle P et la puissance électrique P_{gr} . On peut calculer la puissance hydraulique requise à l'aide de l'équation :

$$P = \frac{\rho Q g H}{\eta} (w). \quad (IV.2)$$

Où :

P = puissance (w)

ρ = densité du liquide (kg/m^3)

Q = débit volumique (m^3/s)

g = accélération de la pesanteur ($9,81 m/s^2$)

H = HMT (m)

η = rendement

VI. Point de fonctionnement de la pompe :

Si l'on dessine la courbe caractéristique d'une pompe sur le même diagramme que celui de la courbe de réseau, on trouvera le point de fonctionnement à l'intersection de ces deux courbes. On obtient la HMT par addition de la hauteur géométrique ($H_{géo}$) et des pertes de charge (H_f). La hauteur géométrique est une constante, indépendante du débit, alors que les pertes de charge, elles varient comme le carré du débit.

La HMT est ici exactement celle requise par l'installation ; on peut alors lire le débit à ce point directement sur le diagramme, comme sur la figure ci-dessous. [REGUIG Fatiha, 2001]

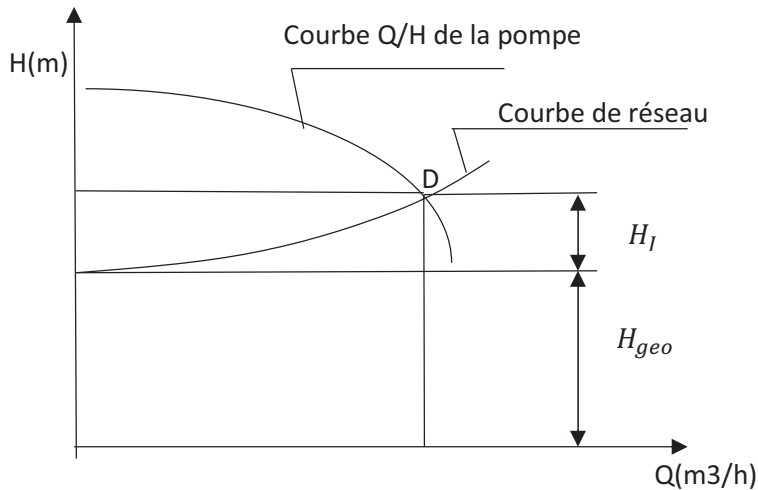


Figure IV.2 Point de fonctionnement.

VI.1 Assemblage des pompes :

Une installation de station de pompage comprend plusieurs pompes assemblées de manière à satisfaire les conditions de débit et de pression imposée par la capacité de pipeline.

VI.2 Assemblage en série :

Le même débit traverse toutes les pompes ($Q_1=Q_2=Q_3=.....=Q_n$) et chacune d'elles fournit une hauteur manométrique totale ($H_{MT1}, H_{MT2}, H_{MT3} \dots \dots H_{MTn}$). La pompe P équivalente à toutes ces machines en série ; $P_1 (H_{MT1}, Q)$, $P_2 (H_{MT2}, Q) \dots \dots P_n ((H_{MTn}, Q)$ est: $P = (H_{MT1} + H_{MT1} + H_{MT1} \dots \dots + H_{MT1}, Q)$.

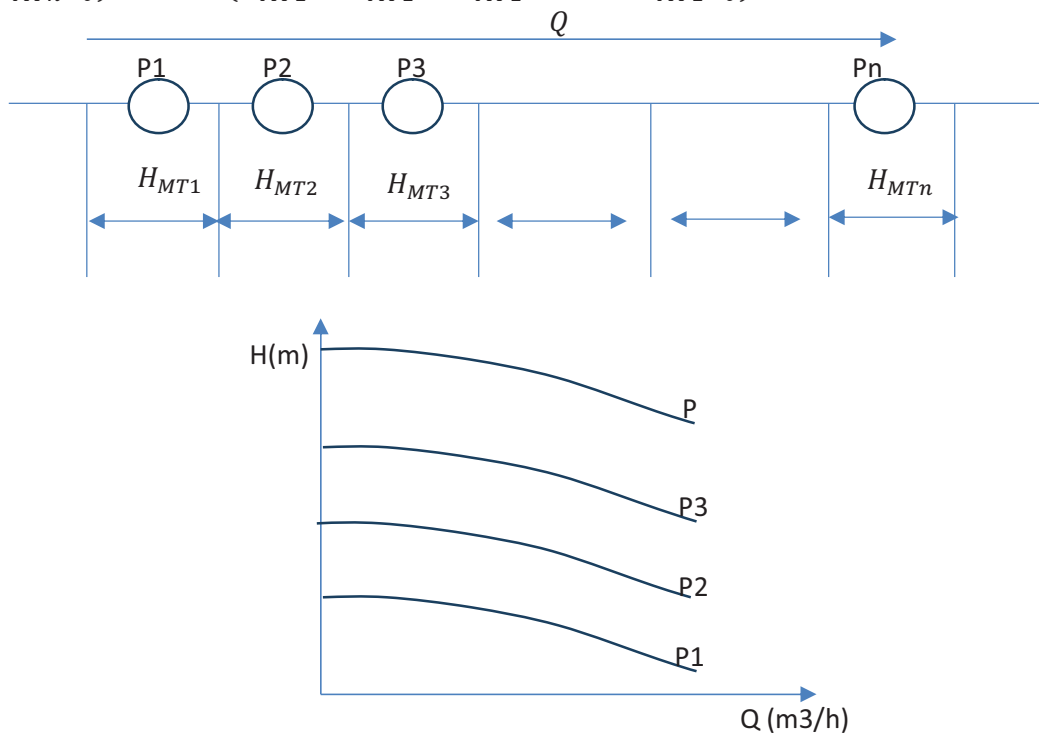


Figure IV.3 Courbe caractéristiques de plusieurs pompes en série.

VI.3. Assemblage en parallèle :

Lorsque les pompes P1 (H_{MT1} , Q1), P2 (H_{MT2} , Q2), P3 (H_{MT3} , Q3) sont assemblées en parallèle, la hauteur engendrée par le système est la même dans chaque pompe $H_T = H_{MT1} = H_{MT2} = H_{MT3}$ et les débits vont se regrouper dans la conduite de refoulement. La pompe P équivalente à ses trois pompes en parallèle est p (H_{MT} , $Q1 + Q2 + Q3$).

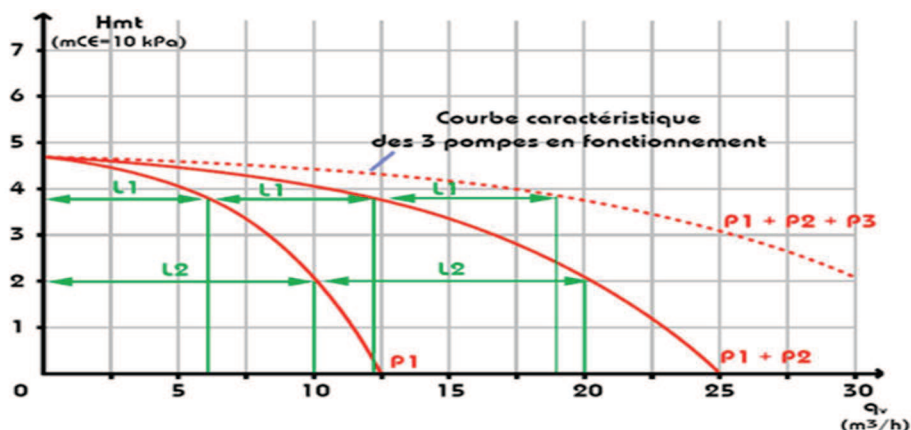
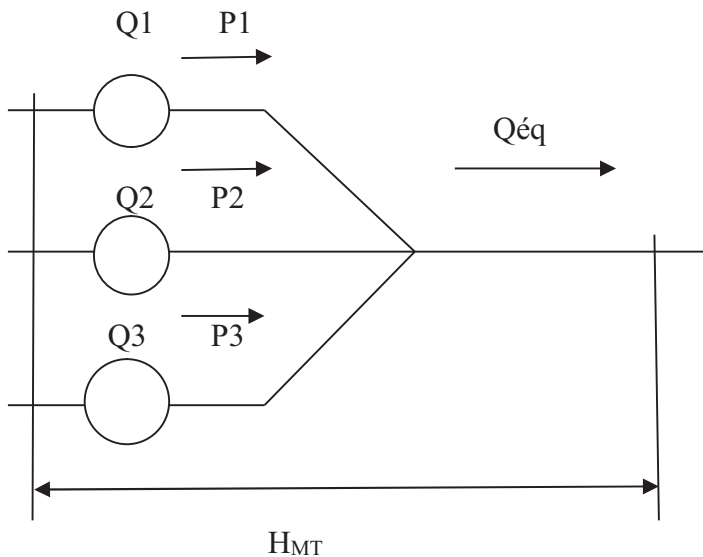


Figure IV.4 Trois pompes identiques fonctionnant en assemblage en parallèle.

VII. La cavitation:

La cavitation est le phénomène qui se produit quand, en un point de l'écoulement, la pression statique devient égale à la pression de vapeur saturante du liquide, notée $p_v(T)$. Ce phénomène n'est pas à prendre à la légère tant l'impact à la fois sur le rendement de fonctionnement, mais surtout sur la survie du matériel, est important. Afin d'éviter son apparition, il existe un critère basé sur la connaissance du réseau hydraulique amont à la pompe et sur les caractéristiques internes de celle-ci.

L'explication des changements de phases qui sont impliqués dans ce processus est nécessaire, pour la présentation du critère cité plus haut, [Manuel de pompe GRUNDFOS].

VII.1. Changements de phase :

La cavitation est un type particulier de changement de phase d'un corps correspondant à la vaporisation (Fig. a), c'est à dire à la formation de cavités gazeuses. Il existe en effet plusieurs façons de vaporiser un liquide. Aidons-nous du diagramme d'équilibre entre les phases vapeur et liquide (Fig. b). à partir d'un point A appartenant à la phase liquide, l'ébullition peut être atteinte soit en augmentant la température du fluide à pression constante ($A \rightarrow B$); soit en baissant la pression du fluide à température constante ($A \rightarrow C$): c'est la cavitation. C'est ce dernier processus qui nous intéresse dans le cas des pompes.

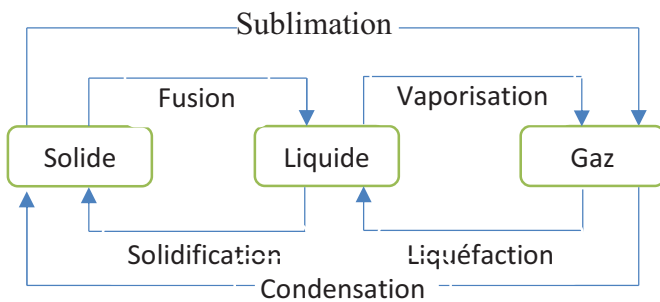


Figure (IV.5) changement de phase ;

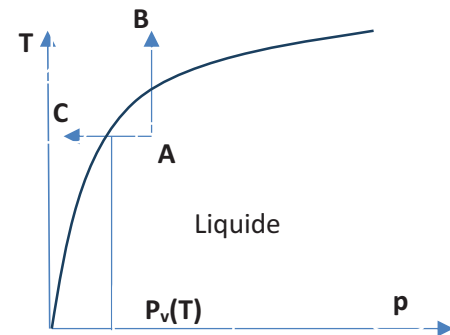


Figure (IV.6) courbe de saturation.

VII.2 Notion de NPSH :

Afin d'éviter les nuisances citées plus haut, il faut qu'en tout point du circuit, la pression absolue soit supérieure à la tension de vapeur saturante. Cette pression étant mesurable en tout point du circuit, on est donc capable d'estimer la marge que le fluide dispose par rapport à la cavitation, $p_{abs} - p_v(T)$.

Cette quantité variable dans le circuit, est appelée **NPSH**, pour Net Positive Section Head (Hauteur de Charge Nette Absolue). Cette valeur traduit l'énergie encore disponible dans le fluide, au-dessus du seuil de tension de vapeur saturante : c'est une réserve d'énergie. A l'entrée de la pompe, cette quantité va atteindre une valeur minimale. En ce point du circuit (et uniquement), on parle de **NPSH disponible**. Cette réserve d'énergie dépend du fluide, et du type d'installation (réseau en aspiration ou en charge). A l'intérieur de la pompe, l'écoulement perd de sa charge avant de recevoir l'énergie communiquée par la roue. Cette perte de charge $p_0 - p_1$, n'est connue que par le fabricant de la pompe et dépend à la fois de la vitesse de rotation et du débit. La quantité $(p_0 - p_1)/(pg)$ est désignée sous le nom de **NPSH requis**, dont le constructeur propose une courbe de NPSH pour différents débits.

Pour éviter le phénomène de cavitation, la réserve d'énergie du fluide à l'entrée de la pompe doit être supérieure à la perte de la charge dans la pompe, soit :

$$\frac{p_{abs} - p_v(T)}{pg} - \frac{p_0 - p_1}{pg} > 0 \quad \text{ou} \quad NPSH_{disponible} > NPSAH_{requis} \quad (IV.3)$$

VII.2.1 NPSH requis :

On obtient le NPSH requis à l'aide de l'équation suivante :

$$NPSH_{requis} = h_A + \frac{v_0^2}{2g} + \Delta h \quad (IV.4)$$

h_A = différence de hauteur entre le plan de référence et le bord de l'aube

$v_0^2/2g$ = chute de pression due à la vitesse à l'aspiration

Δh = chute de pression locale au bord de l'aube

On peut aussi parler de NPSH de la pompe. On le présente comme fonction du débit, tel que présenté à la Figure 2. Il est indépendant de la température et du type de liquide pompé. C'est le fabricant de la pompe qui fournit le NPSH sous forme de valeurs numériques ou d'une courbe.

Toute pompe aura en fait différentes valeurs de NPSH requis, selon ses conditions de fonctionnement.

C'est la hauteur minimum de liquide (supposé à sa température d'ébullition), nécessaire au-dessus de l'aspiration, pour empêcher la cavitation.

Il dépend:

- du type de pompe
- du point de fonctionnement

Il est donné par le fabricant de la pompe sous la forme d'une courbe donnant le NPSH requis (en mètre de liquide) en fonction du débit.

Exprimé ainsi (en mètres de liquide), le NPSH est indépendant de la nature du liquide pompé. Il est toujours positif et généralement de quelques mètres (2 à 5 mètres)

Quelques pompes spéciales, dites à faible NPSH autorisent des valeurs inférieures à 1 mètre.

Il est indispensable que le NPSH disponible dans le système hydraulique soit plus élevé que le NPSH requis par la pompe. Généralement on prend une marge de sécurité supplémentaire de 0,5 m. [10]

VII.2.2 NPSH disponible :

Le NPSH disponible indique la pression disponible à l'aspiration de la pompe aux conditions de fonctionnement. On le nomme aussi NPSH de l'installation.

$$NPSH_{disponible} = \frac{P_b}{\rho g} - H_{rt} - h_t - \frac{P_v}{\rho g} \quad (IV.5)$$

Le NPSH disponible est déterminé par le concepteur de la station.

P_b = Pression ambiante au niveau du liquide.

H_{rt} = pertes de charge dans la tuyauterie d'aspiration

h_t = hauteur géométrique à l'aspiration

P_v = Pression de vapeur du liquide à la température de pompage

VII.2.3. Courbes de NPSH :

Les courbes de cavitation des pompes ne peuvent être obtenues, qu'exclusivement par la voie expérimentale, conformément aux recommandations et exigences des normes en vigueur. On commence pour cela par réaliser un point d'essai à NPSH suffisamment élevé pour éviter toute cavitation. Ensuite, en maintenant le débit, les pertes de charge dans le circuit et la vitesse de rotation, on diminue progressivement la pression de l'écoulement. On note alors plusieurs valeurs caractéristiques, basées sur l'observation et le bruit émis par la cavitation :

- Le NPSH de début de cavitation. Il s'agit de l'apparition des premières poches gazeuses. Ce phénomène peut être détecté acoustiquement, ou visuellement lorsque les machines sont prédisposées de hublots transparents ;
- il existe ensuite d'autres valeurs particulières correspondant à des phases de développement de la cavitation. Ces valeurs correspondent la plupart du temps à des critères propres aux constructeurs ;
- pour des valeurs de NPSH encore plus faibles, on observe une chute des performances de la machine. On peut dès lors donner un critère objectif pour déterminer un NPSH. Les constructeurs considèrent que la cavitation atteint un degré inacceptable lorsque le rendement est atteint de 3%. En répétant cette opération, on peut tracer l'ensemble de la courbe NPSH à 3% de la pompe en fonction du débit. C'est cette courbe qui est présentée dans les catalogues de pompes. Une machine calée à une pression inférieure verra ses performances nettement dégradées.

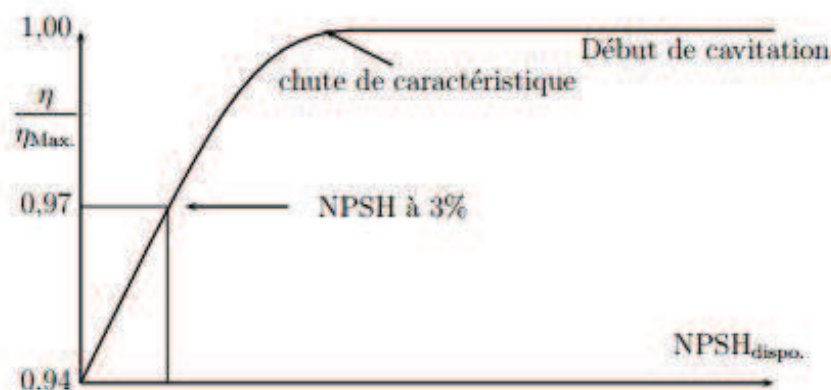


Figure IV.7 Evolution du NPSH pendant l'augmentation de la contribution de la cavitation.

VIII. Impacts de la cavité sur les pompes :

Une pompe génère une zone de dépression dans son orifice d'aspiration. Si, dans cette zone, le liquide voit sa pression absolue diminuer d'une façon conséquente, une cavitation peut alors avoir lieu. La vapeur créée peut s'accumuler (dans une partie haute de la conduite) ou être entraînée dans le corps de la pompe. La trajectoire suivie par ces bulles de gaz les amène vers des régions de plus forte pression (extrémités des aubages sur une pompe centrifuge par exemple). Le fluide repasse en dessous de sa courbe de saturation : les vapeurs se liquéfient. On note ainsi des implosions continues, de fréquences élevées. Ces implosions produisent des micro-jets et des surpressions (onde de choc) qui peuvent atteindre plusieurs centaines, voire milliers de bar.

Ce phénomène de cavitation s'accompagne de différentes nuisances :

- Du bruit et des vibrations caractéristiques, première manifestation de la cavitation. La tuyauterie se trouve ainsi excitée et vient à son tour rayonner un champ acoustique dans le milieu aérien ambiant.
- L'effondrement de la courbe de débit et du rendement de la pompe. En effet, une partie de l'énergie est perdue à comprimer les cavités gazeuses. Pour des poches de vapeur très développées, les pompes subissent des chutes de leur performant ce qui les rendent inutilisables. Ce phénomène est souvent décrit comme la chute de caractéristique.
- Un échauffement anormal.
- L'érosion caractéristique des aubages et autres éléments de la pompe. Dans ces conditions, une pompe fonctionne très mal et voit sa durée de vie considérablement réduite. Pour toutes ces raisons, la pression à l'aspiration doit être mesurée à l'aide d'un manomètre.

VIII.1. Réduction des effets de cavitation :

Pour améliorer l'utilisation des pompes il faut limiter les effets nocifs de la cavitation, pour cela on peut agir de plusieurs façons :

- Diminuer le NPSH des pompes en agissant sur le dessin de la roue et des organes d'alimentation.
- Limiter les conséquences de la cavitation (bruit, érosion, vibrations) par une conception mécanique:
 - Dimensionnement de l'arbre et des organes mécaniques.
 - Choix de matériaux.
 - Capotage antibruit.
 - Liaison avec les tuyauteries de raccordement, [Manuel de pompage GRUNDFOS].

IX. Conclusion :

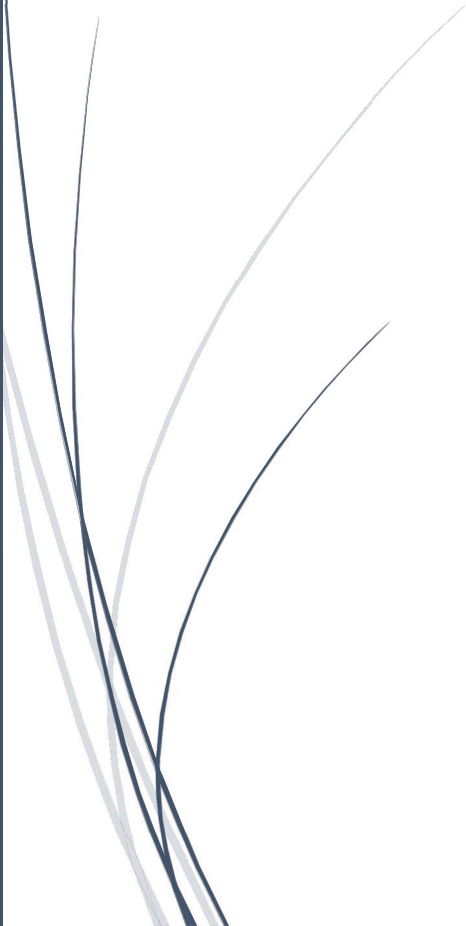
Nous avons énuméré dans ce chapitre les différentes notions dont il faut avoir connaissance pour bien choisir les pompes et ainsi assurer un bon dimensionnement de la station de pompage.

Une fois que nous avons pris connaissance de ce dont nous avons besoin comme la puissance utile, NPSH disponible, rendement, nous pouvons avoir un ordre de grandeur sur les résultats des calculs, que nous allons établir dans le chapitre suivant.



Chapitre V:

Etude Hydraulique



I. Introduction :

L'OB1 a été mis en service en novembre 1959, c'est le premier oléoduc Algérien, sa longueur est de 668 Km et d'une capacité de transport de 16 MTA (Million tonne par année) ; il transporte le pétrole brut et le condensat de Haoud El Hamra à Béjaia.

L'OB1 est âgé de 52 ans il a largement dépassé sa durée de vie et se trouve dans un état de vétusté avancé.

Les stations de pompage SP1Bis, SP2 et SP3 ont été rénovées, SP1 est inscrite au Plan d'investissement à moyen terme 2014-2018, la configuration optimale du nombre d'électropompe est l'objet de cette étude.

II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1 :

section	Débit	Pression d'exploitation	Pression Design
	m^3/h	Kg/cm^2	Kg/cm^2
SP1-SP1 Bis	800	28	83.2
	1400	69	
	1850	63	
	2200	83.2	
SP1 Bis – SP2	800	21	84.4
	1400	40	
	1850	60	
	2200	84.4	
SP2- SP3	800	30	79.65
	1400	48	
	1850	68	
	2200	79.65	
SP3- TMB	800	49	70.95
	1400	55	
	1850	62	
	2200	70.95	

Tableau V.1 Paramètre d'exploitation de l'OB1.

II.1 Caractéristiques de la ligne OB1 Haoud El Hamra-Béjaia :

Diamètre	24"/22"
Longueur	668,44 km
Epaisseurs	12,7 / 9,52 / 9,0 / 8,73 / 7,92 / 7,13 / 6,35 mm
Nuance d'acier	X42 et X52
Type d'enrobage	Brai de houille et PE (Polyéthylène) pour les nouveaux tronçons remplacés et les déviations
Nombre PC (Poste coupure)	07
Nombre PS (Poste sectionnement)	10 avec la vanne de la fontaine des GAZELLES PK 373,431
Nombre de station	08 (04 en marche, 04 satellites à abandonner)
Produits transportés	Pétrole Brut et Condensat
PMS design (Bars)	83
PMS actuelle au niveau de SP1(Bars)	70
Capacité design (MTA)	14
Capacité Maximale Réelle (MTA)	11,4
Date de mise en service	10 novembre 1959

Tableau V.2 Caractéristique de la ligne OB1.

II.1.1 Description et importance de la ligne OB1 24" :

La ligne HEH / BEJAIA fonctionnait au départ seulement avec trois stations de pompage pour un débit max égale à 1800 m³/h et plus tard on a construit une quatrième station qui porte le nom SP1Bis a côté de DJEMAA ce qui permis d'augmenter le débit jusqu'à 2200 m³/h.

Vers l'année 1967 les besoins du pétrole ont augmenté d'où l'obligation de la mise en ligne des quatre stations satellites SPA-SPB-SPC-SPD pour augmenter le débit jusqu'à 2540 m³/h selon la demande du terminale BEJAIA.

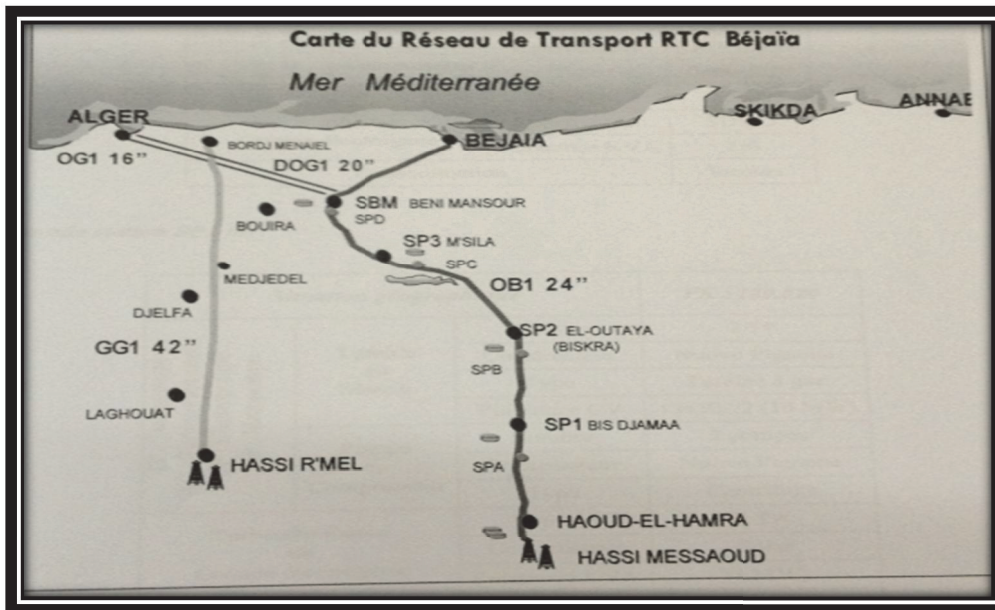


Figure V.1 Carte du Réseau de transport RTC Bejaïa

II.2 Profil en long :

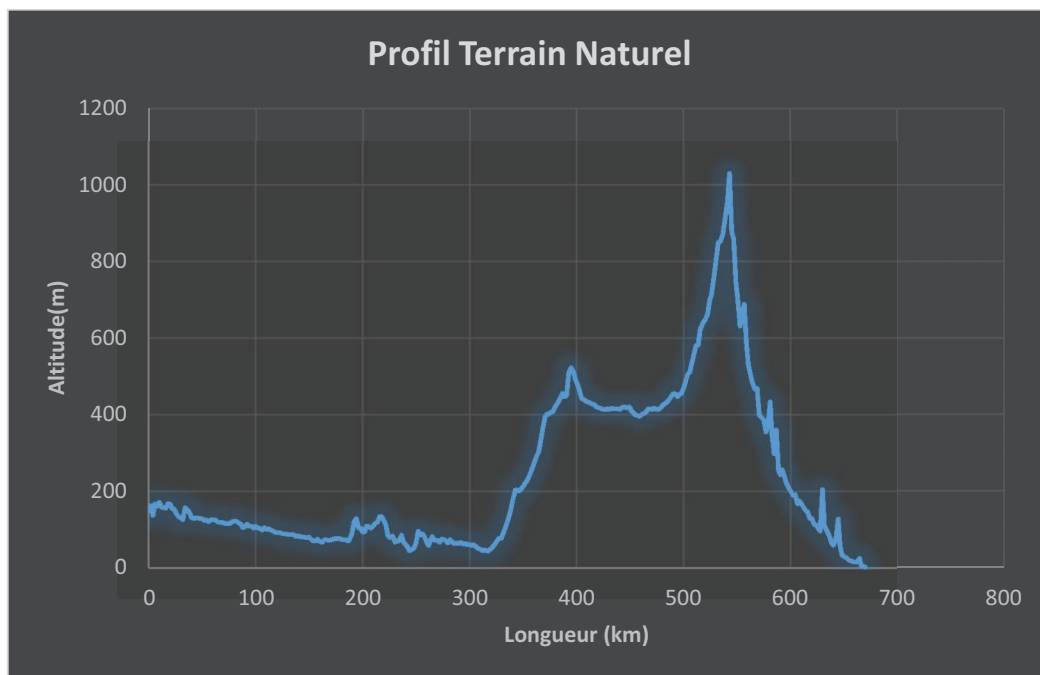


Figure V.2 Profil en long.

III. Fonctionnement général du réseau :

Le transport du pétrole est assuré à partir de Haoud El 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 par des stations satellites, lorsque le débit augmente, cela pour garder les pressions de fonctionnement des tubes inférieures aux pressions limites d'utilisation définies par le constructeur. Le but principal de (SP3) est de franchir le col de Selatna.

III.1 Oléoduc OB1 HEH-Bejaia :

La ligne s'étend sur une longueur de 660 km, sa capacité maximale est de 2600 m³/h, soit une capacité de 18 millions de tonnes par an.

Pour assurer le transport de brut et de condensât la ligne dispose de :

- Trois stations principales : SP1, SP2, SP3.
- Une station intermédiaire : SP1-Bis.
- Quatre stations satellites : SPA, SPB, SPC, SPD.

III.1.1 Situation des stations de pompages :

Station	PK	Altitude
SP1	0	152.47
SP1Bis	189.813	89.22
SP2	350.832	220.12
SP3	495.698	453.35

Tableau V.3 Situation des stations de pompages

III.1.2. Données sur le volume de l'ouvrage :

Tronçon	Volume (cm ³)
SP1 – SPA	37 553
SP1- SP1Bis	52 755
SP1Bis – SP2	44 695
SP2 – SP3	40 231
SPD – TMB	20 089

Tableau V.4 Volume de l'ouvrage.

Le Volume totale de l'OB1 est : 180 087 m³

IV. Etat du réseau :

Le réseau étudié, étant enterré, l'oléoduc traverse des zones plus ou moins agressives selon la qualité des terres ; à savoir la présence de sels (sp3-m'zita), ou bien des nappes phréatiques. Cependant les tubes sont protégés contre la corrosion par les procédés de revêtement, et de la protection cathodique. A l'intérieur, ceux-ci sont fabriqués avec une rugosité de 0,045 mm qui peut augmenter à cause de l'agressivité du produit transporté.

IV.1 Historique des fuites et éclatements :

Dégât	Date	PK	Dégât	Date	PK
E	12-03-1965	507,485	F	08-12-1980	540,000
E	13-02-1966	535,428	F	10-08-1979	544,000
F	06-12-1973	536,300	F	06-09-1974	545,000
F	07-05-1974	536,300	F	29-10-1974	557,000
F	01-06-1974	536,300	F	21-12-1981	557,800
F	09-09-1974	536,300	F	25-11-1981	560,000
F	07-13-1974	539,000	F	12-04-1960	565,300
F	03-10-1974	539,000	E	04-10-1958	579,800
F	09-12-1980	539,700	E	09-11-1959	580,892
F	12-01-1977	540,000	F	27-04-1962	581,720
F	25-11-1975	540,000	E	23-10-1959	792,530
F	28-06-1974	540,000	F	20-09-1982	616,000

Tableau V.5 Historique des fuites et éclatements

D'après ce tableau on constate que les points qui présentent plus de risques d'éclatements sont les PK : 540.0, 507.0, 535.428, 579.8, 580.892. Le PK 540 est le point le plus endommagé, car les sollicitations causées par les surpressions fluctuantes dues au coup de bélier, font travailler l'acier périodiquement et engendrent des déformations des résiduelles à cause de la plasticité de celui-ci, et compte tenu du phénomène de fatigue des matériaux sollicités, les tubes peuvent être sujets à des fissurations dans les zones les plus touchées par la corrosion, surtout que le sol en ce point contient des quantités considérables de sels agressifs, sont de faible résistance par rapport au reste du réseau.

V. Quelques éléments d'opportunité de remplacement de l'actuel oléoduc OB1 22" par un ROB1 24" :

La déviation de la fontaine des gazelles et celle réalisée pour la délocalisation de la station SP3/OB1, ayant engendré une augmentation de distance d'environ 10km (entre SP2 Biskra et SP3 M'sila), ont causé la réduction de la capacité de transport du STC estimée à 20 000bbl/j.

Le diamètre actuel (22") permet d'atteindre un débit ne dépassant pas les 2067 m³/h. soit 312 000 bbl/j (312 000 baril par jour).

En revanche, la réalisation d'une nouvelle ligne en 24" (24 pouce) nous permettrait évidemment de rattraper le débit perdu par la délocalisation de la station SP3 d'une part, et d'augmenter le débit de l'ouvrage jusqu'à 2650 m³/h. soit 88 000 bbl/j de plus par rapport à celui véhiculé par la ligne de 22", d'autre part.

Le remplacement de la ligne 22" par un diamètre de 24" se traduirait, inéluctablement, par une augmentation de la flexibilité d'exploitation et une meilleure gestion des programmations des navires citernes au niveau des ports pétroliers et notamment celui de Béjaïa, dont les installations portuaires sont disponibles.

L'augmentation du diamètre ROB1 à 24" réduira le nombre de machines à mettre en service. A titre d'exemple, avec un diamètre de 24" et pour un débit de 2200 m³/h la station SP1Bis sera by-passée.

Il y a lieu de noter que les pompes des nouvelles stations SP1bis, SP2 et SP3 sont aussi dimensionnées pour prendre en charge la nouvelle ligne avec le diamètre de 24" sans aucune contrainte technique.

VI. Résultats d'études :

❖ 1ere variante : Q=800m³/h :

	L (km)	Alt (m)	P (bar)	Gradient hydraulique (m)	Hmt (m)	Puissance (kw)
SP1	0	152,48	28	511,08	152,47	3051,8
SP1Bis	189,8	89,23	21	358,18	91,64	
SP2	350,83	220,13	30	604,34	220,18	
SP3	495,69	453,35	49	1080,88	453,35	
TBEJAIA	669,23	3,31	73,04	938,73	3,326	

Tableau V.6 Résultats d'études pour la première variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 28 bar ;
- Hmt =152,47 m;
- Puissance absorbée = 3051,8 kw ;
- Pression arrivée à SP1Bis = 20,8 bar ;
- Pression départ à SP1Bis = 21 bar ;
- Hmt = 91,64 m ;
- Pression arrivée à SP2 = 0,6 bar ;
- Pression départ à SP2 = 30 bar ;
- Hmt = 220,19 m ;
- Pression arrivée SP3 = 2,5 bar ;
- Pression départ SP3 = 49 bar ;
- Hmt = 453,36 m ;
- Pression arrivée BEJAIA = 73,04 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivé des quatre stations dépasse 0 bar. Pour cela on a injecté des pressions à chaque station afin d'atteindre la pression voulue.

❖ **2eme variante : $Q=1400\text{m}^3/\text{h}$:**

	L (km)	Alt (m)	P (bar)	Gradient hydraulique (m)	Hmt (m)	Puissance (kw)
SP1	0	152,48	69	1036,20	152,47	5340,63
SP1Bis	189,8	89,23	40	601,57	96,62	
SP2	350,83	220,13	48	834,92	220,29	
SP3	495,69	453,35	55	1157,79	453,36	
TBEJAIA	669,23	3,31	56,15	722,46	3,36	

Tableau V.7 Résultats d'études pour la deuxième variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 69 bar ;
- Hmt =152,47 m;
- Puissance absorbée = 5340,63 kw ;

- Pression arrivée à SP1Bis = 36,7 bar ;
- Pression départ à SP1Bis = 40 bar ;
- Hmt = 96,61 m ;

- Pression arrivée à SP2 = 1,3 bar ;
- Pression départ à SP2 = 48 bar ;
- Hmt = 220,3 m ;

- Pression arrivée SP3 = 1,41 bar ;
- Pression départ SP3 = 55 bar ;
- Hmt = 453,36 m ;
- Pression arrivée BEJAIA = 56,15 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivé des quatre stations dépasse 0 bar. Pour atteindre ce résultat concluant on a injecté à chaque station une valeur de la pression.

❖ 3eme variante : $Q=1800\text{m}^3/\text{h}$:

	L (km)	Alt (m)	P (bar)	Gradient hydraulique (m)	Hmt (m)	Puissance (kw)
SP1	0	152,48	63	959,43	152,48	6866,53
SP1Bis	189,8	89,23	60	857,76	101,44	
SP2	350,83	220,13	68	1091,11	220,40	
SP3	495,69	453,35	62	1247,50	453,36	
TBEJAIA	669,23	3,31	40,95	527,87	3,39	

Tableau V.8 Résultats d'études pour la troisième variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 63 bar ;
- Hmt =152,47 m;
- Puissance absorbée = 6866,53 kw ;
- Pression arrivée à SP1Bis = 6,5 bar ;
- Pression départ à SP1Bis = 60 bar ;
- Hmt = 101,44 m ;
- Pression arrivée à SP2 = 1,09 bar ;
- Pression départ à SP2 = 68 bar ;
- Hmt = 220,4 m ;
- Pression arrivée SP3 = 2,87 bar ;
- Pression départ SP3 = 62 bar ;
- Hmt = 453,36 m ;
- Pression arrivée BEJAIA = 40,94 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivée des quatre stations dépasse 0 bar. Pour cela on a injecté des pressions à chaque station afin d'atteindre la pression voulue.

❖ 4eme variante : $Q=2000\text{m}^3/\text{h}$:

	L (km)	Alt (m)	P (bar)	Gradient hydraulique (m)	Hmt (m)	Puissance (kw)
SP1	0	152,48	83,2	1218,15	152,48	7629,48
SP1Bis	189,8	89,23	84,4	1170,27	104,31	
SP2	350,83	220,13	79,65	1240,34	220,47	
SP3	495,69	453,35	70,95	1362,15	453,36	
TBEJAIA	669,23	3,31	36,72	473,73	3,41	

Tableau V.9 Résultats d'études pour la quatrième variante

Les résultats des calculs sont résumés ci-dessous :

- Pression départ à SP1= 83,2 bar ;
- Hmt =152,48 m;
- Puissance absorbée = 7629,48 kw ;

- Pression arrivée à SP1Bis = 12,25 bar ;
- Pression départ à SP1Bis = 84,4 bar ;
- Hmt = 104,3 m ;

- Pression arrivée à SP2 = 9,8 bar ;
- Pression départ à SP2 = 79,65 bar ;
- Hmt = 220,5 m ;

- Pression arrivée SP3 = 3,52 bar ;
- Pression départ SP3 = 70,95 bar ;
- Hmt = 453,36 m ;

- Pression arrivée BEJAIA = 36,71 bar ;

On remarque que la pression à l'arrivée des quatre stations dépasse 0 bar. Pour cela on a injecté des pressions à chaque station afin d'atteindre la pression voulue.

VII. Profil gradient hydraulique:

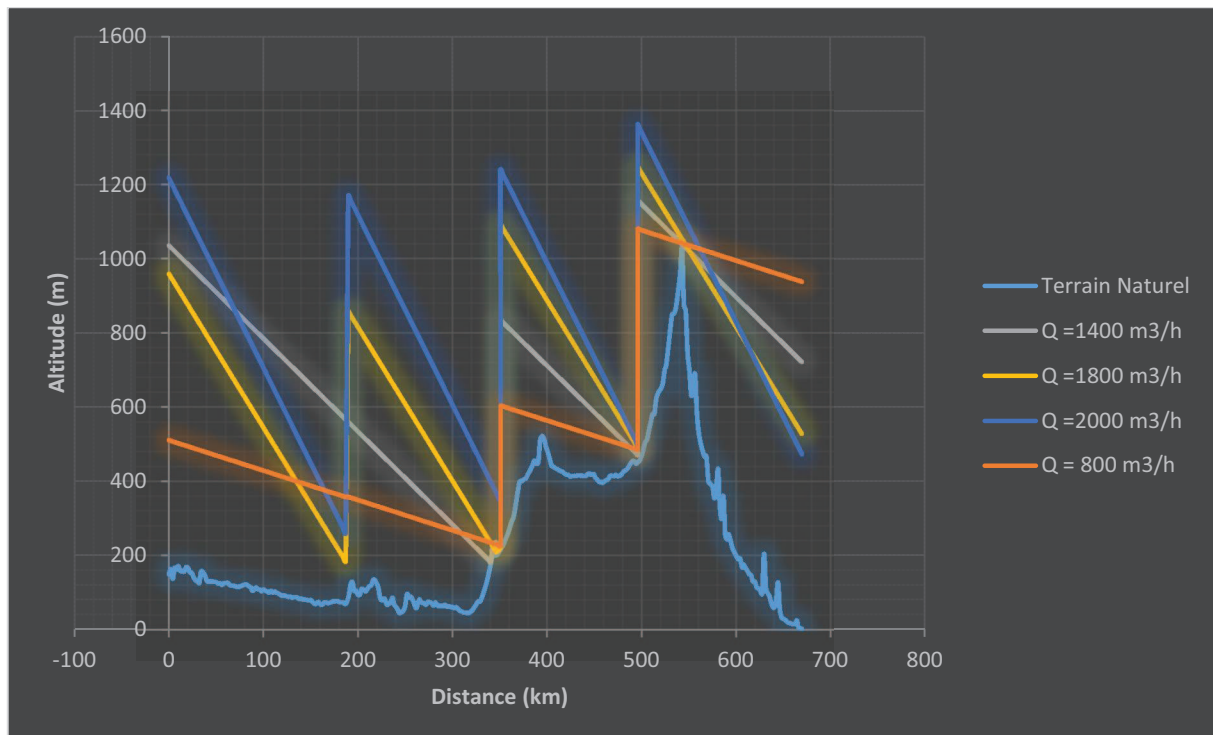


Figure V.3 Gradient hydraulique OB1.

VIII. CONCLUSION :

A l'issue de cette étude, quatre variantes ont été étudiées qui correspondent aux débits respectifs de 800 m³/h, 1400 m³/h, 1800 m³/h, et 2000 m³/h et qui permettront de véhiculer les quantités de pétrole demandées en toute sécurité pour l'horizon future tout en vérifiant que :

- ✓ La pression du fluide à l'intérieur de pipeline doit être supérieure à 0 bar.

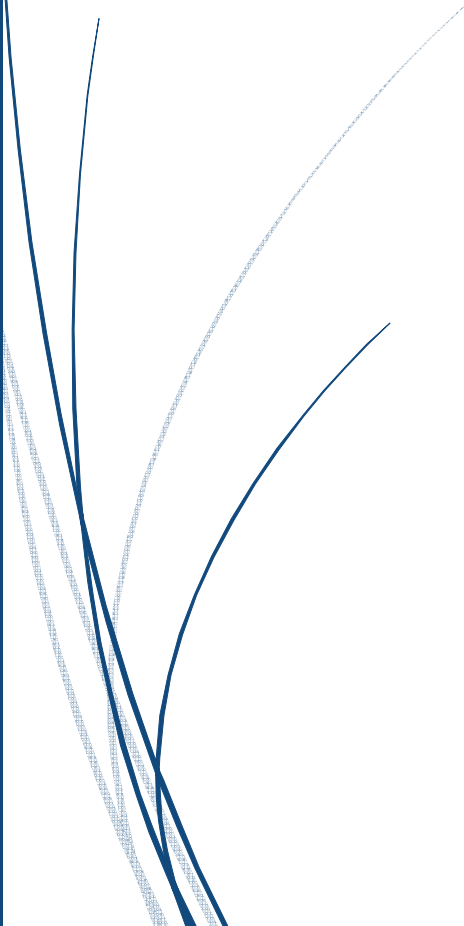
Grace au tracé du gradient hydraulique, on a déterminé le nombre de stations de pompage pour la ligne OB1.

Une étude économique est nécessaire pour le choix optimal de nombre des pompes nécessaires pour la station de pompage SP1 du projet selon les variantes étudiées.



Chapitre VI :

Etude comparative des logiciels de calcul



Introduction :

Un ouvrage de transport par canalisation du pétrole, consiste à transporter chaque année une quantité donnée de pétrole entre un point source (un gisement par exemple) et un point de livraison (comme un centre de consommation).

La réalisation d'un tel projet nécessite la détermination des caractéristiques importantes de la canalisation, qui sont le diamètre et l'épaisseur de la conduite. Ces caractéristiques ainsi définies conduisent à la détermination :

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

Notre tâche est donc d'élaborer un programme de calcul qu'on dénomme «PETROLINE» qui nous permet de déterminer les paramètres cités ci-dessus.

Dans une première partie, on présentera la procédure de calcul et les différentes formules choisies pour l'élaboration de notre programme de calcul.

Dans une deuxième partie, on décrira 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.

Dans une troisième partie, on effectuera une étude comparative 'PETROLINE -PIPEPHASE' pour différents points afin de valider notre procédure de calcul, ce qui nous permettra par la suite d'utiliser notre programme pour obtenir les pressions, profils en long et dimensionner n'importe quel oléoduc et en particulier l'oléoduc OB1.

II.1. Description du programme «PETROLINE » :

Le «PETROLINE » dont le langage de programmation est le Matlab, est un programme de calcul qui donne une prévision de la répartition des pressions et vitesses le long d'un pipeline enterré transportant un fluide avec des injections intermédiaires. Il permet de faire varier :

- Débit de fluide à transporter ainsi que les débits d'injection ;
- Diamètre de la canalisation ;
- Profil en long et les propriétés du pétrole transporté.

II.1.1 Interface graphique du programme PETROLINE :

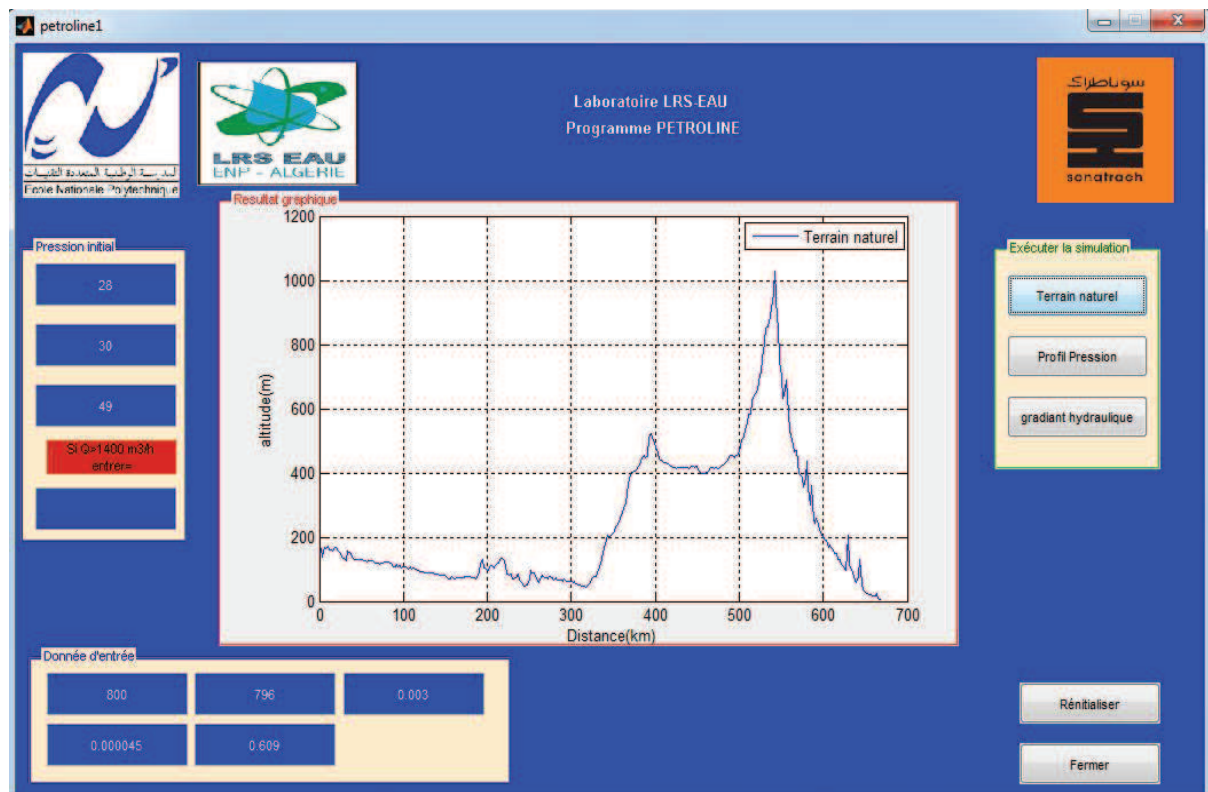


Figure VI.1 Interface graphique de programme « PETROLINE »

➤ Les données nécessaires pour l'exécution du programme sont les suivantes :

1) Paramètres d'exploitation :

Pression de départ, débit transporté avec les débits d'injection, distance et altitude de chaque point kilométrique, pression maximale et minimale de service.

2) Caractéristiques de la conduite :

Le ou les diamètres de la conduite, rugosité des tubes et longueur de la conduite.

3) Propriétés du pétrole :

La masse volumique du pétrole, la viscosité du fluide.

➤ Les résultats obtenus par PETROLINE :

Résultats techniques :

- Pression, vitesse du fluide en chaque PK.
- Le nombre et l'emplacement des stations de pompage.

II.1.2. Formulations mathématiques utilisées dans PETROLINE :

a) Equation du débit :

L'équation du débit sur laquelle on se base pour estimer les pertes de charges le long de la canalisation est telle :

- Pertes de charge linéaires :

$$\Delta H_L = \lambda * L * V^2 / 2 * g * d \quad (\text{III.9})$$

- Perte de charge singulière :

10% de la perte de charge linéaire.

b) Vitesse du pétrole :

$$V = 4Q / \pi D^2 \quad (\text{VI.1})$$

c) équation de calcul de LAMBDA :

Pour retrouver le LAMBDA de notre calcul on procède par itérations en utilisons la formule de COLEBROOK

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[\frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right] \quad (\text{III.14})$$

d) Equation de calcul du nombre de Reynolds :

Pour le calcul de Reynolds on utilise la formule :

$$\text{Re} = VD / \gamma \quad (\text{III.12})$$

II.1.3 Procédure de calcul de PETROLINE :

Pour déterminer en chaque PK la pression, paramètre essentiel dans le dimensionnement de pipe en tenant compte de la variation des pentes du terrain naturel, il faut subdiviser le pipe en plusieurs tronçons en cela selon bien entendu avec des conditions de départ connues.

Les différentes étapes que suit notre programme de calcul pour déterminer les conditions de sortie sont les suivantes :

1. donner les données :

- donner le débit ;
- donner la viscosité ;
- donner le diamètre ;
- donner la masse volumique.

2. Calcul de LAMBDA :

On calcule une première valeur de LAMBDA, en utilisant la formule de Blasius, ensuite on procède par itération en utilisant COLEBROOK jusqu'à l'obtention d'un LAMDA 2 avec une erreur de l'ordre de 10^{-3} .

3. Calcul de la vitesse avec la formule :

$$V=4Q/\pi D^2.$$

4. Calcul de Reynolds avec la formule :

$$Re=VD/\gamma$$

5. On injecte la pression de départ

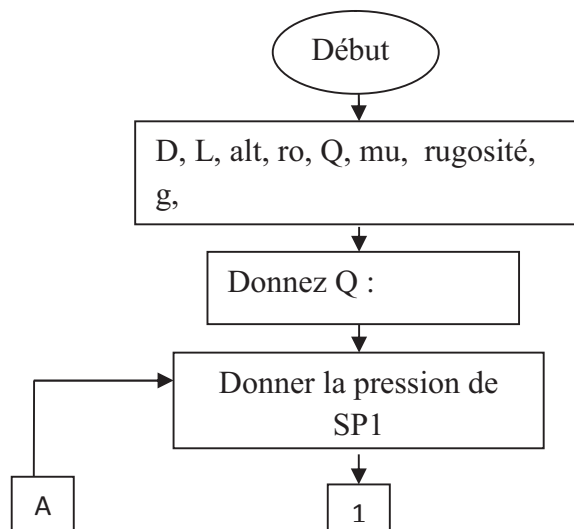
6. On procède au calcul des pressions en retranchant les pertes de charge correspondant à chaque PK :

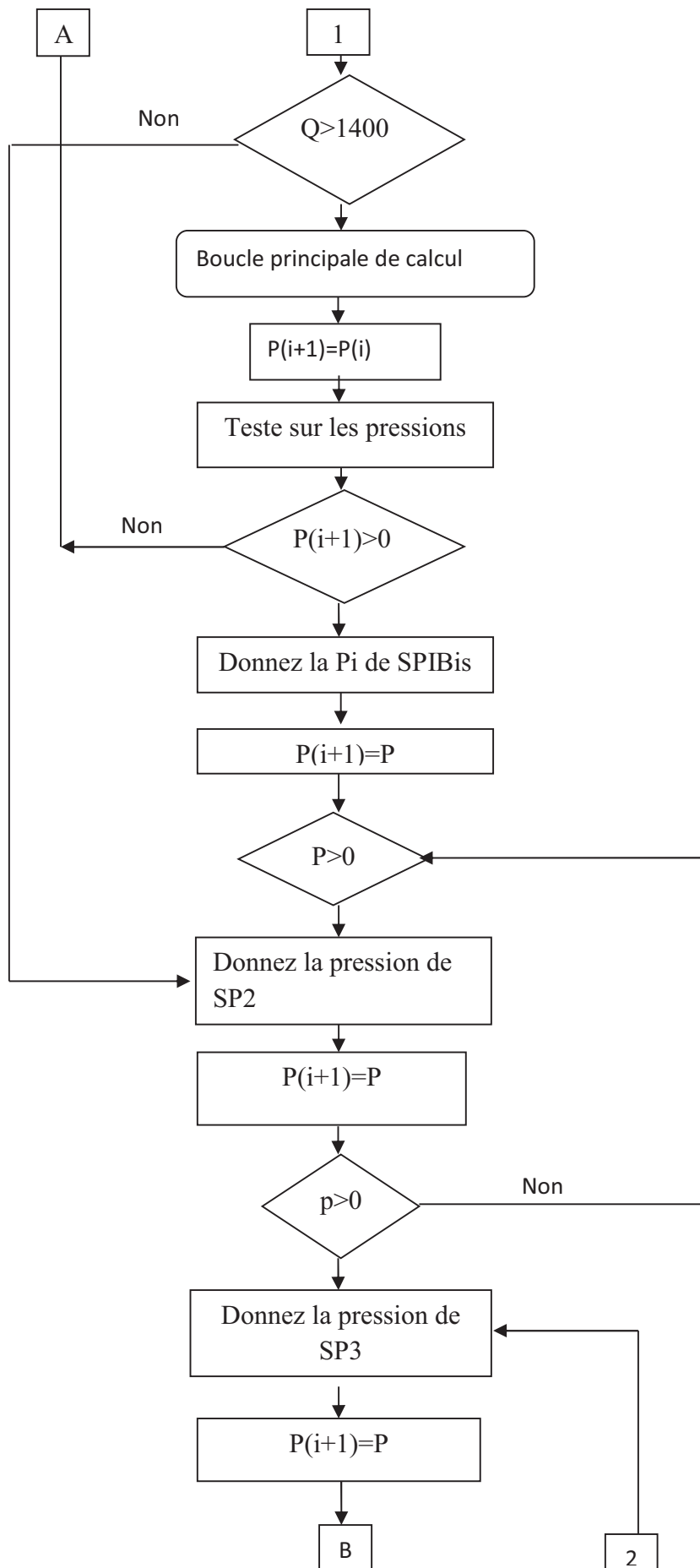
Si la pression descend à un niveau inférieur à zéro avant d'atteindre la station suivante alors nous devrions injecter une pression de départ plus grande et on revient à l'étape 5, sinon on passe l'étape 6.

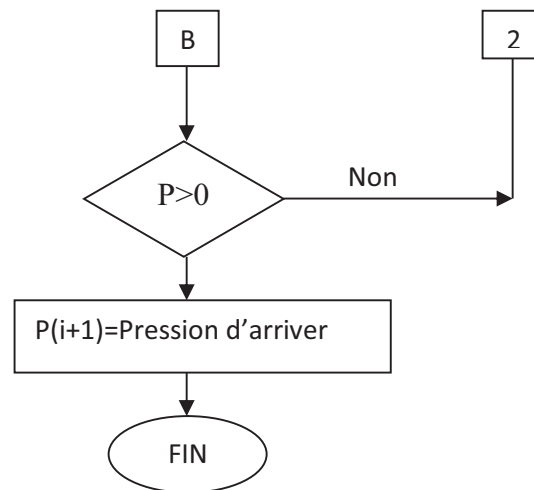
7. Arriver à une autre station le programme nous demande d'entrer la pression de départ à partir de cette station.

8. Si la pression est supérieure à zéro bar alors on passe à la station suivante sinon l'étape 6 se répète.

9. Une fois que le programme à balayer tout le long du pipe il affiche le profil des pressions.

II.1.4. Algorithme de « PETROLINE » :





III. 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 nouveaux systèmes, surveiller les systèmes courants et prévenir ou résoudre des problèmes. PIPEPHASE inclut des possibilités d'optimisation puissantes appelées 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 condensât ;
- gaz ;
- liquide ;
- vapeur ;
- pétrole brut composé.

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.

III.1. Equations de bases 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

a- L'équation qui correspond le plus à notre étude est celle de monsieur **MOODY** illustrée ci-dessous :

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.

L'équation de **Darcy-Weisbach** est une importante équation très utilisée en hydraulique. Elle permet de calculer la perte de charge (perte de charge linéaire et singulier : dissipation d'énergie) des conduites. La perte de charge s'exprime :

$$\Delta H_L = \lambda * L * \frac{V^2}{2 * g * d} \quad (\text{III. 9})$$

d : Diamètre intérieur de la conduite en (m) ;
 V : vitesse moyenne de l'écoulement en (m/s) ;
 g : Accélération de la pesanteur en (m/s²) ;
 λ : Coefficient de perte de charge ;
 L : longueur de la conduite (m).

Le coefficient de perte de charge, noté λ , dépend du régime d'écoulement (laminaire ou turbulent) et des propriétés du fluide. En conditions isothermes, le nombre de Reynolds, qui est le rapport entre la puissance des forces d'inertie et la dissipation visqueuse, suffit à caractériser le régime d'écoulement.

Plusieurs méthodes existent pour définir le coefficient de perte de charge. L'une de ces méthodes est le **diagramme de Moody** qui est un abaque, permettant de déterminer le coefficient de perte de charge à partir du nombre de Reynolds et de la rugosité de la conduite. Il est également possible de calculer directement ce paramètre à partir de corrélations qui sont à la base du diagramme du Moody:

- ❖ $Re < 2000 \rightarrow$ Régime laminaire ;

$$\lambda = 64/Re \quad (\text{III.13})$$
- ❖ $Re > 4000 \rightarrow$ Régime turbulent ;

Il existe un grand nombre de corrélations, parmi ces corrélations en distingue la corrélation de Colebrook, également connu sous le nom d'équation de Colebrook-White :

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left[\frac{2,51}{Re\sqrt{\lambda}} + \frac{\varepsilon}{(3,7 * d)} \right] \quad (\text{III. 14})$$

λ : Coefficient de perte de charge (sans dimension) ;
 Re : Nombre de Reynolds (sans dimension) ;
 ζ : Rugosité absolue de pipe en (mm) ;
 d : Diamètre intérieur de pipe en (mm).

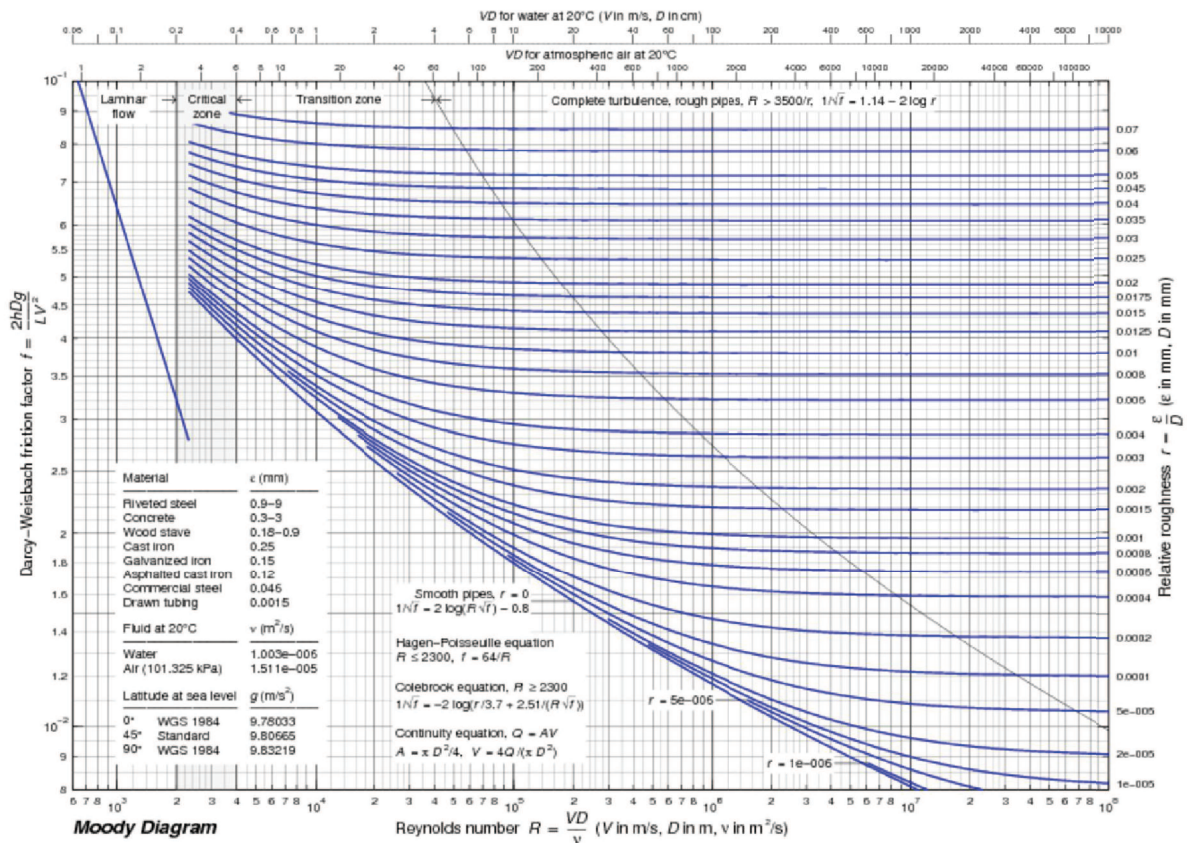


Figure VI.2 Diagramme de Moody

IV. Etude comparative :

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

IV.1. Données et résultats de l'étude comparative :

Dans cette étude nous avons adopté un profil en long d'une distance de plus de 600 km divisé en 3 parties, chaque partie correspondant à un tronçon entre deux stations avec les différentes phases.

Les résultats sont référencés dans les tableaux suivants :

❖ 1ere variante : $Q = 800 \text{ m}^3/h$

pk	Petroline P (bar)	Excel P (bar)	Pipe phase P (bar)	Erreur ΔP
0	28	28	28,00	0,000
16,033709	26.6064	26,58	25,69	-0,916
38,014994	26.0093	25,96	26,95	0,941
58,006097	26.3920	26,32	26,23	-0,162
77,874502	25.5697	25,48	25,67	0,100
97,875033	25.5869	25,47	25,51	-0,077
119,07808	25.2053	25,069	25,30	0,095
143,816129	24.4546	24,290	24,90	0,445

163,787074	23.8493	23,662	24,27	0,421
186,86836	22.6425	22,429	21,85	-0,792
189,813938	21	21	21,00	0,000
207,780506	18.7242	18,689	18,33	-0,394
230,303497	20.1276	20,066	20,40	0,272
251,73566	16.5255	16,440	17,11	0,584
267,724887	17.4021	17,298	17,83	0,428
289,694632	16.7188	16,590	17,27	0,551
323,647685	14.5455	14,378	14,59	0,044
346,160366	2.4524	2,259	2,93	0,478
350,764726	0.8883	0,690	1,93	1,042
350,832048	29.7888	30	30,00	0,211
372,222971	14.8404	14,396	14,99	0,150
412,516068	9.3499	9,629	10,36	1,010
495,696686	3.0087	2,522	4,14	1,131
495,698529	49	49	49,00	0,000
615,530829	64.0768	65,227	66,38	2,303
660,311505	72.3088	72,660	73,53	1,221
669,231681	72.6632	73,042	73,98	1,317

Tableau VI.1 Tableau de comparaison pour la première variante

❖ Zere variante : $Q = 1400 \text{ m}^3/\text{h}$

pk	Petroline P (bar)	Excel P (bar)	Pipe phase P (bar)	Erreur ΔP
0	69	69	69,00	0
16,033709	65.5289	65,47	64,18	-1,3489
77,874502	56.4793	56,21	55,56	-0,9193
119,07808	50.7762	50,36	49,38	-1,3962
143,816129	46.8201	46,32	45,65	-1,1701
186,86836	39.4297	38,78	36,52	-2,9097
189,813938	40	40	40,00	0
249,766172	27.7478	30,12	27,55	-0,1978
287,699928	20.4070	22,64	22,46	2,053
323,647685	13.6099	15,72	14,80	1,1901
350,764726	3.5608	1,54	1,34	-2,2208
350,832048	48	48	48,00	0
410,521259	19.8606	19,62	19,83	-0,0306
430,421561	17.5975	17,18	16,96	-0,6375
449,598644	13.3485	13,12	13,65	0,3015
468,853838	10.2806	9,63	9,59	-0,6906
486,254291	5.4836	4,25	3,77	-1,7136
495,696686	2.4499	1,41	2,10	-0,3499
495,698529	55	55	55,00	0
554,325041	24.5431	27,48	25,79	1,2469

615,530829	54.8716	55,42	55,81	0,9384
635,419351	54.7955	56,18	56,15	1,3545
660,311505	57.5619	56,94	57,32	-0,2419
669,231681	56.2262	56,15	55,98	-0,2462

Tableau VI.2 Tableau de comparaison pour la deuxième variante

❖ 3ere variante : Q = 1800 m³/h

Pk (km)	Petroline P (bar)	Excel P (bar)	Pipe phase P (bar)	Erreur ΔP
0	63	63	63,00	0
16,033709	57.5143	57,421	56,11	-1,4043
38,014994	51.3072	51,087	51,80	0,4928
77,874502	40.6948	40,244	40,42	-0,2748
119,07808	29.8146	29,125	29,46	-0,3546
163,787074	17.0481	16,101	17,37	0,3219
186,86836	9.9506	8,869	8,86	-1,0906
189,813938	60	60	60,00	0
249,766172	40.4153	42,448	40,51	0,0947
307,678793	23.0763	24,774	25,89	2,8137
350,764726	0.5233	0,432	0,35	-0,1733
350,832048	67.7717	68	68,00	0,2283
410,521259	32.6195	31,982	32,81	0,1905
430,421561	27.8423	27,001	27,71	-0,1323
449,598644	21.0706	20,488	22,32	1,2494
468,853838	15.7378	14,529	15,96	0,2222
486,254291	8.7093	6,925	8,15	-0,5593
495,696686	4.4534	2,878	5,63	1,1766
495,698529	62	62	62,00	0
554,325041	24.4608	26,976	25,90	1,4392
660,311505	44.4436	42,884	46,06	1,6164
669,231681	41.4692	40,94	43,25	1,7808

Tableau VI.3 Tableau de comparaison pour la troisième variante

❖ 4ere variante : Q =2000 m³/h

Pk (km)	Petroline P (bar)	Excel P (bar)	Pipe phase P (bar)	Erreur ΔP
0	83,2	83,2	83,20	0
16,033709	76.5182	76,403737	75,12	-1,3982
38,014994	68.6712	68,399814	69,34	0,6688
77,874502	55.0852	54,5292414	55,32	0,2348
97,875033	48.5059	47,8071847	48,82	0,3141
119,07808	41.1311	40,281025	41,58	0,4489

186,86836	16.2098	14,87578	16,49	0,2802
189,813938	84,4	84,4	84,40	0
207,780506	73.5845	76,0559202	75,32	1,7355
249,766172	60.1230	62,2947355	60,82	0,697
350,764726	11.589	10,0403628	14,13	2,54
350,832048	79.4166	79,65	79,65	0,2334
410,521259	39.9701	39,0983034	40,40	0,4299
430,421561	33.7001	32,6059131	33,99	0,2899
468,853838	18.7531	17,2148898	19,71	0,9569
495,696686	5.4180	3,52435783	7,72	2,302
495,698529	70,95	70,95	70,95	0
554,325041	29.2057	31,4730728	30,85	1,6443
660,311505	41.4484	39,3306668	44,42	2,9716
669,231681	37.5010	36,7176139	40,75	3,249

Tableau VI.4 Tableau de comparaison pour la quatrième variante.

IV.1.1. Interprétation des résultats de l'étude :

Le profil en long considéré dans cette étude comparative n'étant pas rectiligne, l'effet de la variation de l'altitude sur la pression (paramètre le plus déterminant de notre étude) est significatif, en effet lors d'une pente on remarque que la diminution de la pression est plus vive que lors d'une altitude fixe.

Pour la pression nous remarquons que lors d'une injection à un débit important la pression diminue d'une façon remarquable ainsi plus le débit est grand pour un diamètre donné, plus les pertes de charge augmentent.

Les résultats obtenus nous permettent de remarquer que pour un diamètre donné :

- La pression (paramètre le plus déterminant de notre étude) varie avec la variation de l'altitude d'une façon significative ;

Plus le débit est grand plus les pertes de charge augmentent plus la pression diminue

IV.1.2. Résultats graphique de programme PETROLINE :

IV.1.2.1. Profil des pressions :

❖ 1ere variante $Q=800 \text{ m}^3/\text{h}$:

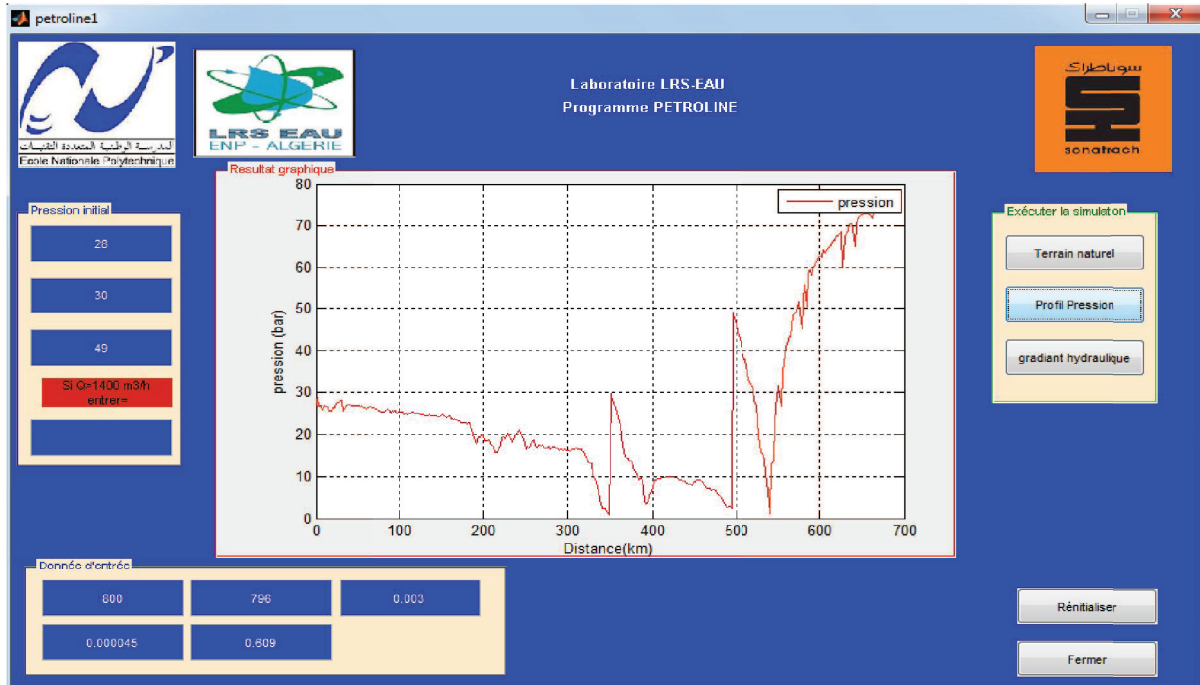


Figure VI.3 Profil des pressions de la première variante.

❖ 2eme variante $Q=1400 \text{ m}^3/\text{h}$:

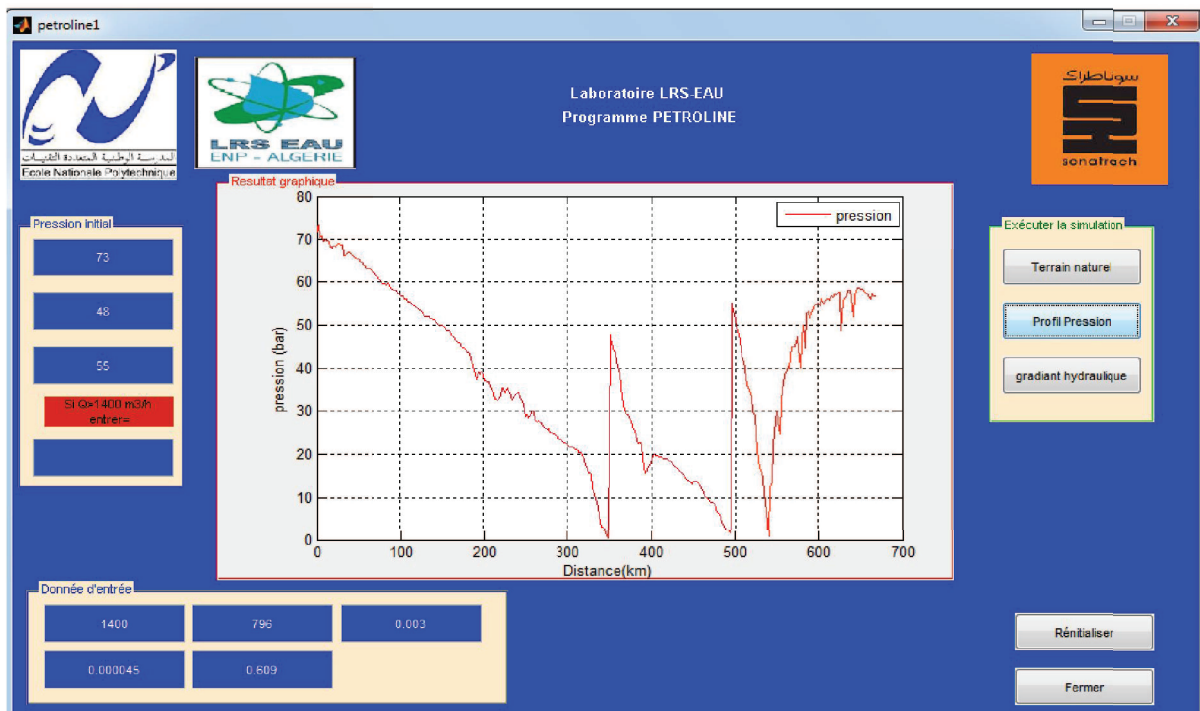


Figure VI.4 Profil des pressions de la deuxième variante.

❖ 3eme variante $Q=1800 \text{ m}^3/\text{h}$:

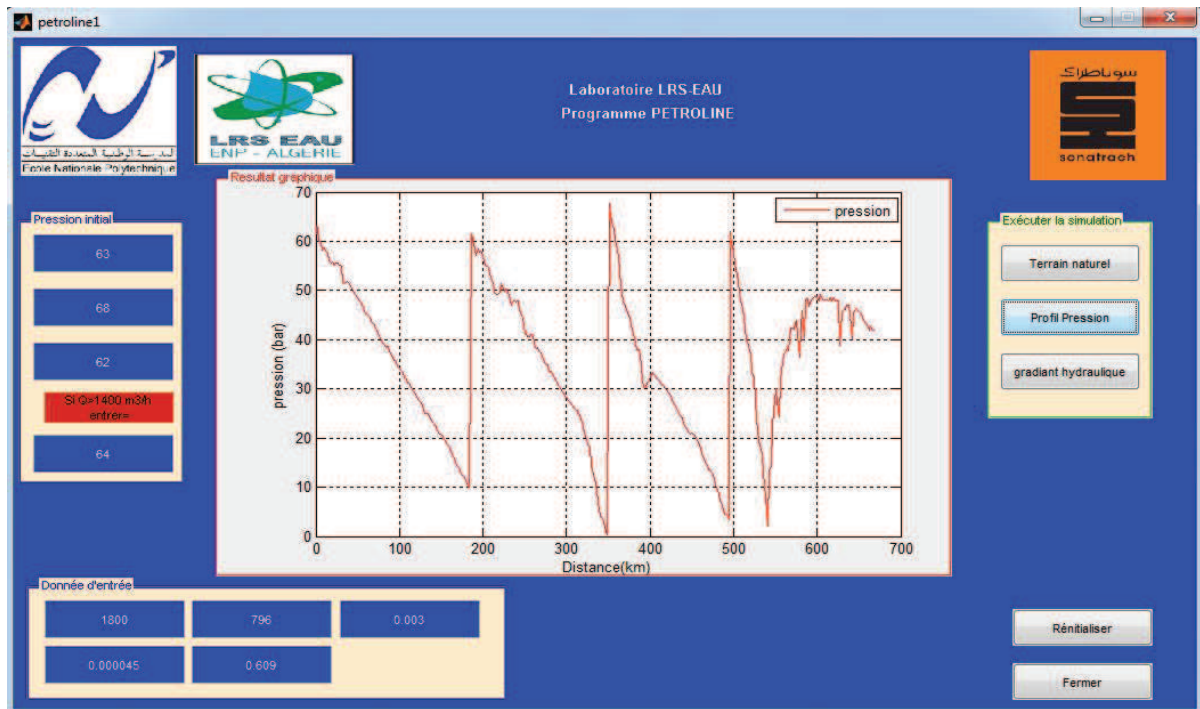


Figure VI.5 Profil des pressions de la troisième variante.

❖ 4eme variante $Q=2000 \text{ m}^3/\text{h}$:

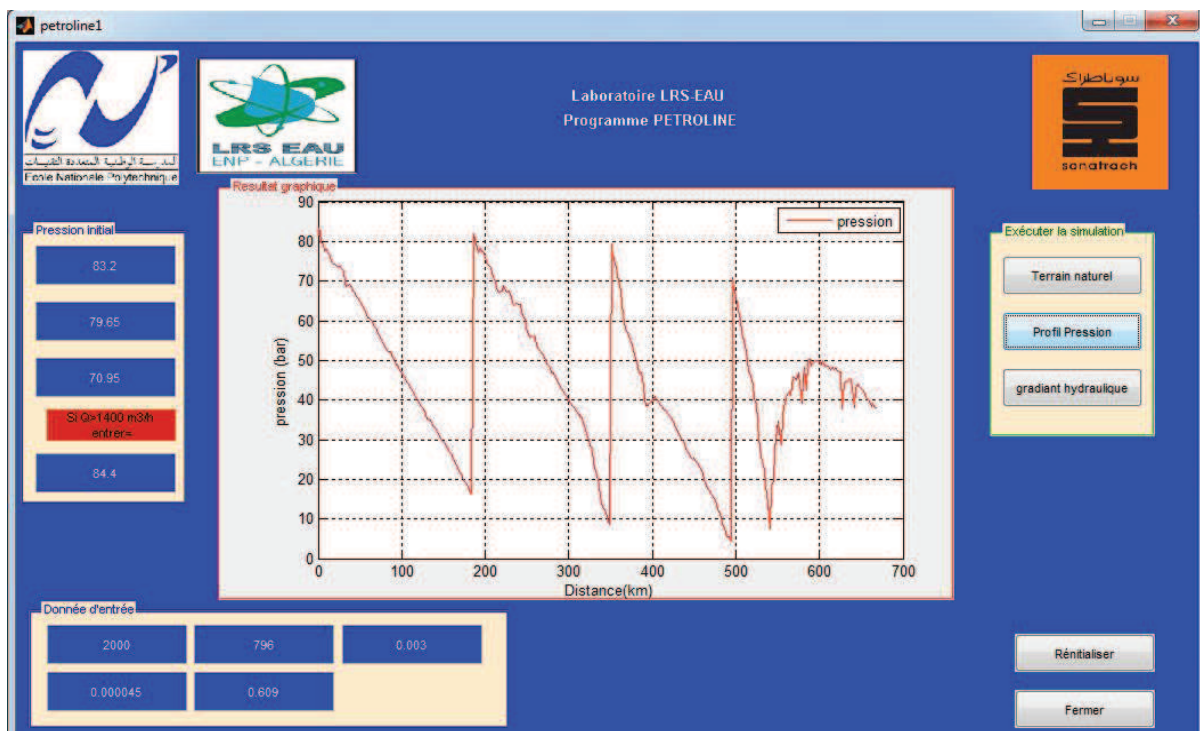


Figure VI.6 Profil des pressions de la quatrième variante.

IV. 1.2.2. Comparaison des gradients hydrauliques :

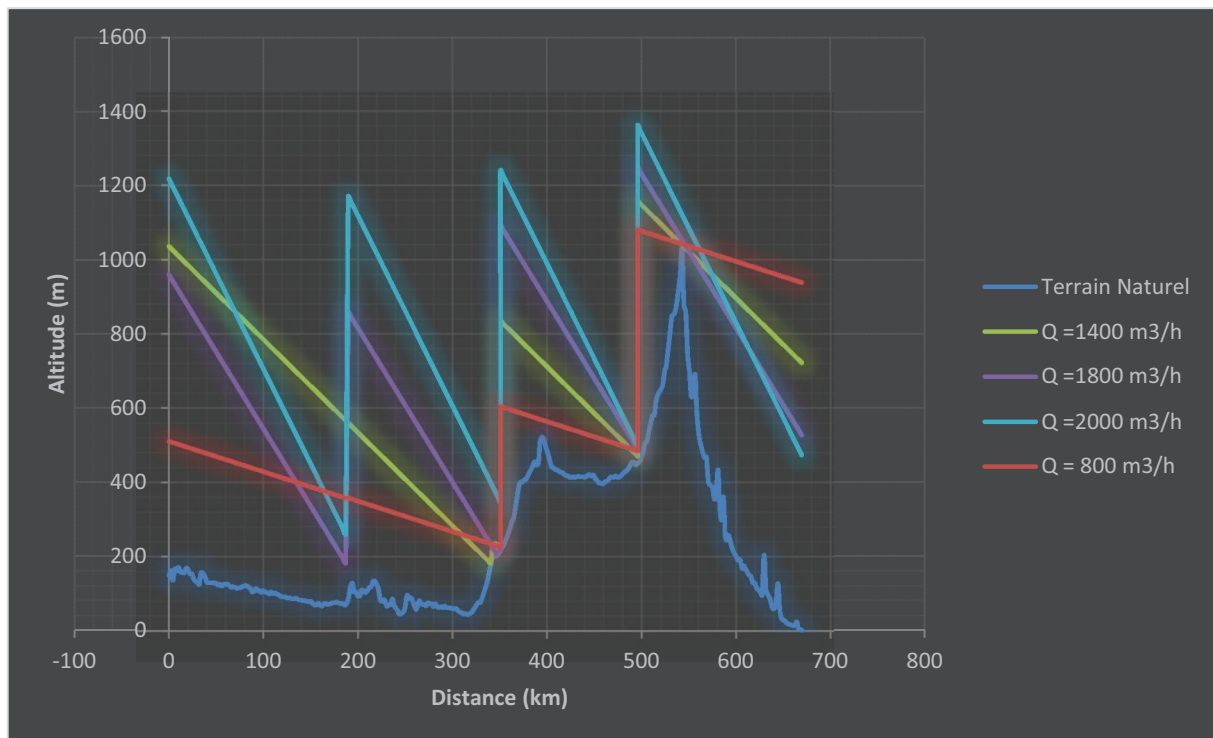


Figure VI.7 Gradient hydraulique PETROLINE

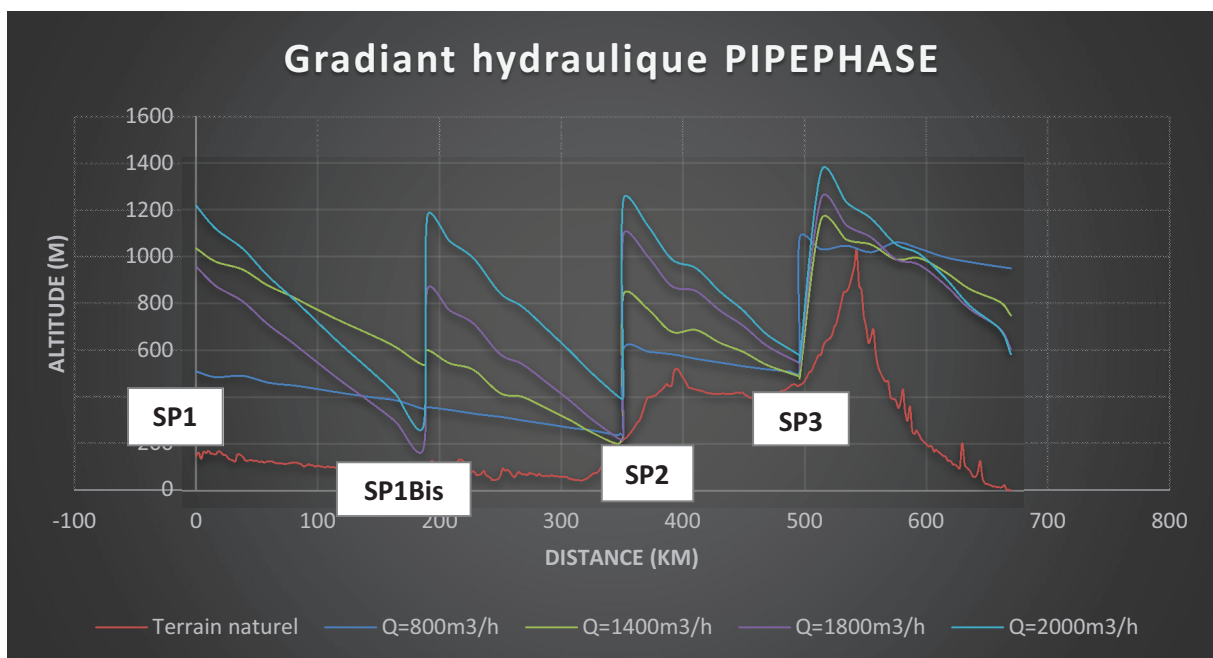


Figure VI.8 Gradient hydraulique PIPEPHASE.

Nous constatons que le gradient hydraulique obtenu avec notre programme est sensiblement proche de celui obtenu par le logiciel PIPEPHASE ceci indique que les valeurs de pressions aussi se rapprochent sensiblement.

Conclusion :

Bien que nous ayons choisi une équation du débit et une loi donnant la répartition de la pression différente de celles adoptées pour le PIPEPHASE, nous constatons que les prévisions données par notre programme en termes de pression, le long d'une canalisation, sont très proches de ceux données par le logiciel Américain pour les différents cas étudié. On remarque en particulier que la pression et la température, subie l'effet de l'injection exactement de la même manière que pour le PIPEPHASE.

Les écarts qui existent entre les résultats des deux programmes sont dus essentiellement à :

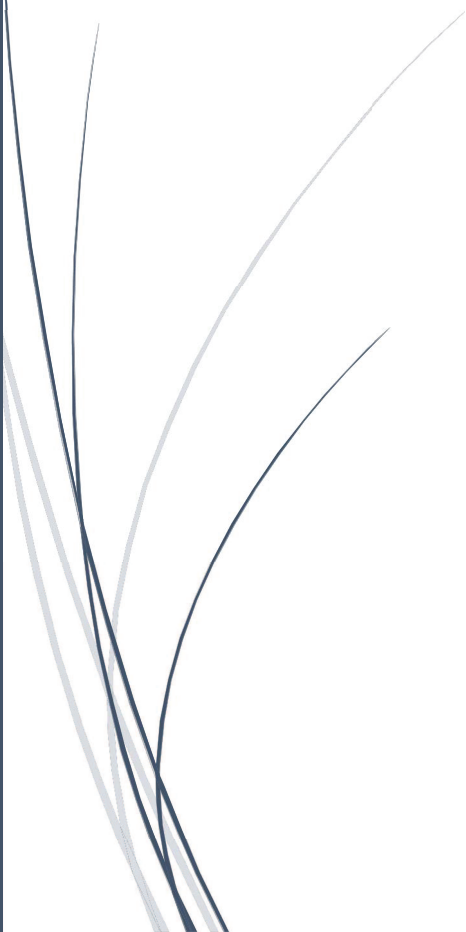
- la différence des équations de débit adoptées par notre programme et le logiciel PIPEPHASE;
- une estimation différente du coefficient de perte de charge linéaire, de la viscosité dynamique et des propriétés physiques du pétrole transporté.

En conclusion, nous estimons que les résultats obtenus par notre programme sont satisfaisants comparativement à ceux obtenus par le PIPEPHASE, nous considérons donc que l'utilisation de notre programme est justifié.



Chapitre VII:

Etude économique



Introduction :

Cette étude présente une proposition pour le choix optimal du nombre d'électropompe de la station de pompage SP1 HEH.

En effet, la station SP1 est équipée de 5 électropompes qui répondent d'une manière optimale aux différents régimes d'exploitation, le développement technologique dans le domaine des électropompes peut offrir une alternative pour déterminer une nouvelle configuration du nombre d'électropompe de la station SP1.

Les charges d'investissement, les charges d'exploitation ainsi que le fonctionnement optimale des machines sont des critères qui déterminent la nouvelle configuration de la station SP1.

II. Paramètres d'exploitation Actuelles de L'OB1 :

section	Débit	Pression d'exploitation	Pression Design
	m^3/h	Kg/cm^2	Kg/cm^2
SP1-SP1 Bis	800	28	83.2
	1400	69	
	1850	63	
	2200	83.2	
SP1 Bis – SP2	800	21	84.4
	1400	40	
	1850	60	
	2200	84.4	
SP2- SP3	800	30	79.65
	1400	48	
	1850	68	
	2200	79.65	
SP3- TMB	800	49	70.95
	1400	55	
	1850	62	
	2200	70.95	

III. Régimes de fonctionnement usuels du STC OB1 :

Ouvrage OB1		SP1	SP1 Bis	SP2	SP3
		H E H	Djamâa	Biskra	M'Sila
Phase	Débit m ³ /h	Nombre de machines nécessaires par station			
1	800	1	0	1	1
2	1 400	3	0	2	2
3	1 800	3	1	3	3
4	2 000	4	1	4	4

Tableau VII.1 Régime de fonctionnement actuel.

IV. Nombre de pompe correspondant à chaque phase et pour différentes configuration:

L'étude prend en considération toutes les configurations possibles:

1. Configuration 1 5 EP+1
2. Configuration 2 4 EP+1
3. Configuration 3 3 EP+1
4. Configuration 4 2 EP+1
5. Configuration 5 1 EP+1

Les conditions d'exploitations sont déterminées pour chaque configuration et par phase:

1. Phase 1 800 m³/H
2. Phase 2 1400 m³/H
3. Phase 3 1800 m³/H
4. Phase 4 2000 m³/H

En fonction des paramètres d'exploitation, on vérifie la faisabilité de chaque configuration, et on dégage les configurations techniquement faisables, ensuite l'étude économique fait ressortir la solution optimale en fonction du cout de revient économique le plus faible.

La configuration actuelle EP4+1 n'est pas à vérifier, elle a 56 ans d'existence.

configuration \ Phase	1 EP+1	2 EP+1	3 EP+1	4 EP+1	5 EP+1	Puissance (Mw)
800	1	1	1	1	2	3
1400	1	2	2	3	4	5,3
1800	1	2	3	3	5	6,8
2000	1	2	3	4	5	7,6

Tableau VII.2 Nombre de machine et puissance correspondante de la station SP1

V. Analyse :

La configuration (1EP+1) est d'emblée éliminée, parce que le moteur électrique ne peut pas fonctionner au bas régime.

La configuration (5EP+1) est encombrante et chère à la fois est également éliminée.

Les deux configurations (3EP+1) et (2EP+1) sont les deux solutions potentielles qui peuvent remplacer la configuration existante (4EP+1).

L'étude économique tranchera en faveur de l'une de ces configurations.

VI. Récapitulatif des résultats économiques :

Configuration	1 EP+1	2 EP+1	3 EP+1	5 EP+1
Nombre de machines	4	7	9	16
Puissance Global (Mw)	30,4	26,6	22,77	24,32
Prix puissance Global (DA) (1kwh=3,2DA)	97280	85120	72864	77824
Prix en Dollars (\$)	7782400	6809600	5829120	6225920
Puissance Global (Kw)	7600	7600	7600	7600
Puissance d'un moteur en (kw)	7600	3800	2530	1520
Puissance d'un moteur en (HP)	10340	5170	3442	2068
Puissance disponible sur le marché	6000	6000	3500	2000
Coût d'une machine en fonction de la puissance (\$/KW)	300000	300000	220871	161378
Prix de l'ensemble des machines	300000	600000	662613	806890
Prix Global (\$)	8082400	7409600	6491733	7032810

Tableau VII.3 Coût de l'énergie des moteurs.

VII. Recommandation :

Au vu du coût des machines et de l'énergie qui est le plus faible pour la configuration 3EP+1, et aussi du fait que les conditions suivantes sont remplies :

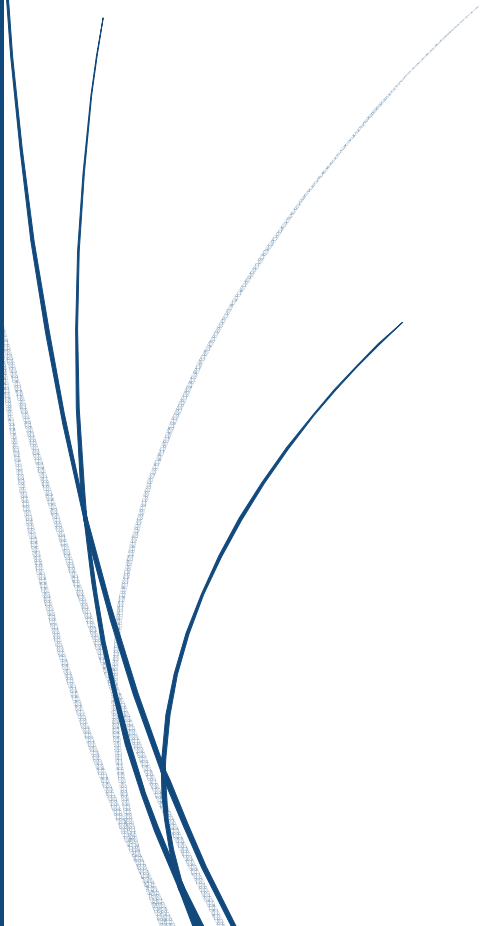
- Sécurisation de l'approvisionnement avec les différentes phases.
- La faisabilité de la configuration d'un point de vue technique.

Nous recommandons l'installation de la configuration 3EP+1 dans la station SP1.



Chapitre VIII :

Protection de l'environnement et gestion de risque



Introduction :

Dans ce chapitre sont présentés les divers types d'impacts potentiels susceptibles de se produire durant la période de construction, d'exploitation et de post-exploitation de l'oléoduc. L'appréciation de ces impacts devrait nous aider à déterminer les mesures nécessaires pour les éviter ou les compenser.

I. Les conséquences prévisibles du projet sur l'environnement :**I.1. Impacts potentiels générés en phase de construction :**

Les rejets et déchets pouvant être générés durant les travaux d'exécution du projet sont résumés comme suit : [STEG, 2006], [Lalouani, 2009]

I.1.1. Rejets hydriques, solides et nuisances sonores**a) Rejets solides**

Les déchets solides pouvant être générés par l'exécution des travaux résultent :

- Des travaux d'ouverture de la piste de travail sur une largeur de 10 m (décapage de la terre végétale et nettoyage de la piste), d'excavation de la tranchée, de remblayage et de remise en état des lieux. Ces travaux vont entraîner le dégagement de poussières dans le voisinage. Selon la direction des vents dominants, ces poussières auraient des impacts sur les plantations avoisinantes (arbres d'oliviers, arbres fruitiers, etc..) et les habitations ;
- Des différentes consommations du chantier, des produits industriels et alimentaires en plus des déchets résultant des déblais provenant des travaux de pose;
- Des travaux de terrassement et de bétonnage pour la construction des ouvrages en génie civil au niveau des postes gaz. Ces travaux requièrent l'aménagement d'un parc de stockage des matériaux de construction (gravier, sable, ciment, etc..). Ces travaux génèrent aussi des dégagements de poussières dues à la manutention des produits de carrières.

b) Rejets liquides

Les rejets liquides proviendront essentiellement :

- Des eaux utilisées pour les tests hydrauliques; ces eaux seront rejetées en milieu naturel dans les cours d'eau ou les oueds ;
- Les quantités de méthanol nécessaires pour le séchage de la canalisation sont estimées à 15 m³. Ce volume de méthanol est introduit dans la canalisation en plusieurs trains
- Le méthanol caractérisé par ses propriétés de miscibilité à l'eau, est nécessaire pour le séchage complet de la canalisation. Les quantités de méthanol récupérées après vidange, seront collectées puis incinérées dans des fosses étanches.

d) Nuisances sonores

En phase de construction, les nuisances sonores sont dues essentiellement à la mobilisation d'engins lourds (side-boom, trax, pelles mécaniques, bulldozer, camions, etc..) et peuvent occasionner une gêne pour les riverains.

I.1.2. Influence sur le milieu socio – économique

- Le contrôle radiographique des joints de soudure par rayon (γ) pendant les travaux de pose présente le risque d'irradiation des personnes par rayonnement ;
- Perturbation de la circulation au moment du transport des tubes par camions, du lieu de stockage jusqu'au chantier ;
- Gêne pour les riverains lors des travaux de pose (dégagement de poussières, bruits, etc..).

I.2. Impacts potentiels générés en phase d'exploitation

I.2.1. Rejets hydrique

a) Fuites de pétrole :

D'éventuelles fuites de faibles quantités de pétrole peuvent être engendrées suites :

- Aux percements ou à la rupture de la canalisation due à des travaux de tiers ;
- Au phénomène de corrosion ;
- A des anomalies de fonctionnement des installations.

b) Rejets liquides :

Lors de l'entretien périodique de la canalisation, de faibles volumes de condensats en hydrocarbure liquide peuvent être récupérés au poste arrivée et collectés dans une fosse étanche.

I.2.2. Impact a la traversée des oueds et des infrastructures existantes

a) Traversées des oueds

- Une remise en état inadéquate du lit et des berges de l'oued peut provoquer :
- La déviation du cours d'eau et l'érosion des terrains limitrophes ;
- Le déterrement de la canalisation en service et le risque de rupture par arrachement ou de heurts avec les dépôts de rocheux transportés par les courants d'eau ;
- L'affaissement du sol causé par un mauvais compactage du remblai de recouvrement.

b) Traversées des routes et voies ferrées

Le roulage et le stationnement de véhicules de toute nature font partie des activités humaines susceptibles de survenir au droit des canalisations de transport de pétrole. En effet, la canalisation de pétrole pourrait être endommagée sous l'effet du roulage des engins lourds.

c) Influence des autres ouvrages souterrains

La proximité des autres ouvrages souterrains (canalisations d'eau, canalisations d'eau usée, câbles, etc...) Peut provoquer la fuite de courant de la canalisation vers le sol et causer ainsi la corrosion prématurée de ses parois métalliques.

I.3. Impacts potentiels en phase de post- exploitation

La phase d'exploitation de l'oléoduc est supposée se prolonger sur une période de 20 ans. En pratique les durées de vie des oléoducs comme on l'a vu avec l'OB1 sont beaucoup plus élevées :

A la fin de cette période, deux scénarios doivent être envisagés pour réduire l'impact de la canalisation hors service sur l'environnement :

- Procéder à la dépose de la canalisation et évacuer tous ses éléments vers une décharge publique ;
- Abandonner la conduite in situ et étudier ses répercussions sur le milieu naturel.

II. Mesures envisagées pour la protection de l'environnement [STEG, 2006]

II.1. Mise à l'atmosphère de l'oléoduc :

En cas d'incident sur la canalisation, des volumes de gaz seront évacués à l'atmosphère

II.2. Influence sur la traversée du canal

Pour la sécurité de l'oléoduc, les mesures envisagées sont résumées ci-après :

- Une sur-profondeur d'enfouissement importante sera prévue à la traversée du canal.
- Les techniques de forages dirigés seront utilisées pour la traversée du canal.

Ces techniques permettent d'avoir les profils projetés du gazoduc et l'exécution des travaux en un temps relativement réduit.

II.3 Influences des ouvrages souterrains

Les risques occasionnés par la proximité des ouvrages souterrains (canalisations d'eau, câbles, etc.) sont réduits par l'adoption des mesures suivantes :

- La distance minimale entre les génératrices des deux canalisations est fixée à 0,50 m.

Lors d'un croisement d'une structure métallique ou en béton armé, des prises de potentiel seront installées afin de vérifier la valeur du potentiel de chaque canalisation et remédier ainsi à une perturbation éventuelle de leurs protections cathodiques. Les valeurs des potentiels de la canalisation sont relevées au moins une fois par mois et font l'objet de rapports. La moindre anomalie est signalée aux équipes spécialisées, pour la détection d'une fuite éventuelle de courant de la canalisation vers le sol ou d'un défaut de fonctionnement des installations de soutirage du courant.

Tous les obstacles souterrains croisés par le gazoduc, seront répertoriés dans une liste d'obstacles indiquant avec précision :

- le point kilométrique (PK) de l'obstacle.
- la nature de l'obstacle.
- l'épaisseur de la canalisation suivant la catégorie d'emplacement en zone à faible densité d'habitation (A) ou en zone urbaine (C). Pour ce projet, toute la canalisation est en catégorie (C).
- le type de traversée des canaux d'irrigation et canaux de drainage.
- le dispositif avertisseur qui sera posé le long de l'oléoduc à 50 cm au-dessus de la génératrice supérieure de la canalisation.
- la protection cathodique à installer (type de prise de potentiel, etc.).
- le repérage de la canalisation par des bornes type 1 (contrôle pédestre précis).

III. Mesures pour réduire les impacts sur le milieu socio-économique :

Au niveau des agglomérations la société qui s'occupe de projet établira un plan de circulation en accord avec les municipalités et les autorités locales. Des bandes signalétiques fluorescentes limiteront les zones des travaux et des panneaux de signalisation seront implantés à chaque croisement.

III.1. Protection contre les radiations :

III.1.1. Les impacts :

Le contrôle radiographique par rayon (γ) pendant les travaux de pose présente le risque de l'irradiation des personnes par rayonnement

III.1.2. Les mesure de protections envisagées :

Les normes de sécurité strictes concernant la protection des personnes, des biens et de l'environnement, ont été fixées, pour définir les limites d'irradiation au-dessous desquelles nous pouvons affirmer qu'aucun dommage corporel n'est à craindre par les effets d'irradiation.

Les trois mesures suivantes de protection contre les irradiations seront appliquées:

- fixation de la distance par rapport à la source;
- fixation de la durée d'exposition;
- utilisation d'écran.

a) Distance par rapport à la source

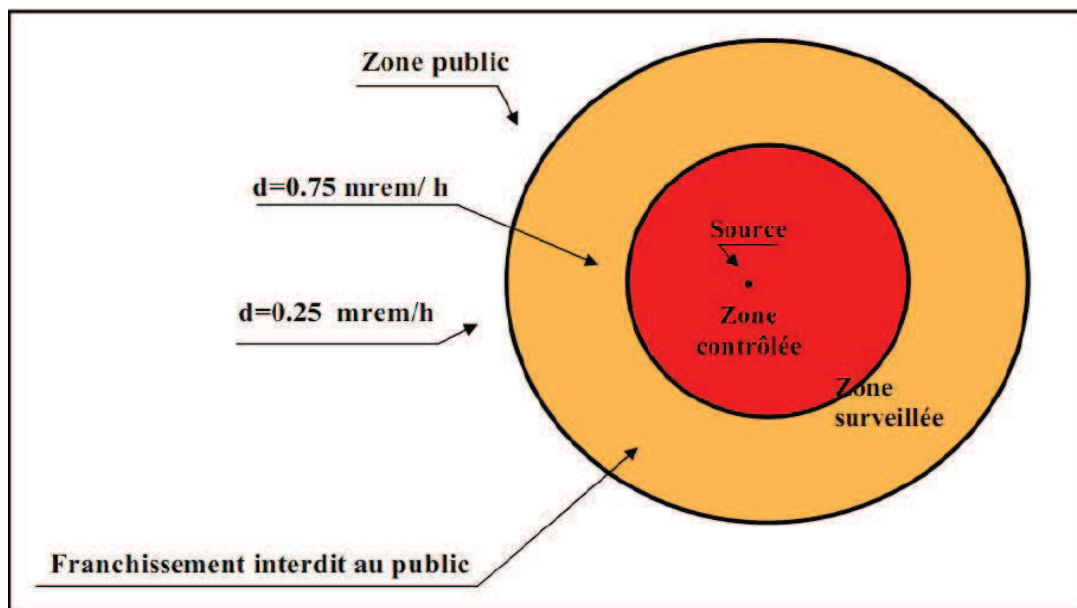


Figure VIII.1 Fixation de la distance par rapport à la source.

❖ Zone contrôlée :

Zone délimitée par des barrières de sécurité et des panneaux de signalisation de danger. C'est une zone interdite à toute personne au moment de l'opération de radiographie et à l'extérieure de laquelle les personnes affectées directement à des travaux sous rayonnement

(opérateurs) peuvent travailler en toute sécurité. La radiographie est télécommandée à distance.

Le débit de l'équivalent de dose est limité à 0.75 m³/h.

❖ Zone surveillée

C'est la zone d'action des personnes non affectées directement à des travaux sous rayonnement. Le débit de l'équivalent de dose est toléré à 0,25 m³/h.

❖ Zone public

Zone de sécurité pour le public en circulation ou en arrêt.

Le débit de dose de radiation est inversement proportionnel au carré de la distance de la source. Les distances des zones à respecter dépendent du type de la source et de sa capacité.

b) Durée d'exposition

Le taux d'irradiation toléré peut être augmenté à 10 fois pour des expositions occasionnelles de courtes durées (par exemple au niveau des traversées des routes, etc..).

c) Ecran

La radiographie de la soudure s'opère à l'intérieure de la canalisation constituant ainsi un écran efficace au passage des rayonnements.

En général, la distance de sécurité à respecter doit être supérieure à 100 m.

III.2. Importation, transport, stockage et expédition après usage de la matière radioactive :

Les démarches administratives relatives à l'importation, au transport, à l'expédition de la matière radioactive après usage, ainsi que son stockage et son utilisation sur chantier, seront assurées par l'Organisme de contrôle chargé de la mission de contrôle non destructif des joints de soudure par radiographie.

L'importation de la matière radioactive requiert au préalable les autorisations des ministères de l'Intérieur, de la Santé Publique, de l'Industrie et du Transport.

L'Organisme de contrôle doit formuler une attestation d'importation et d'utilisation de la source radioactive.

La source radioactive est transportée dans des containers étanches de type B(U), spécialement conçus pour limiter les rayonnements radioactifs.

A l'arrivée au port (ou à l'aéroport), les agents du Centre National de Radioprotection procèdent au contrôle de l'étanchéité du container. Le transport vers les ateliers de l'organisme de contrôle s'effectue par route obligatoirement sous le contrôle et avec l'accompagnement des unités de sécurité de la garde nationale. Cette source sera par la suite stockée dans des « Bunkers » étanches (fosse enterrée à paroi en béton armé) afin de limiter les risques d'irradiation du milieu environnant.

Avant l'amenée vers le chantier, la source radioactive sera transférée dans un tif étanche et placée dans un véhicule, équipée au minimum par des gyrophares, des balises de signalisation de danger et d'une fiche de sécurité.

La fiche de sécurité relative au transport des matières dangereuses par route elle doit comporter :

- La dénomination de la matière et sa classe ;

- La nature des dangers présentés par la matière ;
- Les consignes générales à appliquer en cas d'accident ou d'incident ;
- Les premiers secours ;
- L'identité, l'adresse et le numéro du téléphone et du fax de l'expéditeur.

Une copie de la fiche de sécurité doit être affichée dans la cabine du véhicule dans un endroit visible et facilement accessible.

Sur chantier, les opérateurs doivent porter des tenues vestimentaires spéciales, être dotés de badges et des stylos-dosimètres qui seront par la suite analysés tous les 2 mois par les agents du Centre National de Radioprotection. L'âge minimal des opérateurs est fixé à 18 ans.

Parmi les consignes de sécurité à entreprendre lors de l'opération de radiographie des joints de soudure, l'opérateur doit :

- Délimiter la zone de travail dans un rayon minimal de 17 m.
- Prévoir des détecteurs sonores et des radiomètres dans la zone de travail.
- Travailler si possible en dehors des heures de pointe et les périodes à forte circulation.

En fin d'utilisation, l'Organisme de contrôle doit reformuler une demande d'exportation pour mise au déchet de la source épuisée au même pays expéditeur. La source radioactive sera retournée dans les mêmes conditions de stockage et de transport que celles prévues pour l'importation :

III.2.1. Remise en état des lieux après travaux

La remise en état des lieux comprend notamment les opérations suivantes:

- Réfection des fossés et talus.
- Façonnage d'un cordon de terre destiné à compenser les effets de tassements ultérieurs sur la tranchée.
- Enlèvement et évacuation des déblais excédentaires vers des décharges appropriées.
- Décompactage des terres sur la bande de roulement.
- Rétablissement des clôtures, murs, etc.
- Pose des bornes de repérage de la canalisation.

Par ailleurs, la remise en état des lieux est sanctionnée par un PV de remise en état des lieux après travaux signé entre l'Entreprise de pose et les autorités locales.

III.3. Gestion du risque environnemental [STEG, 2006]

Le réseau est géré par le système de télésignalisation et de télécommande à distance (Dispatching) qui permet de détecter en temps réel les anomalies de fonctionnement.

Toutefois, en cas d'incident sur le réseau de transport, les unités chargées de la surveillance et de l'intervention ont pour objectifs de mettre en œuvre le plus rapidement possible les moyens nécessaires pour assurer la sécurité des personnes et des biens.

On distingue quatre phases d'intervention :

- L'alerte.
- La reconnaissance.
- La mise en sécurité.
- La réparation en urgence.

III.3.1. L'alerte :

L'alerte regroupe le processus intégral de connaissance, de transmission et de première vérification de l'information.

Elle permet aux services concernés d'être avertis d'un incident affectant un ouvrage.

Elle doit permettre d'assurer une transmission rapide, complète et exacte des informations relatives à un incident. L'alerte permet de prendre les premières dispositions permettant à la cellule d'intervention d'assurer la sécurité et de remédier aux anomalies constatées ou signalées.

L'alerte permet de prendre toutes les mesures nécessaires pour faire face aux conséquences éventuelles de l'incident.

Elle est donnée en général par un observateur local (appels de tiers) ou peut parvenir par l'intermédiaire d'un service officiel (pompiers, polices, etc.).

L'alerte initiale est réceptionnée par le Centre de contrôle qui la transmet immédiatement :

- à l'unité Transport chargées de l'exploitation et de la maintenance du réseau de transport, les Astreintes et les Responsables de l'Intervention Rapide.
- à la Protection Civile et Police de Secours pour le cas des incidents importants.
- au réseau de Dispatching qui télécommande l'arrêt ou le démarrage des installations.

III.3.2. La reconnaissance :

Elle est déclenchée après réception du message d'alerte. Elle doit permettre d'obtenir dans les meilleurs délais la validation de l'alerte donnée et la localisation exacte de l'incident.

La reconnaissance est effectuée par la Cellule « intervention ». Elle consiste à collecter les renseignements permettant de prendre toutes les mesures appropriées concernant la sécurité, d'informer de façon précise les services concernés par l'incident et de décider du mode d'intervention.

Dans cette phase il faut :

- Prendre les premières mesures vis à vis des tiers.
- Evaluer le périmètre de la zone dangereuse.
- Déclencher la mise en sécurité.

III.3.3. La mise en sécurité :

La mise en sécurité consiste à prendre les premières mesures d'exploitation sur le réseau transport (isolement de la canalisation ou du poste, abaissement de la pression etc.).

Cette phase vise à limiter le sinistre ou à en réduire rapidement les effets, en sauvegardant éventuellement une certaine continuité de l'alimentation, si la sécurité des personnes et des biens le permet.

a) La mise en sécurité des personnes et des biens :

Les mesures de mise en sécurité des personnes et des biens sont souvent décidées par les services publics chargés de la sécurité, et ce avant l'arrivée des équipes d'intervention. Il convient de veiller à l'exécution rapide et complète des mesures conservatoires appropriées (éloignement des curieux et des véhicules, délimitation de la zone dangereuse, déviation de la circulation, évacuation d'immeubles, etc.).

b) La mise en sécurité d'une canalisation :

Les manœuvres de mise en sécurité d'une canalisation endommagée (perforation du métal, etc...) peuvent consister, suivant les circonstances, à :

- Isoler le tronçon concerné par la fermeture des deux vannes de sectionnement.
L'alimentation en pétrole à l'aval de ce tronçon, peut être assurée pour une période déterminée à partir des réserves de gaz dans la conduite.

- Abaisser la pression dans le tronçon endommagé, en vue du maintien d'un transit minimal tout en réduisant la fuite ou en diminuant les contraintes locales au niveau de la brèche.
- Il faut cependant assurer la sécurité des personnes et des biens en veillant à l'exécution rapide et complète des mesures appropriées en présence de la protection civile (éloignement des curieux et des véhicules, déviation de la circulation, évacuation d'immeubles, etc.).

III.3.4. La réparation en urgence

La réparation en urgence consiste à réparer d'une façon provisoire ou définitive l'ouvrage accidenté. Une réparation provisoire permet de rétablir le transit de gaz dans les conditions normales de sécurité en attendant l'opportunité d'une réparation définitive.

a) Réparation provisoire

Diverses méthodes sont appliquées suivant l'importance et la nature du dommage :

- Obturation de la fuite par un manchon de réparation comportant deux pièces.
- Mise en place d'une manchette entre deux manchons de réparation.
- Remplacement de plusieurs longueurs de tubes par l'utilisation d'une bretelle provisoire.

b) Réparation définitive

Elle consiste à remplacer le tronçon de la canalisation défectueuse par une manchette raccordée bout à bout dès que l'épaisseur mesurée du tube à l'endroit du défaut est inférieure à l'épaisseur minimale réglementaire.



Conclusion générale



Conclusion générale

Notre projet de fin d'étude s'inscrit dans le cadre de la réhabilitation d'un réseau de pipeline ROB1 de l'entreprise nationale des hydrocarbures, SONATRACH. La problématique à laquelle nous avons essayé de répondre est relative au dimensionnement optimal d'une station de pompage sur la base du coût le plus faible ainsi que les pressions sur le long du pipe.

Dans le cadre de ce projet, nous avons développé un programme de calcul avec interface graphique dénommé Petroline. Il est à souligner que l'entreprise nationale des hydrocarbures (SONATRACH) travaille déjà avec un logiciel de calcul, dénommé, PIPEPHASE dans ses bureaux d'études. C'est avec ce dernier que nous avons validé notre programme en effectuant une étude comparative.

L'évaluation économique a permis de comparer entre les variantes, et de choisir pour chaque phase de débit, la solution économique qui satisfait le critère de minimisation des dépenses totales. Nous avons obtenus pour les différents débits de 800m³/h, 1400m³/h, 1800m³/h et de 2000m³/h une station de pompage de configuration 3EP+1 (trois électropompe plus une) à la station SP1. Ces résultats sont le fruit de deux études complémentaires, technique et économique. L'étude technique s'est basée sur le bon choix des équations, telles que les formules de pertes de charges, les formules qui donnent le gradient hydraulique, les pressions le long du pipe ou encore les puissances des électropompes, et l'étude économique s'est essentiellement focalisé sur le prix de l'énergie et des moteurs.

Grâce au programme de calcul Petroline, nous avons pu déterminer les pressions tout au long du tracé et le gradient hydraulique qui nous a permis d'avoir la configuration optimale qui minimise les charges d'investissement en nombre de moteurs, ainsi que la consommation spécifique de la station SP1. Toutefois, le Petroline présente des lacunes qui peuvent être comblées ou améliorées car il considère une épaisseur constante sur tout le tracé, il est limité en nombre d'équation d'écoulement et il calcule avec l'emplacement de certaines stations imposés par le tracé choisit par l'entreprise. Ce qui restreint son domaine d'application en pratique.

Bibliographie

1. Alain Maire, 2011. Le transport par pipeline « Aspects économiques et environnementaux », Edition Technip, Paris.
2. Abbaz, L., Fares, R., 2008. «Etude de l'extension du champ pétrolier de Hassi Messaoud», Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
3. BENDAIKHA.Salim, RAHMANI.Brahim 2000 « MODELISATION ET OPTIMISATION DE LA LIGNE DE TRANSPORT BRUT/ CONDENSAT PAR BATCH CAS « OB1 » ». Projet fin d'études, département économie et commercialisation des hydrocarbures, FHC.
4. Comolet, R., 1982. « Mécanique Expérimentale des fluides Tome II : Dynamique des fluides réels », Turbomachines, Paris, Edition Masson, 3^{ème} édition, 1982.
5. DEKAR.Amina Sarah, DEKOUN.RIM 2009 « DIMENSIONNEMENT DE LA CANALISATION GPL ARZEW-BLIDA –Choix du diamètre économique-». Mémoire de fin d'étude, département hydraulique, ENP.
6. KHELOUI.Mohamed, NEHAL.Massinissa 2010 «ETUDE DE L'EVACUATION DU GAZ NATUREL APPLICATION AU PROJET GR5 (REGGANE-HASSI R'MEL) » Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
7. Lalouani, S., 2009. «Etude de l'évacuation du gaz naturel. Application au projet gz4 (Hassi R'Mel-Beni Saf) », Projet de fin d'études, département hydraulique, ENP.
8. Manuel du pompage GRUNDFOS
9. PÉTROLE - Le transport Article écrit par Pierre HOUSSIN, Georges WESSELS
10. REGUIG.FATIHA, ZIDANI.FATIHA 2001 « DIMENSIONNEMENT D'UN OLEODUC HAOUD EL HAMRA – ARZEW OZ2 ». Mémoire de fin d'études, institue génie civil, université des sciences et de la technologie HOUARI BOUMEDIENE.
11. STRC, Document interne de l'activité transport par canalisation.
12. Sonatrach, 2007. « Présentation de l'activité transport par canalisation TRC », Rapport interne SONATRACH.
13. Sidorov, N., 1982. « Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz », Edition MIR, Pages : 384.
14. Transport du pétrole par pipeline Système de documentation des données statistiques Numéro de référence 2148
15. Yann MARCHESSE, 2011-2012. « Mécanique des fluides ». ECOLE CATHOLIQUE D'ART ET METIER

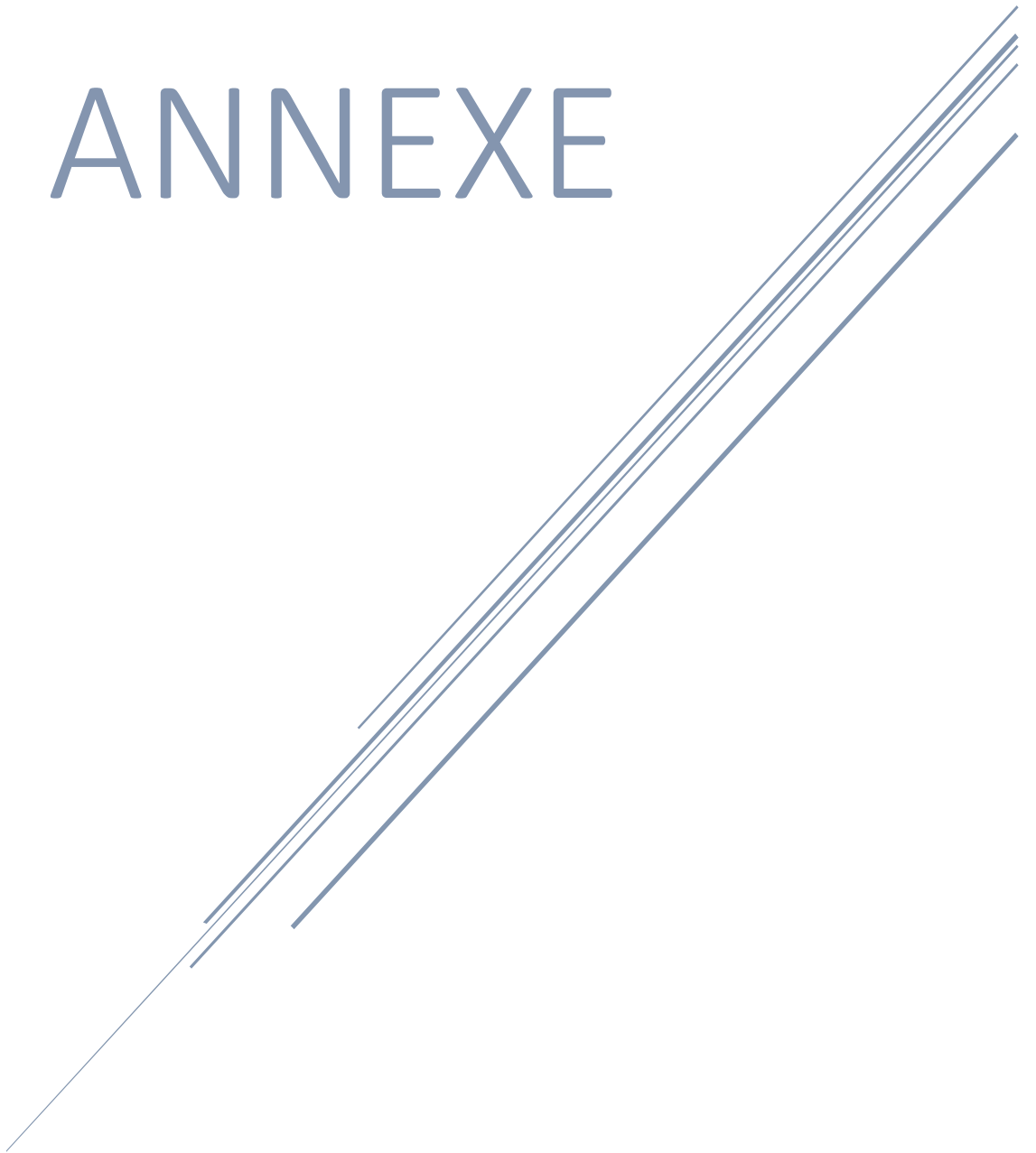
Webographie

[16] <http://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.

[17] mot clé : généralités sur le pétrole docx.

[18] http://univ.ency-education.com/uploads/1/3/1/0/13102001/indpet_ind-pet_generalites-petrole.docx.

ANNEXE



Annexe VI

Création d'un projet sur PIPEPHASE

Double click sur l'icône de PIPEPHASE, et une fenêtre s'ouvre, c'est le bureau de PIPEPHASE, où nous trouvons tous les fichiers déjà créés. Si nous souhaitons créer un nouveau fichier, sur la barre d'outils nous avons "créé une nouvelle simulation", nous cliquons dessus, et la fenêtre figure 1 va apparaître, et là nous pouvons donner un nom à notre projet.

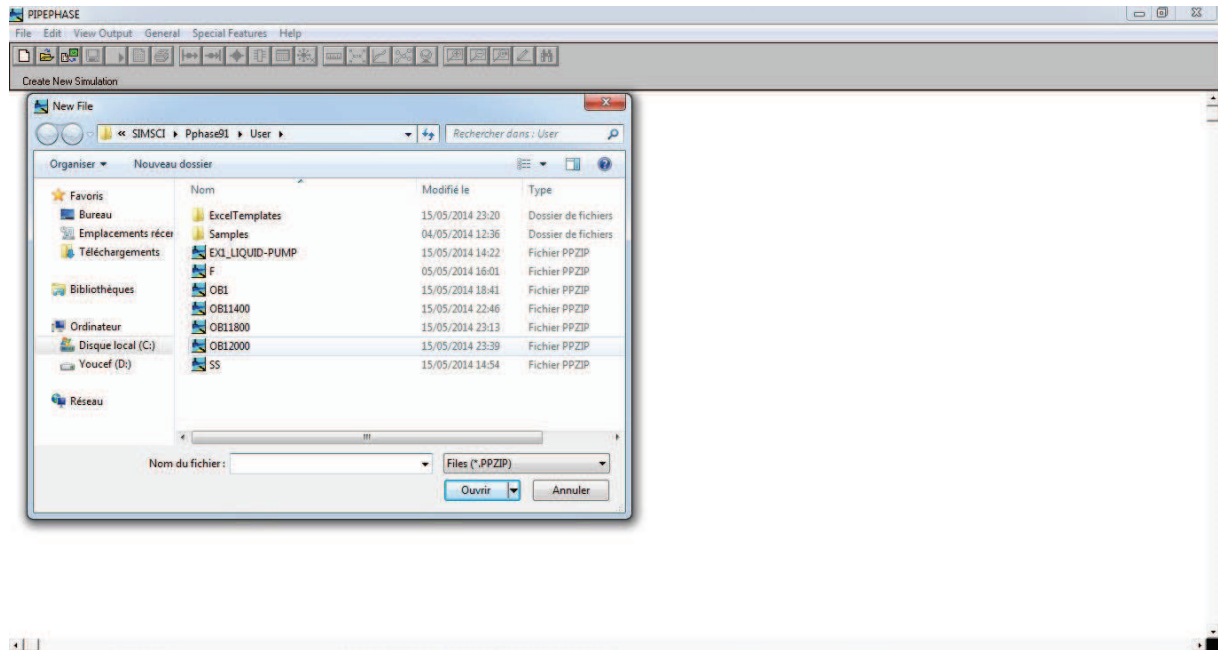


Figure 1 Création d'un projet en utilisant PIPEPHASE

Si nous sélectionnons le type de simulation "Network Model", nous aurons la figure 2, nous choisirons le type de fluide.

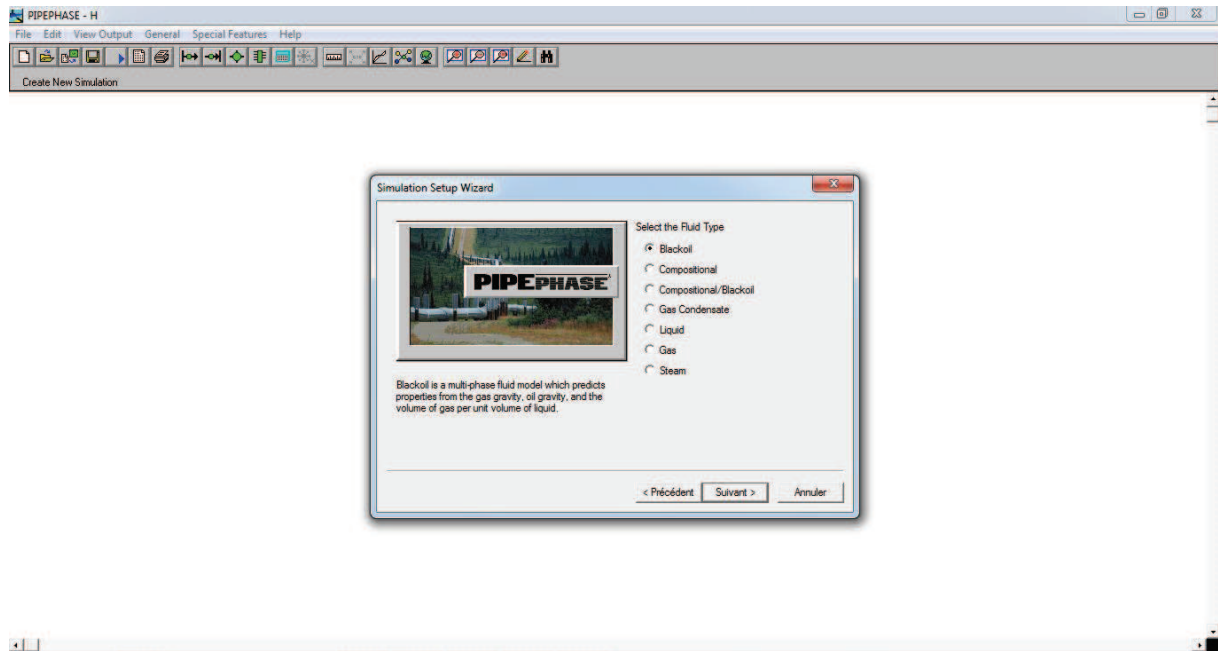


Figure 2 Choix de type de fluide

On choisit le gaz comme type fluide et on clique sur suivant, et la fenêtre figure 3 va apparaître et là nous pouvons choisir le système d'unité.

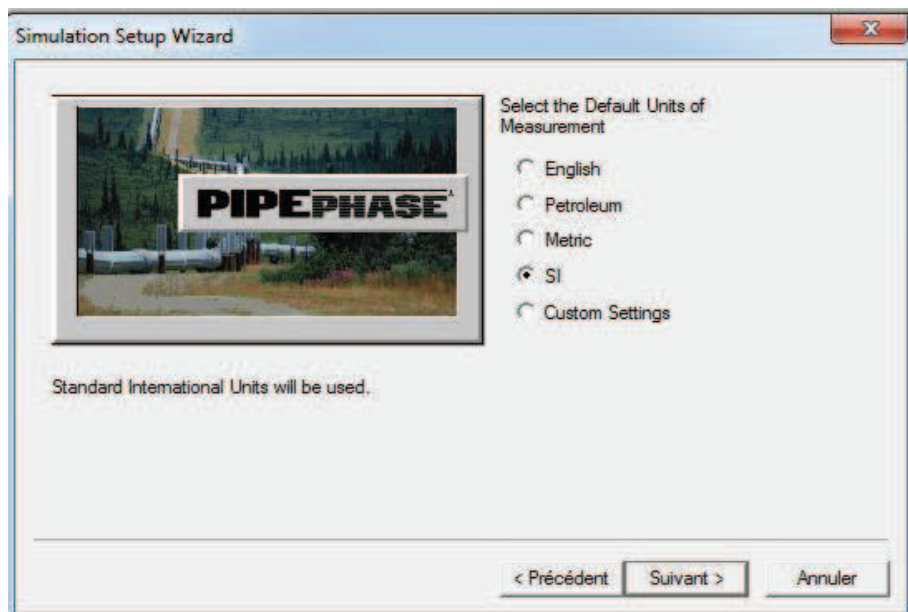


Figure 3 Le choix des unités

En Cliquons sur suivant une fenêtre figure 4 va apparaître pour confirmer nous choix.

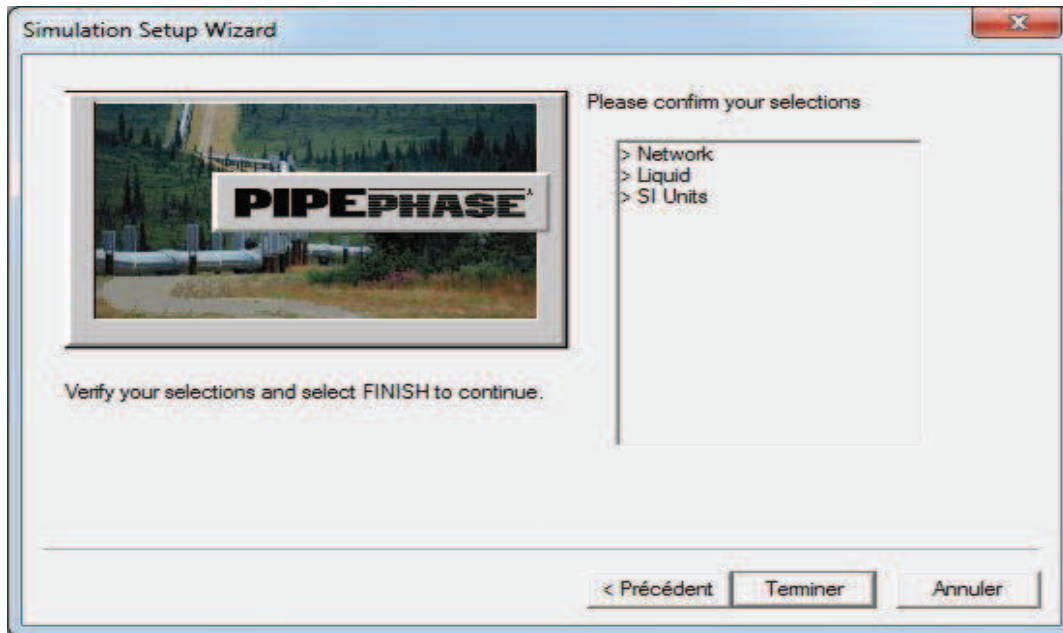


Figure 4 Confirmez les choix

Après vérification de nos sélections on clique sur « Terminer », et une fenêtre s'ouvre, en cliquant sur « Edit » nous pouvons introduire les propriétés de fluide (figure 5).

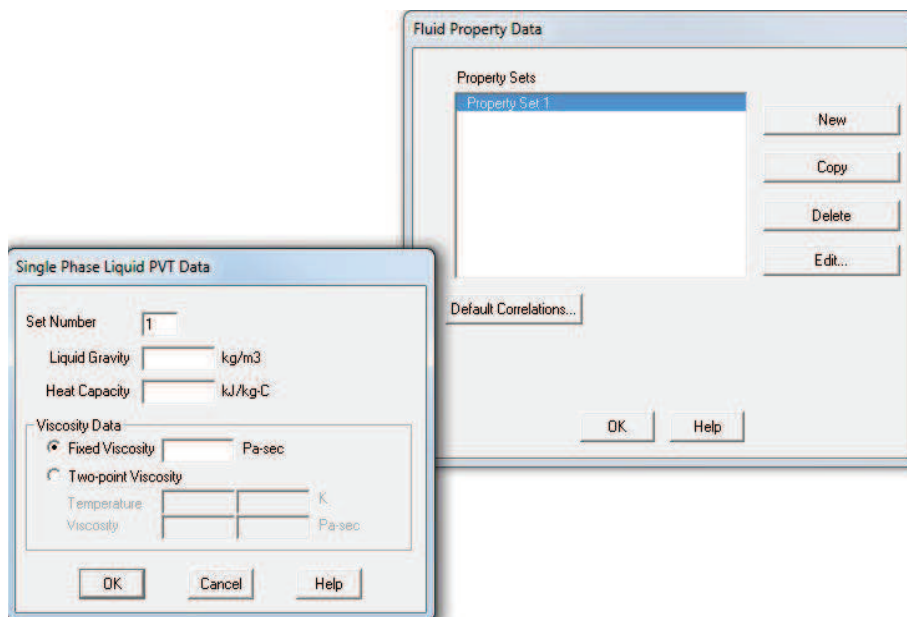





Figure 5 Fenêtre pour introduire les propriétés de fluide

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

Annexe

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

- Pour le nœud de source 
- Pour le nœud d'évier 
- Pour la jonction 

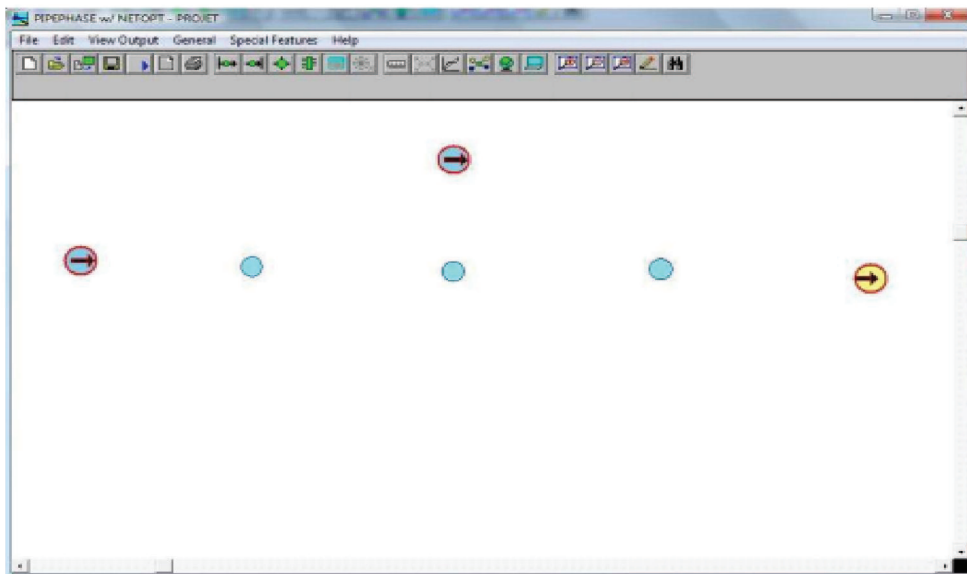


Figure 6 Fenêtre de dessin de PIPEPHASE

Pour relier deux nœuds on clique sur une source ou une jonction avec le bouton gauche de la souris tout en maintenant le clic, on traîne le curseur à une jonction ou un évier différent.

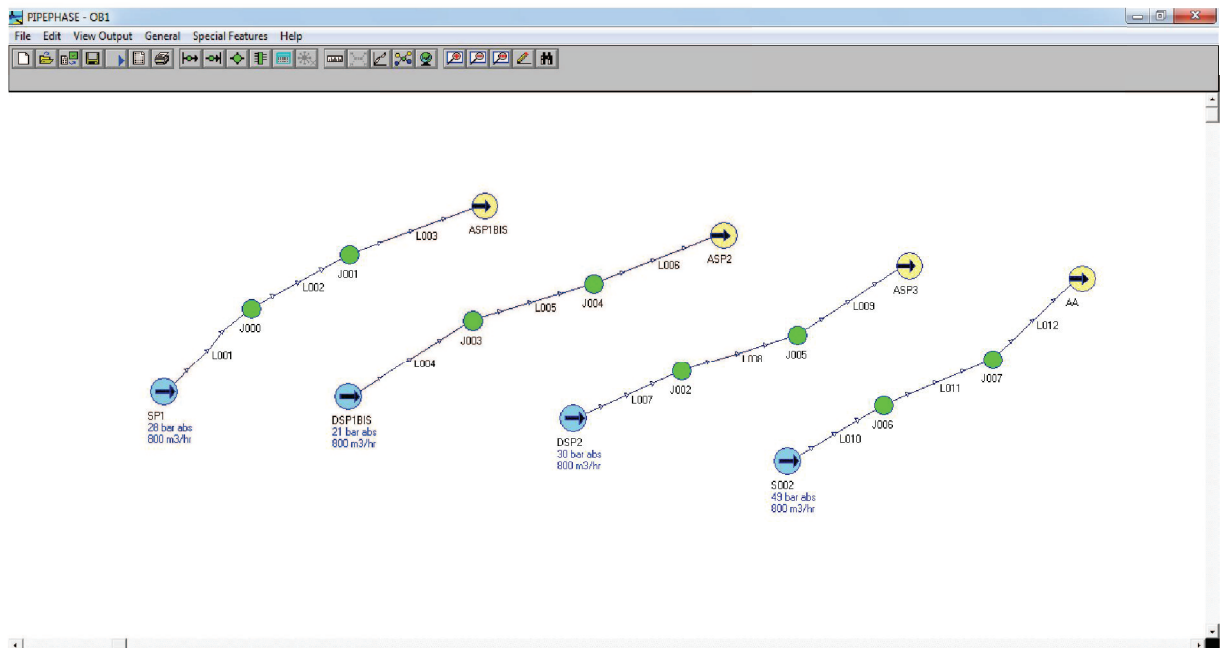


Figure 7 Fenêtre de PIPEPHASE avec le réseau

La prochaine étape est de saisir les données pour chacun des sources et des éviers.

- Pour saisir les données pour une source, double-clique sur le nœud de cette dernière, et on entre les informations (figure 8).

The 'Liquid Source' dialog box is shown with the following details:

- Source Name: SP1
- Short Name: SP1
- Mandatory Data:
 - Pressure: Fixed (28 bar abs), Estimated (empty)
 - Enthalpy: Temperature (35 C)
 - Standard Flowrate: Fixed (800 m3/hr), Estimated (empty)
 - Properties: PVT Property Set (1), Use Reference Source... (button)
- Source Priority: 0
- Buttons: Disable Source (checkbox), OK, Cancel, Help

Figure 8 Entrer les données de la source de pétrole.

- Pour saisir les données pour l'évier, double-clique sur le nœud de ce dernier, une fenêtre va apparaître comme représenté sur la figure 9.

The 'Sink' dialog box is shown with the following details:

- Sink Name: ASP1BIS
- Short Name: ASP1
- Injection Well:
- Mandatory Data:
 - Pressure: Fixed (empty), Estimated (12 bar abs)
 - Standard Flowrate: Fixed (empty), Estimated (800 m3/hr)
- Buttons: Disable Sink (checkbox), OK, Cancel, Help

Figure 9 la fenêtre de l'évier

Pour finir, on doit saisir les données pour chacun des liens entre les différents nœuds. Double-clique sur un lien, et une fenêtre s'ouvre, en cliquant sur « Pipe » nous pouvons introduire les données du pipe (figure 10)

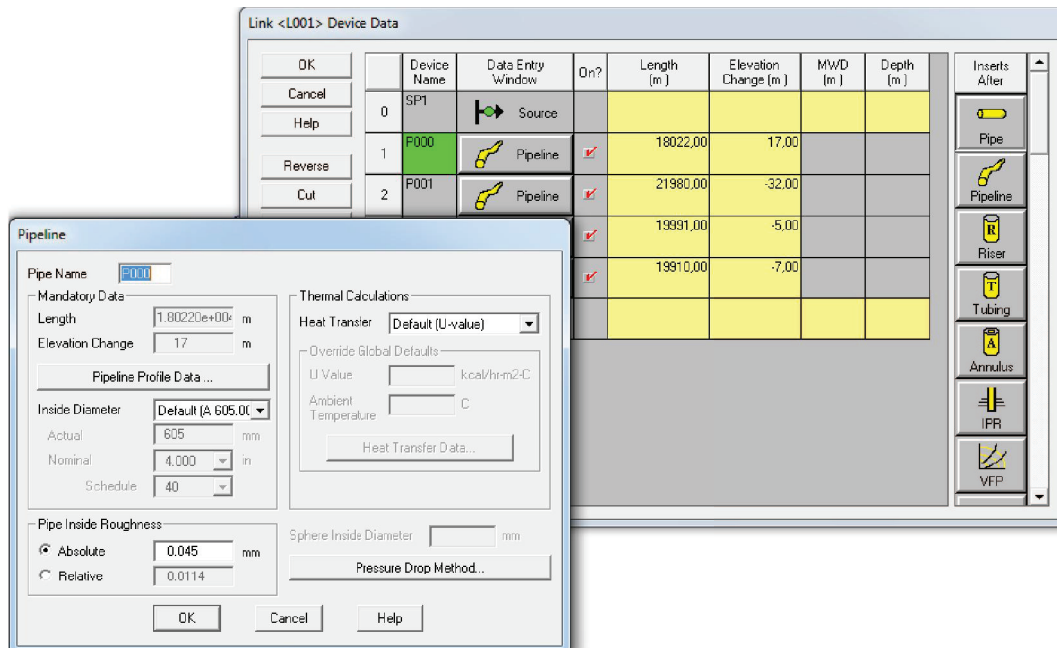


Figure 10 Fenêtre De Données d'un Lien.

Pour lance 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 PFD Output (figure 11).

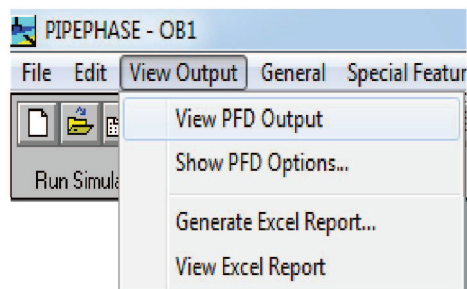


Figure 11 View PDF Output pour afficher les résultats de la simulation

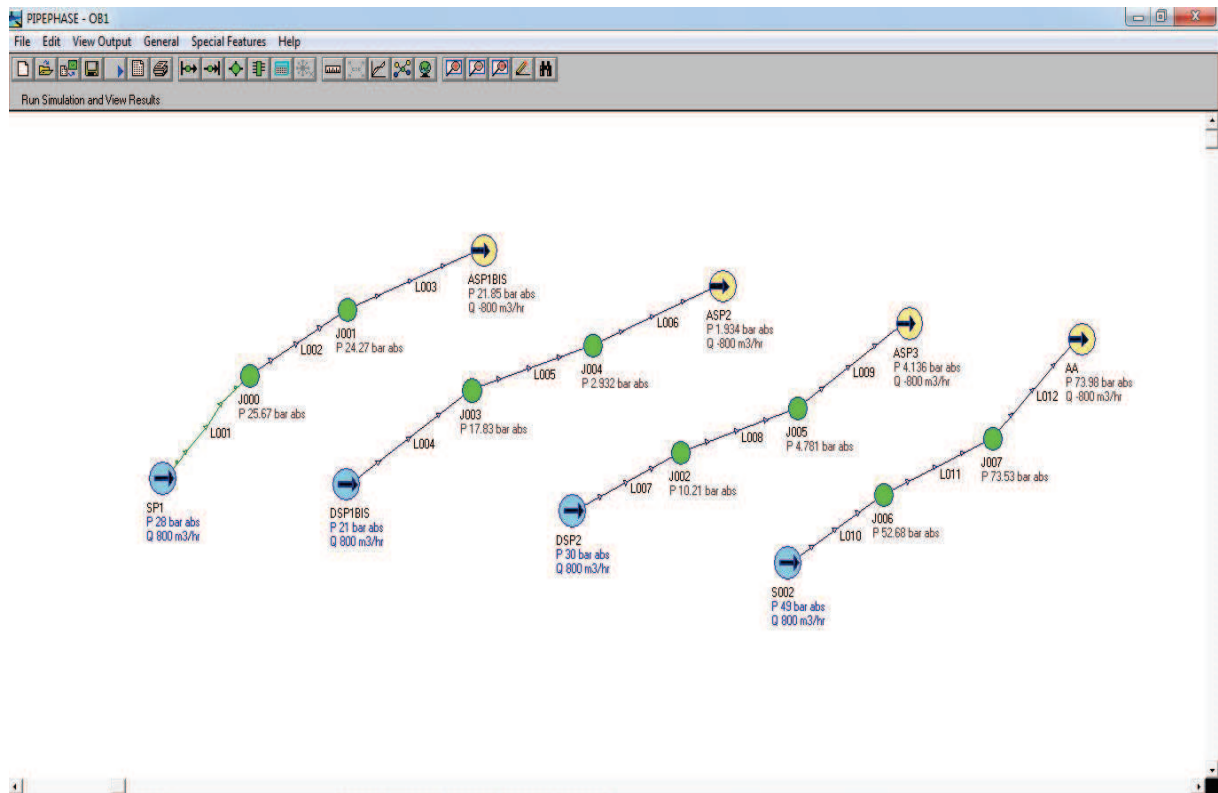
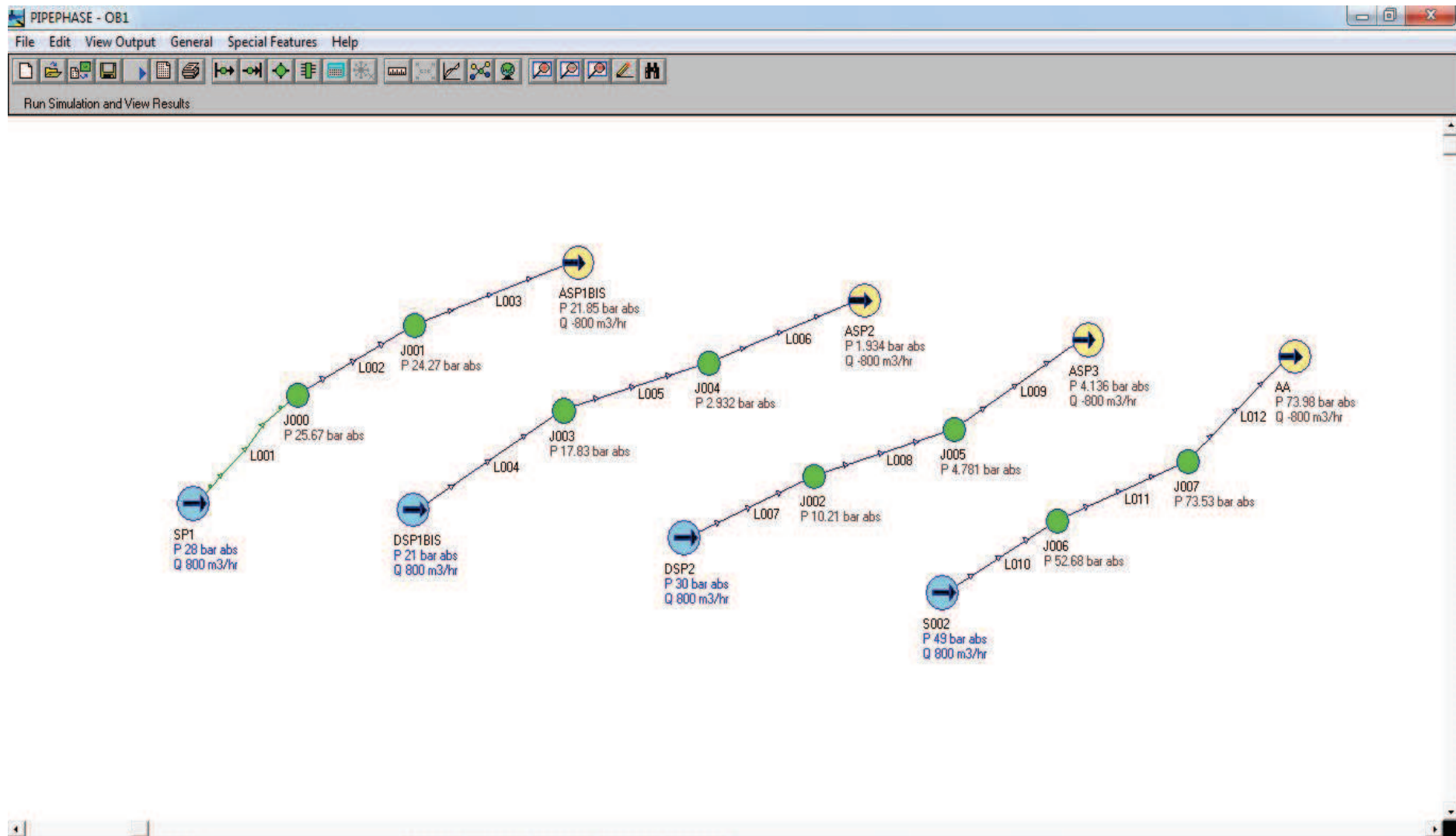
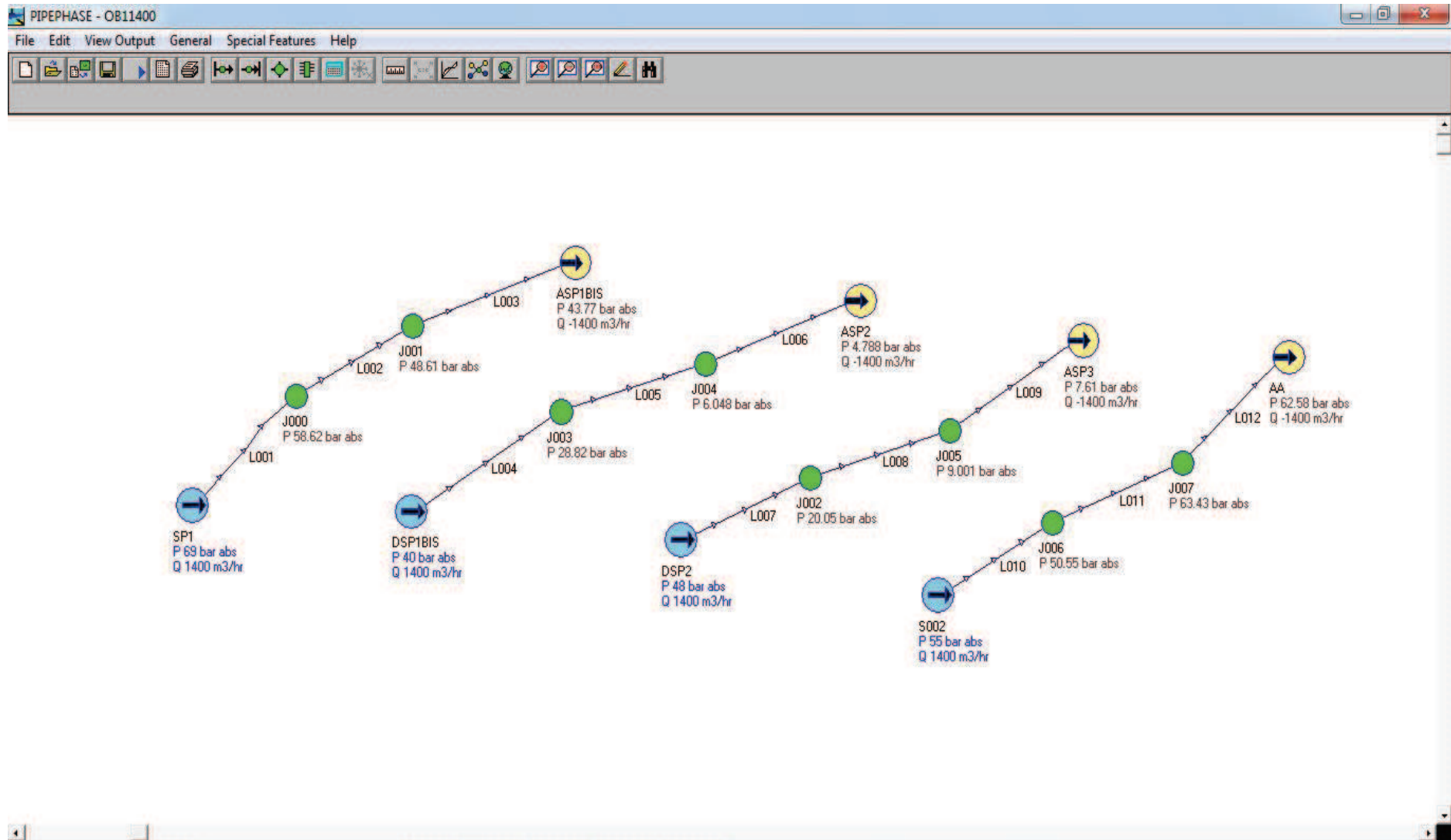


Figure 12 Fenêtre de PIPEPHASE avec le résultat de simulation

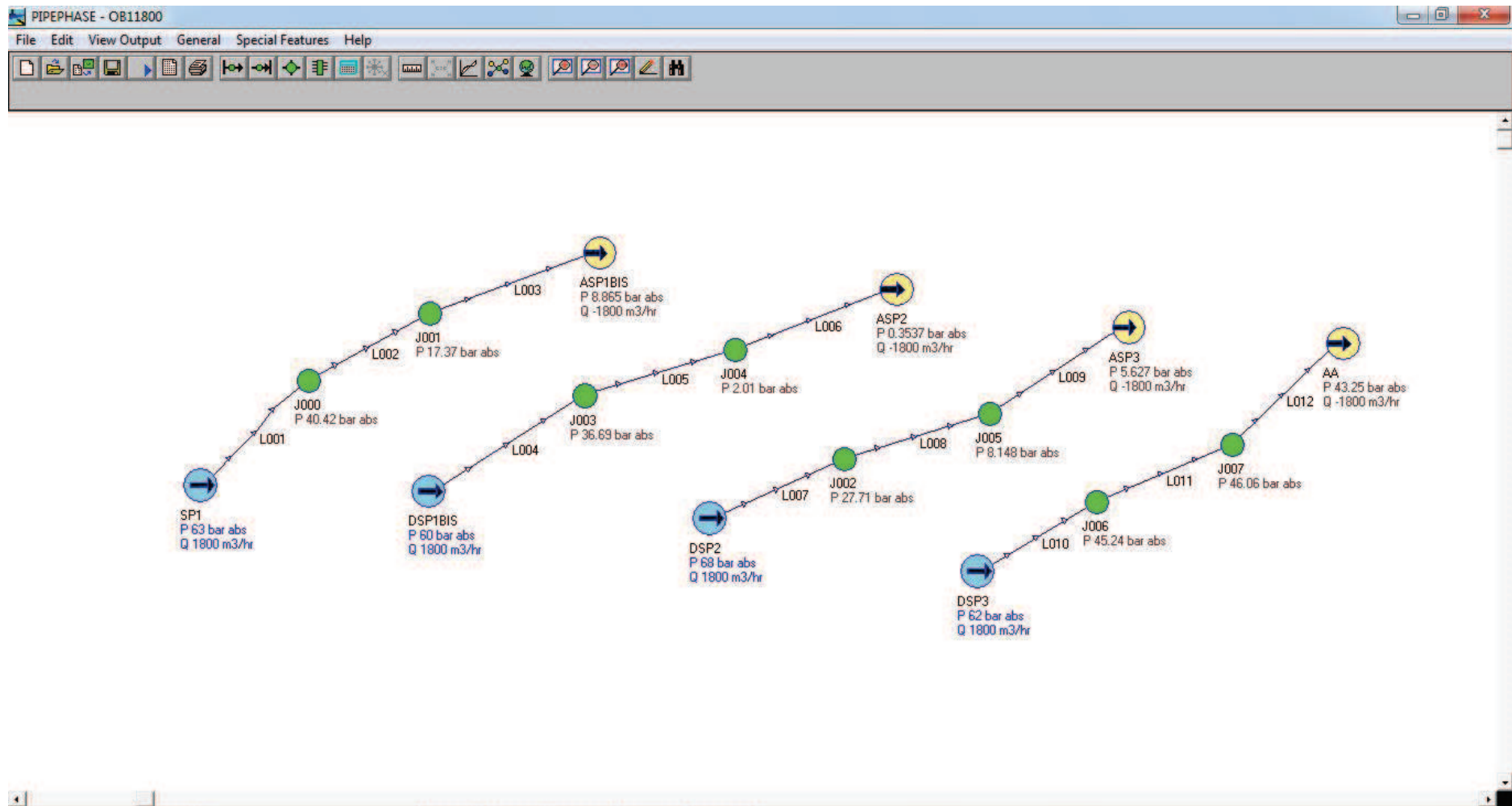
Annexe



ANNEXE VI.1 « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour Q=800 m³/h »

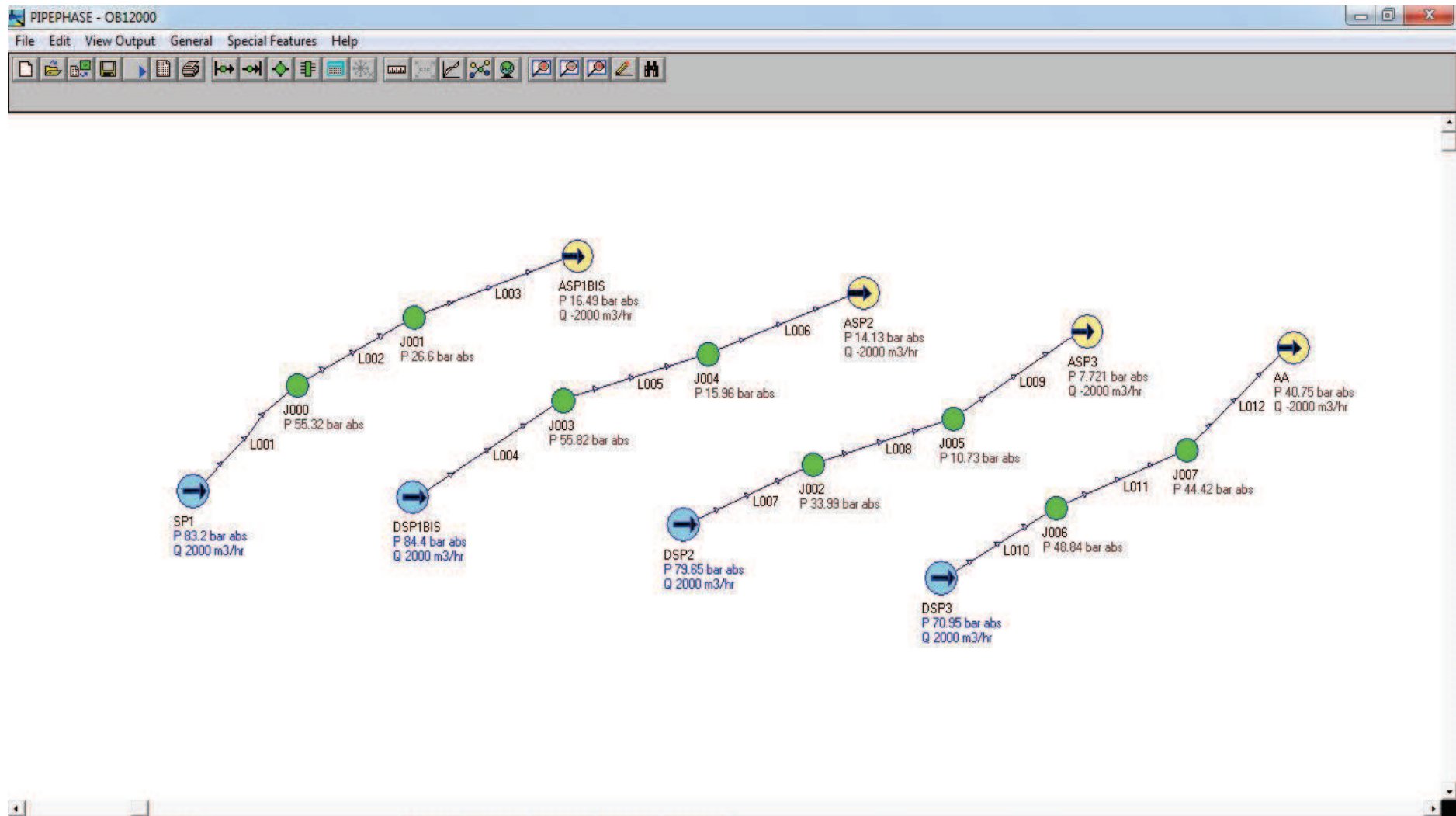


ANNEXE VI.2 « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour Q=1400 m³/h »



ANNEXE VI.3 « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour Q=1800 m³/h »

Annexe



ANNEXE VI.4 « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour Q=2000 m³/h »