

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

7/94

وزارة التربية الوطنية
MINISTERE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT : Génie Industriel.

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

ETUDE DE LA PROBLEMATIQUE
DU TRANSPORT DU PETROLE
BRUT AU NIVEAU DU
GISEMENT RAS TOUMB

Proposé par ;
M^r M. YOUSFI

Etudié par :
M^r N. SARI
M^{elle} A. SEBAA

Dirigé par :
M^r M. SARI
M^r M. BOUZIANE

PROMOTION
(1994)

Remerciements

Ce Travail a été réalisé dans le cadre d'une collaboration entre l'Ecole Nationale Polytechnique d'Alger et l'activité Transport par Canalisation (TRC) de la Société Nationale de Transport et de la Commercialisation des hydrocarbures SONATRACH.

Nous tenons tout d'abord à remercier tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Nous remercions vivement **M^{elle} ABOUN**, chef de département Génie industriel pour les facilités qu'elle nous a accordées afin de mener à bien ce projet.

Nos plus grands remerciements vont à nos promoteurs **M^r BOUZIANE** et **M^r M.SARI**, chargés de cours à l'Ecole Nationale Polytechnique, pour nous avoir guidé dans notre travail et pour la réalisation de cette étude.

Nous exprimons toute notre profonde gratitude à **M^r BELLANI** Directeur général Adjoint de l'activité TRC SONATRACH pour l'aide efficace qu'il nous a fournie.

Nous sommes reconnaissants à **M^r M.YOUSFI** chef de département Direction Organisation et Planification de l'activité TRC qui nous a fourni le sujet de ce travail. Les nombreuses discussions que nous avons eues avec lui nous ont été très enrichissantes.

Nos remerciements vont également à **M^r B.BENSAAD** le directeur de la Direction Organisation et Planification, **M^r K.BADJI** chef de Département Organisation et Développement et **M^r K.BROURI** chef de Département Planification Opérationnelle pour la précieuse aide et judicieux conseils qu'ils nous ont prodigués.

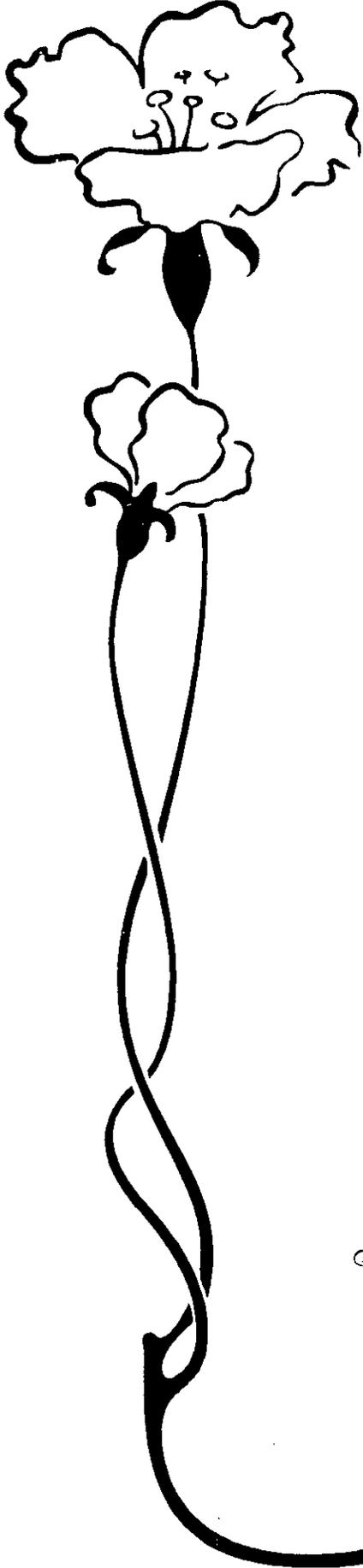
Ce travail n'aurait pu être réalisé sans la contribution de l'équipe SONATRACH :

M^r BOUCHENINE, **M^r AIT SAID**, **M^r HAMANA**, **M^r KEBACI**, **M^{me} OUAYED**, **M^{elle} MOKHTARI**, **M^{elle} SLIMANI**, **M^r LOUNI** sans oublier **M^r BELKADI** pour le soutien scientifique qu'ils nous ont apporté.

Nous remercions bien vivement l'ensemble de l'équipe SONATRACH de Biskra auprès de laquelle nous avons eu le privilège d'effectuer un stage. Nous remercions **M^r BOUZIANE** chef de base de Biskra pour l'accueil qui nous a été réservé et **M^r AKROUR** chef de station de pompage SP2 qui nous a fait profiter de son expérience avec beaucoup de dévouement et de compétence.

Nos remerciements vont également à **M^r MEZIANI**, **M^r S. SARI** cadre de la Direction Distribution NAFTAL, **M^r GUENOUCHE**, **M^{me} HOUCINI**, **M^{elle} C. SOUHILA** et **M^{me} OULMANE** pour leurs précieuses aides.

Enfin, nous n'oublierons jamais les personnes qui, à quelque degré que ce soit, ont contribué à la réalisation de ce travail.



A la mémoire de ma soeur

A mes défunts Grands pères

A ma douce mère

A mon cher père

A mes deux frères et ma petite Meriam

A toute ma famille

A tous ceux qui me sont très chers

Nassim

A la mémoire de mon très cher père

A mon adorable et compréhensive mère

A mon frère et mes soeurs

A ma Grand-mère, mes tantes et mes oncles

A tous ceux qui me sont fidèles

Amel

Abréviation**Préambule**

page 01

Présentation de la SONATRACH

page 02

CHAPITRE I GENERALITES SUR LE TRANSPORT

I.1. Historique

page 05

I.2. Mode de transport des produits pétroliers

page 05

I.2.1. Transport routier

I.2.2. Transport par voie ferrée

I.2.3. Transport par voie d'eau

I.2.4. Transport par canalisation

CHAPITRE II ENONCE DU SUJET

II.1. Problématique

page 09

II.2. Etude de la canalisation

page 10

II.2.1. Description de système étudié

II.2.2. Caractéristiques du pipeline

II.2.3. Calcul technologique d'un oléoduc

**CHAPITRE III TECHNIQUES ET METHODE DE CALCUL DES
CANALISATIONS**

III.1. Détermination du diamètre pour le calcul approximatif

page 18

III.1.1. Viscosité des fluides

III.1.2. Variation de la viscosité avec la pression et la température

III.1.3. Débit d'un fluide

III.2. Calcul mécanique de la conduite

page 20

III.3. Méthode de calcul et considération hydraulique

page 22

III.3.1. Régime d'écoulement en charge des fluides des tubes

III.3.2. Hydraulique

III.3.3. Pente hydraulique

III.3.4. Configuration des pompes

III.3.5. Etude du tracé d'un réseau de transport

III.3.6. Choix du diamètre économique

CHAPITRE IV APPROCHE THEORIQUE D'ECONOMIE

IV.1. Introduction	page 38
IV.2. Structure des coûts	page 38
2.1. L'investissement	
2.2. Les charges d'exploitation	
IV.3. Approche sur l'actualisation	page 42
IV.4. Notion de prix de revient	page 43

CHAPITRE V ASPECT ECONOMIQUE LIE AU PROBLEME TECHNIQUE

PARTIE 1 CAMION CITERNE

1.1. Répartition des dépenses	page 44
1.1.1. Charges fixes	
1.1.2. Charges variables	
1.1.3. Réduction du prix de revient	
1.2. Collecte des données relatives à la flotte	page 46
1.3. Collecte et traitement des données relatives au temps de service	page 50
1.4. Détermination du prix de revient moyen pour un ravitaillement vrac	page 52

PARTIE 2 PIPELINE

2.1. Les investissements	page 54
2.1.1. Coûts directs	
2.1.2. Coûts indirects	
2.1.3. Les imprévus	
2.2. Les charges d'exploitation	page 55
2.2.1 Les coûts opératoires	
2.2.2. Frais financiers	
2.2.3. Amortissement	
2.4. Le calcul du prix de revient économique unitaire	page 56

CHAPITRE VI FORMULATION MATHEMATIQUE

PARTIE 1

1.1. Introduction	page 57
1.2. Les différentes alternatives considérées dans la modélération	page 57
1.2.1. Acheminement de RTB vers SP2	

1.2.2. Acheminement de RTB vers la station satellite SPB	
1.2.3. Acheminement de RTB vers le pipeline OB1 24"	
1.3. Remarque	page 59
1.4. Revue de la littérature	
1.4.a. Méthode exacte	
1.4.b. Méthode heuristique	
b.1.L'approche ensemble fini	
b.2.L'approche ensemble infini	
1.5. Contraintes liées au système	page 61
1.5.1. Contrainte du nombre de station de pompage et leur espacement	
1.5.2. Contrainte liée à la perte de charge totale dans le pipeline	
1.5.3. Contrainte sur la vitesse d'écoulement	
1.5.4. Contrainte liée à la pression maximale opératoire PMO	
1.5.5. Contrainte liée à l'épaisseur du tube	
1.5.6. Contrainte au niveau du bac de stockage	
1.5.7. Contrainte sur les caractéristiques d'acier du tube	
1.5.8. Les investissements	
1.5.9. Les charges d'exploitation	

PARTIE 2 MODELISATION DU PROBLEME

2.1. Variation de décision	page 72
2.2. Contraintes physiques	page 72
2.3. Contraintes du système	page 77
2.4. Contraintes sur les coûts d'investissement directs et indirects	page 78
2.5. Contrainte sur les dépenses d'exploitation	page 79
2.6. Fonction objectif	page 79
2.7. Taille de la formulation	page 80

CHAPITRE VII LOGICIELS DE RESOLUTION SUSCEPTIBLES D'ETRE UTILISES

VII.1. Introduction	page 82
VII.2. Présentation sommaire des logiciels susceptibles d'être utilisés	page 82
VII.3. Choix de l'outil de résolution approprié	page 84
3.1. Etude du logiciel GAMS	
3.1.1. Structure du modèle (MODELER)	
3.1.2. Structure du modèle de résolution (SOLVER)	

CHAPITRE VIII RESOLUTION DU PROBLEME

VIII.1. Choix des inputs	page 87
VIII.1.1. La longueur des tronçons	
VIII.1.2. Les coefficients de rupture et d'élasticité selon la zone traversée	
VIII.1.3. Les dimensions du tube	
VIII.1.4. Le régime d'écoulement	
VIII.1.5. Les différents coûts	
VIII.1.6. Les tubes d'aciers	
VIII.2. Implémentation	page 90
a. Introduction	
b. Modèle GAMS	
VIII.3. Validation	page 99
VIII.3.1. Etude de sensibilité	
VIII.3.2. Conclusion	
VIII.4. Autres logiciels utilisés	page 107
VIII.4.1. Programmation en turbo pascal (Version 6.0)	
VIII.4.2. Utilisation du logiciel Excel (Version 5.0)	

CHAPITRE IX CALCUL ECONOMIQUE

IX.1. Présentation des données et hypothèses de base	page 110
--	----------

PARTIE 1 Analyse de la solution camion-citerne

1.1. Calcul du prix de revient économique d'une tonne transportée	page 110
1.2. Interprétation graphique	page 113
1.2.1. La structure des coûts opératoires	
1.2.2. La structure des coûts d'investissement	

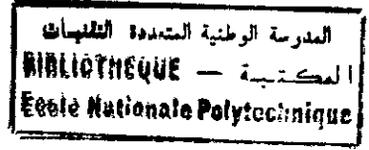
PARTIE 2 Analyse de la solution pipeline

2.1. Le calcul du prix de revient économique d'une tonne transportée	page 114
2.2.1. Structure des coûts	
2.2.2. Structure des investissements	

CHAPITRE X ANALYSE DE SENSIBILITE

X.1. Introduction	page 117
X.2. Variation sensitive	page 117

SOMMAIRE



X.2.1. Variante 1

2.1.1. Camion-citerne (graphe X.A)

2.1.2. Pipeline (graphe X.B)

X.2.2. Variante 2

2.2.1. Camion-citerne (graphe X.C)

2.2.2. Pipeline (graphe X.D)

page 118

CONCLUSION

page 120

ANNEXE

page 122

BIBLIOGRAPHIE

page 136

- Inv:** investissement total à réaliser,
- K_e :** coefficient d'élasticité sur la longueur du pipeline selon la zone traversée,
- K_r :** coefficient de rupture sur la longueur du pipeline selon la zone traversée,
- $K_e'(k)$:** coefficient d'élasticité du tronçon k selon la zone traversée,
- $K_r'(k)$:** coefficient de rupture du tronçon k selon la zone traversée,
- L:** longueur totale du pipeline [km],
- l_k :** longueur du tronçon k ($k: 1, n$) de l'oléoduc,
- M:** nombre de diamètres intérieurs et d'épaisseurs normalisées,
- m_{ac} :** masse d'acier [tonne],
- n:** nombre de tronçons le long du tracé,
- n_0 :** nombre de stations de pompages,
- OB1 24 "**: Le premier pipeline installé en Algérie entre Haoud EL Hamra et Bejaïa
- P1:** pression de refoulement de la station,
- P2:** pression à l'entrée de la station,
- P:** Annuité de remboursement
- PMS:** pression maximale de service (bar),
- Q:** débit volumique [m^3/h],
- q_{Max} :** le débit maximum [m^3/h],
- R:** débit entrant par unité de temps t ,
- R_t :** remboursement durant la période t [\$ US],
- RTB:** Gisement Ras Tomb situé au sud-Est de Biskra,
- S:** nombre de diamètres extérieurs sélectionnés,
- Sf(t):** stock final dans le bac de stockage à la période t ,
- Si(t):** stock initial dans le bac de stockage à la période t ,
- SP2:** La station SP2 située à proximité de la ferme Driss Amour (Ex Dufforg), à 18 km au nord ouest de Biskra.
- SPB:** Une station intermédiaire entre SP.1 Bis et SP.2, équipée d'une unité de pompage. Elle est située à proximité de Oumache à 24 km au Sud de Biskra.
- T:** nombre de périodes,
- u:** taux d'actualisation,
- V_k :** vitesse d'écoulement du tronçon k ($k: 1, n$) de l'oléoduc [m/s],

- C₃**: Coefficient lié au coût du transport (0,4%)
- C₄**: Coefficient lié au coût des vannes et accessoires auxiliaires (5%)
- C₅**: Coefficient lié au coût des autres investissement (35%)
- C₆**: Coefficient lié au coût des imprévus (10%)
- C₇**: Coefficient lié au coût indirect (20%)
- C₈**: Coefficient lié au coût de l'énergie (30%)
- C₉**: Coefficient lié au coût de l'entretien (20%)
- C₁₀**: Coefficient lié au coût de gestion (25%)
- C₁₁**: Coefficient lié au coût d'assurance (0,25%)
- Diam**: diamètre extérieur sélectionné sur le long du pipeline,
- D_{ext}**: diamètre extérieur (mm),
- D_{int}**: diamètre intérieur (mm),
- dⁱ_k**: diamètre intérieur i (i: 1, M) sélectionné sur le tronçon k (k:1,n),
- E**: débit sortant par unité de temps t,
- Exp**: montant du coût d'exploitation,
- EPS_{réel}**: épaisseur réelle du tube (mm),
- Et**: frais d'entretien [\$US],
- En**: frais d'énergie [\$US],
- eⁱ_k**: épaisseur i (i: 1, M) sélectionnée sur le tronçon k (k:1,n),
- FF**: frais financiers durant la période t [\$US],
- Fp**: frais du personnel [\$US],
- Fg**: frais de gestion [\$US],
- g**: pesanteur [m/s²],
- h_{fin}**: charge au terminal arrivée dans le bac de stockage [m],
- h_{pp}**: charge créée par les pompes principales [m],
- h_{pb}**: charge créée par les pompes boosters [m],
- h^k_f**: perte de charge sur le tronçon k[m],
- h_{PMO}**: hauteur correspondant à la pression maximale opératoire [m],
- h_{PMS}**: hauteur correspondant a la pression maximale de service [m],
- i**: taux d'intérêt de remboursement annuel en %,
- Imp**: coût des imprévus,

Notations utilisées

- ΔZ :** différence des altitudes départ et arrivée,
- ρ :** masse volumique du pétrole brut [kg/m³],
- ρ_{ac} :** masse volumique de l'acier utilisé [kg/m³],
- λ_k :** coefficient de friction sur le tronçon k (k: 1,n),
- σ :** contrainte admissible (bar),
- σ_e :** contrainte d'élasticité,
- σ_r :** contrainte de rupture,
- ν :** viscosité [cSt],
- A:** montant alloué afin de couvrir les charges d'exploitations et investissements durant la période t,
- Amort:** amortissement durant la période t [\$US],
- As:** assurance [\$US].
- COP:** coût opératoire [\$US],
- C_{ac} :** coût d'une tonne d'acier [\$],
- C_{ac-p} :** coût d'acier posé par pouce par mètre,
- C_{ac-rev} :** coût d'acier enrobé par pouce par mètre,
- C_{AT} :** coût d'acquisition du tube par unité de longueur d'un pipeline de diamètre intérieur Dint [\$ US /m],
- C_{AI} :** coût des autres investissements,
- C_p :** coût d'une tranchée par unité de longueur,
- C_P :** coût de la pose,
- C_{RV} :** coût de revêtement du tube,
- C_{TR} :** coût de transport,
- C_{PC} :** coût de la protection cathodique,
- C_V :** coût de la vanne et accessoires auxiliaires,
- C_1 :** Coefficient lié à la masse du tube normalisé (formule 33') = 0,02466
- C_2 :** Coefficient lié à la protection cathodique (1,5%)

w : nombre de remboursements par année,

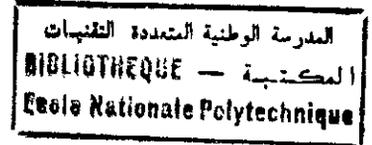
$(x(0), y(0))$: coordonnées du terminal départ,

$(x(n), y(n))$: coordonnées du terminal arrivée sur OB1 24",

$(x(k-1), y(k-1))$: coordonnées des points de jonction k ($k:1, n$) par rapport à un repère orthornormé ayant pour origine le terminal départ,

Z_{00} : hauteur de départ par rapport au niveau de mer [m],

Z_{nn} : hauteur finale au terminal arrivé [m].



PREAMBULE

L'exploitation du pétrole brut en Algérie constitue au même titre que celle du gaz, l'une des principales sources de devises de l'Etat. L'industrie du pétrole a connu une croissance rapide, elle a pu réaliser un appareil de production, ces dernières années, presque égal à celui obtenu durant tout le siècle écoulé.

La caractéristique principale de l'exploitation du pétrole, est l'emploi massif de moyens de transport qui génèrent les moindres coûts.

C'est dans cette optique que la **Direction Organisation et Planification (DOP)** de la société Sonatrach nous a confié cette étude dont le but de connaître avec précision, le tracé et dimensionnement optimal d'une canalisation et étude comparative avec le mode de transport par camionnage, pour l'enlèvement du brut du gisement Ras-toumb (à 400 km de Biskra) sur une période de 15 années.

Après avoir présenté les différents modes de transport et leurs avantages dans le premier chapitre, nous présenterons la problématique et les objectifs visés en deuxième chapitre, permettant de décrire la technique et les méthodes de calcul concernant la canalisation dont les caractéristiques seront développées dans le cadre du chapitre III.

Nous procéderons dans le chapitre IV à une évaluation économique pour le calcul du prix de revient économique unitaire suivi d'une formulation du modèle que nous proposons, dont les caractéristiques seront développées dans le cadre du chapitre V.

Enfin, les résultats obtenus pour chaque mode de transport (camion-citerne et pipeline) sont analysés, comparés, et donneront lieu à quelques suggestions.

I. HISTORIQUE

La Société Nationale pour le Transport et la Commercialisation des Hydrocarbures a été créée le 31 décembre 1963 par décret N°63-91. Son premier défi, l'oléoduc HAOUD EL HAMRA / ARZEW (d'un diamètre de 28" et de longueur 801 Km) a été achevé en 1965. Par le décret 66-296 du 22 septembre 1966, les prérogatives sont étendues à toutes les activités pétrolières (recherche, production, transport, transformation et commercialisation des hydrocarbures).

A partir de la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, SONATRACH développe toutes les branches de l'industrie des hydrocarbures, de l'exploration jusqu'à la commercialisation.

Sa position actuelle dans l'économie nationale est confirmée par les faits:

- * Elle participe par 15% au produit national brut.
- * Elle finance 25% du budget de l'état (rente pétrolière).
- * Elle contribue à plus de 95% des recettes du pays, d'où elle vend 80% de sa production sur le marché extérieur.

Cette mission actuelle est accomplie à travers les structures suivantes:

I.1.Division Exploration: composée de 10 districts, sa mission est de développer des activités de prospection de recherche d'hydrocarbures, ainsi que d'actualiser les connaissances en géologie, géophysique et autres sciences utilisées.

I.2.Division Production: A pour mission de développer et d'exploiter les gisements d'hydrocarbures.

I.3.Division Transport Par Canalisation (TRC): A pour objectif d'exploiter et de gérer le réseau de transport par canalisation.

I.4.Division Liquéfaction: A pour objectif d'assurer l'exploitation des complexes de liquéfaction et des usines de séparation.

I.5.Division Commerciale: A pour responsabilité d'assurer la vente des hydrocarbures produits, au niveau national et international.

I.6. Division Forage: A pour mission de suivre les travaux de forage.

La coordination de l'ensemble de ces fonctions est assurée par la direction générale et cinq directions fonctionnelles:

- * La direction études et planification,
- * La direction finances,
- * La direction ressources humaines,
- * La direction prospective,
- * La direction du patrimoine industriel,
- * La direction des œuvres sociales.

A ce titre, elle consacre des efforts financiers et humains importants pour la mise en œuvre de moyens permettant une exploitation et un transport rationnel, de plus de cent cinquante (150) gisements (pétrole brut et gaz naturel) par des techniques de pointe en matière de récupération assistée.

II. Présentation générale de la division transport par canalisations TRC

La division transport par canalisations TRC est une branche d'activité de SONATRACH; à ce titre, son objectif principal vise dans sa finalité la satisfaction de la demande de transport dans les conditions optimales de prestation de services et de coût.

II.1. Missions essentielles du TRC

- * Développement, gestion et exploitation du réseau de transport.
- * Transport, stockage, livraison et chargement des hydrocarbures.
- * Etudes, réalisation et gestion des produits d'expansion et de renouvellement.
- * Maintenance, entretien et protection du réseau de transport.

II.2. Structures centrales de la division TRC

a. La division organisation et planification (DOP), dont la mission est la planification, la coordination et le contrôle du réseau transport par canalisation.

b. La division exploitation (DIV EXL), dont la mission est la coordination des structures opérationnelles chargées de la gestion et de l'exploitation des ouvrages.

c. La division études et développement (DIV EDV), chargée des études et de la réalisation des projets de réparation et de développement.

II.3. Structures régionales de la division TRC

Directions régionales: Chargées de l'exploitation et de la gestion du patrimoine des régions.

Direction maintenance: Chargée de la planification et de la mise en oeuvre de la politique de maintenance des ouvrages.

II.4. Les performances de l'activité TRC

Dans ce contexte, l'activité transport a actuellement orienté ses efforts vers les axes ci-après:

- ① Entretien et réparation du réseau existant.
- ② Modernisation du système d'exploitation.
- Installation de nouvelles capacités de transport.

Le transport par canalisation est une activité de service au sein de l'entreprise SONATRACH ; à ce titre, les quantités transportées sont directement liées à celles produites. L'objectif principal de l'activité est de satisfaire la demande en transport dans les conditions optimales.

I.1. Historique

Les débuts du transport par pipeline ont eu lieu avec les premières découvertes de pétrole brut.

Initialement utilisé pour des raisons de commodité, le pipeline s'est rapidement imposé sur le plan économique (son exploitation est passée de quelque milliers de kilomètres au début du siècle à plus d'un million de kilomètres actuellement) à travers le monde entier.

En 1860, la découverte du pétrole brut par le colonel Drake provoque une affluence de chercheurs d'or noir, à Titusville, en Pennsylvanie.

Pour évacuer leur production, qui ne pouvait être traitée sur place, les exploitants ne disposaient que de moyens de transport insuffisants (voie fluviale, chariots, etc.).

Evidemment, cette situation ne pouvait pas se prolonger de façon indéterminée ; c'est ainsi que certains exploitants ont eu l'idée d'évacuer leur production dans de grandes canalisations qu'ils nommèrent "lignes de tuyaux", autrement dit, pipeline.

La première conduite de deux pouce (2") de diamètre fut terminée en 1865. Elle relie, sur 8 kilomètres, un champ de production à une gare de chargement de wagons. Très vite, dès 1872, le transport du pétrole brut, par conduite, se généralisera et prendra une importance telle, qu'un déchaînement d'hostilité a tenté de l'entraver.

Le développement considérable des besoins mondiaux en énergie, impose un développement corrélatif des moyens de transport. Parmi ces différents modes de transport, un choix s'impose du point de vue économique du produit à transporter, de son tonnage, de la distance et du niveau de consommation.

I.2. Modes de transport des produits pétroliers

I.2.1. Transport routier

Les transports massifs de produits pétroliers, utilisés pour l'approvisionnement des dépôts et des très gros consommateurs, permettent de transporter des quantités unitaires importantes ; les transports routiers leurs sont complémentaires et

constituent généralement le seul moyen de transport utilisable dans la distribution, pour l'approvisionnement des consommateurs. Cette grande souplesse d'utilisation découle de la densité de l'infrastructure routière et des capacités unitaires faibles. Par contre, on sait que le coût de ce mode de transport est élevé.

Parmi ces avantages, on cite:

- ⊗ La rapidité des approvisionnements ou des livraisons,
- ⊗ La distribution avec souplesse aux moments de pointes ou en cas d'indisponibilité des autres modes,
- ⊗ L'adaptation rapide des véhicules aux produits transportés.

Cette adaptation quasi - permanente des véhicules aux produits transportés, ainsi qu'aux nécessités locales et commerciales entraînera des difficultés lorsqu'il s'agira de la formation du personnel de conduite et d'entretien dans le cas d'un parc hétérogène.

I.2.2. Transport par voie ferrée

La SNTF reste le principal transporteur de produits industriels. Toutefois, un certain nombre de raisons expliquent la stagnation du trafic, alors que d'autres facteurs semblent redonner un essor nouveau aux transports ferroviaires.

Parmi les causes de désaffection de la part des utilisateurs pour le transport par voie ferrée, on citera une inadéquation partielle des wagons aux besoins exprimés. Mais le plus grand handicap est lié au délai d'acheminement des marchandises ainsi qu'à l'irrégularité de celui-ci.

Cependant, des facteurs favorables au développement du transport existent ; les plus importants ont trait à la réorganisation du réseau, à l'acheminement par train complet de marchandises entre les grands centres de production et de consommation, mais grâce aux efforts tout récents dans le sens d'une politique commerciale active susceptible, d'améliorer considérablement la gestion industrielle de la société nationale.

I.2.3. Transport par voie d'eau

De tous les transports, celui qui utilise la voie d'eau intérieure est celui qui permet les coûts variables les plus bas, l'énergie nécessaire au déplacement de la charge sur son support étant d'autant plus faible que la vitesse de navigation est réduite. C'est donc le moyen le mieux adapté aux marchandises qui ne nécessitent pas de manipulation délicate et dont l'économie est peu sensible aux délais de route.

Le transport par voie d'eau occupe une place importante dans le ravitaillement des raffineries et des centres d'emplissage se trouvant sur la côte Algérienne.

La longue vie du matériel ainsi que l'augmentation de sa capacité pratique, ajoutée à la puissance accrue des moteurs, le recours à des engins de manutention à grand débit permettant de diminuer considérablement le temps de chargement et de déchargement, ont rendu ce mode de transport très productif, car aboutissant à des coûts parmi les plus bas.

I.2.4. Transport par canalisation

On constate que les ressources sont situées dans des pays désertiques (ou peu peuplés) et par conséquent éloignées des zones de fortes densité de consommation.

Ainsi, quelle que soit la forme énergétique, il n'y a pas d'énormes besoins qui mettent en oeuvre la totalité de la gamme de transport, et notamment, la conduite par sa forme la plus économique.

On évoque quelques avantages une fois mis en compétition avec les autres moyens classiques (bateaux, wagons, camions).

❑ C'est un outil particulièrement adapté, du fait que la quasi-totalité des produits pétroliers se présente sous forme liquide ou gazeuse.

❑ Le tracé est sensiblement rectiligne, de ce fait, la distance parcourue est plus faible, car la conduite franchit plus aisément que n'importe quel autre moyen de transport les accidents de la géographie et du relief (fleuves, montagnes, marécages, bras de mer, etc.).

L'énergie à dépenser est relativement faible puisqu'il n'y a pas de déplacement du contenant et pas de retour à vide.

Les charges d'extrémités sont réduites, la conduite évite la rupture de charge,

Possibilité de transporter de grandes quantités d'hydrocarbures.

La tendance actuelle est orientée vers un accroissement des diamètres, mais également vers un allègement et une interconnexion des réseaux de transport

Les avantages et les inconvénients des différents moyens de transport en termes d'investissement, de frais de personnel, de commodité d'emploi, etc, sont représentés dans le tableau I.1: (voir annexe [1])

Chapitre II

Énoncé du sujet



II.1. PROBLEMATIQUE

La Direction Organisation et Planification (DOP) de la division Transport par Canalisation (TRC) Sonatrach, nous a confié une étude comparative entre deux modes de transport, routier et pipeline, pour l'enlèvement du pétrole brut, du gisement Ras Toub (RTB) vers un terminal arrivée.

Ainsi, notre objectif consiste à répondre aux choix d'une solution optimale entre deux variantes à savoir:

□ La première variante (concernant le pipeline)

Le problème traite la détermination du diamètre optimal de la canalisation et la localisation du terminal arrivée en jouant sur différentes alternatives.

Soient trois sous-variantes.

Départ RTB à l'une des destinations suivantes: (voir annexe [2])

① La station intermédiaire SP 2 (Ferme Dufourg, à 8 Km au nord de Biskra)

② La station satellite SPB (Oumache, à 24 km au sud de Biskra)

③ Le pipe OB1 24 " reliant Haoud el hamra / Bejaïa

Le choix parmi ces différentes variantes se fait selon le coût (qui tient compte de la distance).

□ La deuxième variante

Le transport du pétrole brut de Ras toub par camions citernes jusqu'à la station SP2 BISKRA, sur une distance d'environ 400 km (analyse de la flotte).

L'exploitation du gisement RTB a démarré en 1977, avec la mise en production du champ dans le cadre de l'association Exploration / Production avec le partenaire brésilien BRASPETRO.

Le moyen adopté en matière de transport est le camion citerne, vu le faible débit (moins de 300 m³/jour) sur un trajet d'environ 400 Km.

Avec la mise en exploitation en 1992 d'un nouveau gisement "GUERGUIT EL KIHANE GKN" (30 Km au nord de RTB), relié par une bretelle à RTB, le débit

de production a augmenté, amenant TRC à envisager de recourir à d'autres moyens de transport.

Notre étude sera articulée autour des principaux éléments suivants, à travers une analyse économique de:

II.1.1. Les charges d'exploitation

Elles englobent les frais du personnel, matières et fournitures, services (entretien), impôt et taxes, frais financiers (intérêts bancaires), les amortissements ainsi que les frais divers (assurances).

II.1.2. L'évaluation des dépenses d'investissement

entre autres:

- ☛ les équipements principaux (tubes, vannes, pomperie et accessoires),
- ☛ travaux de construction.

II.1.3. La détermination des éléments d'appréciation de la rentabilité et du coût de revient économique:

Utilisée pour comparer plusieurs projets d'investissements, ce qui revient à répondre à deux questions:

- Quel est le meilleur projet ?
- Ce projet est-il suffisamment rentable ?

II.2. ETUDE DE LA CANALISATION

L'objectif principal de cette étude est de déterminer le tracé et le diamètre optimal de la canalisation, ce qui passe par la résolution d'un certain nombre de problèmes dont le calcul du diamètre économique, la localisation des vannes de sectionnement, postes de coupure, etc., par la minimisation de la somme des investissements et coûts d'exploitation actualisés et ce, sur la durée de vie du gisement RTB (le

réservoir est estimé à 15 années de production), ce qui va permettre d'amortir l'exploitation du pipeline sur cette même durée de production.

La réalisation de cet objectif passera par les étapes essentielles suivantes:

- a. Choix d'un éventail de variantes techniquement envisageables (le diamètre de la canalisation, la nuance d'acier, l'épaisseur et le nombre de stations de pompages...).
- b. Evaluation de ces variantes du point de vue économique.
- c. Détermination de la plus satisfaisante qui consiste en premier lieu à minimiser les dépenses totales actualisées sur l'ensemble du système.

II.2.1 Description du système étudié

Les canalisations sont à base d'aciers ordinaires à haute limite élastique dont la composition chimique doit permettre de bonnes conditions de soudabilité sur chantier.

Les canalisations transportant des hydrocarbures liquides sont nommées "Oléoducs", alors que celles qui transportent des hydrocarbures gazeux sont dites "Gazoducs".

Dans les gazoducs, la particule gazeuse se déplace librement (pour les faibles débits) et par l'intermédiaire des stations de **compression** (pour les grands débits). Les moyens de compression dans ces stations sont des compresseurs centrifuges ou à pistons entraînés par turbines à gaz.

Dans les oléoducs, le déplacement de la particule liquide s'effectue soit librement sans stations de pompage (cas des faibles débits, de petite distance et relief par gravitation), soit par l'intermédiaire de stations de pompage.

Les stations sont équipées de pompes centrifuges, entraînées par des turbines à gaz ou par des moteurs (électriques ou diesels).

II.2.1.1. Constitution d'un oléoduc:

- ☛ Les descriptions essentielles d'un oléoduc sont les suivantes :
- ☛ Grandes longueurs (jusqu'à 5000 Km)
- ☛ Hautes pressions,
- ☛ Grands diamètres (jusqu'à 1,4 m).

Un oléoduc se compose de :

- * Un bac de stockage,
- * Une station de pompage départ: (terminal départ),
- * Une ou plusieurs stations intermédiaires,
- * Un terminal arrivée,
- * Une canalisation.

a - Un bac (réservoir) de stockage: (voir annexe [3])

L'essentiel de la séparation de l'eau et des impuretés est obtenu par décantage préalable du brut dans les bacs de stockage (annexe [4]) avant introduction dans le pipeline.

b - Une station de pompage de départ: (terminal départ) (voir annexe:graphe [A])

Elle comprend un ensemble de:

- b.1 turbo-pompes (moto-pompes, électro-pompes),
- b.2 turbo-alternateurs (énergie de la station),
- b.3 débit-mètre (compteurs), cet appareil doit permettre d'établir une base comptable pour la facturation du transport, ainsi les indications des compteurs sont un élément essentiel de contrôle .

La mesure du débit se fera à chaque station de pompage, ainsi qu'au terminal arrivée,

- b.4 clapet anti-retour (voir annexe [6]),
- b.5 skid gaz pour alimenter les turbo pompes et les turbo alternateurs (énergie électrique),
- b.6 filtres, pour protéger les installations courantes (pompes centrifuges, vannes, compteurs...), leur rôle est de retenir les impuretés (gouttes de soudures, graviers...),
- b.7 pompes boosters installées en amont du bac de stockage (plongées déjà dans le pétrole brut), le pétrole brut arrive des puits de pétrole aux réservoirs de stockage,

doté d'une pression statique (faible), les pompes boosters aspirent le brut contenu dans ces réservoirs et le refoulent à la pression nécessaire de refoulement pour assurer le débit désiré,

b.8 pompe principale (voir annexe [5]): ces pompes aspirent la pression, assurée par les pompes boosters,

b.9 gare de racleurs: le passage de racleurs destinés à nettoyer la paroi interne des tubes est une pratique périodique des canalisations, un racleur effectue couramment un parcours de 100 Km,

b.10 tuyauteries de liaison,

b.11 installations d'alimentation en eau (réseau d'incendie),

b.12 vannes régulatrices (voir annexe [6]).

c- Une ou plusieurs stations de pompage intermédiaires (voir annexe: graphe [B])

Elles comprennent tous les éléments indiqués ci-dessus sauf le bac de stockage, mais parfois on peut trouver un à deux bacs qui jouent le rôle de réservoirs tampons utilisés pour stocker le brut dans des cas de force majeure (rupture d'une vanne, d'une tuyauterie de liaison...).

La distance entre deux stations de pompage successives dépend de la pression de service ainsi que du débit et surtout du relief propre au tracé du pipeline.

La canalisation est dotée d'un système de contrôle de la pression de refoulement à la sortie de la station de pompage ainsi qu'à l'entrée du terminal arrivée.

La pression d'aspiration des pompes principales fait également partie du système de contrôle et joue un rôle prépondérant dans le cas d'une baisse de la pression d'aspiration.

Des vannes de contrôle du type hydro électrique sont prévues [CABE ; 1975],

Le démarrage des pompes est permis seulement avec la vanne de refoulement fermée et la pression d'aspiration normale. Toute anomalie provoquera le déclenchement de la pompe [VINC ; 1989].

d- Un terminal arrivée: C'est l'ensemble des réservoirs et installations permettant d'effectuer le transbordement des produits.

e- Une partie linéaire (canalisation): (voir annexe:graphe [C])

La partie linéaire de l'oléoduc, entre deux stations successives, comprend:

e.1- Tubes enterrés, en raison des avantages que cela présente pour sa maintenance (plus grande sécurité, facilité d'obtention du droit de passage, moins affectés par les conditions climatiques). Toutefois, à certains endroits où la pose souterraine s'avère non-économique en raison d'un terrain difficile, une pose en plein air (aérienne) peut être considérée.

e.2- Points spéciaux dans le cas de franchissement d'obstacles:

e.2.1- Naturels, comme la traversée d'un cour d'eau (les vannes sont installées en parallèle (**by pass**) pour assurer la continuité d'écoulement dans le système en cas de réparation de la conduite), ou une traversé de ravin (on envisage la construction d'un pont par exemple).

e.2.2- Artificiels, comme le passage d'un chemin de fer.

e.3- Postes de sectionnement espacés de 20 Km environ qui permettent, au moyen de vannes, d'interrompre l'écoulement du brut en cas d'incident ou de réparation.

e.4- Postes de coupure qui permettent l'introduction dans les canalisations des racleurs de nettoyage.

e.5- Moyens de protection contre la corrosion de la conduite: les pipelines sont recouverts d'une gaine protectrice qui les préserve de l'usure dûe aux contacts avec le milieu environnant (une protection passive à l'aide d'un revêtement approprié et une protection active appelée protection cathodique à l'aide d'un courant continu).

e.6- Piste d'accès.

e.7- Câbles de télécommunication et de télémétrie: l'exploitation efficace et la sécurité d'une conduite nécessitent un centre de supervision intégré pour le contrôle de l'ensemble des équipements. En outre, la télécommunication sert de moyen d'échange d'informations des lieux retirés entre le personnel d'exploitation se trouvant à différents endroits (le système de communication entre diverses stations est une radio UHF à multi-canaux).

II.2.2. CARACTERISTIQUES DU PIPELINE

2.2.1. Description du réseau et du tracé des canalisations :

Cette connaissance du tracé se traduit par :

- * La longueur de la canalisation,
- * Le profil en long associé, (voir annexe [7])
- * Les conditions climatiques (température ambiante pour le calcul de la puissance des stations de pompage),
- * Les zones urbanisées rencontrées, et leurs longueurs pour le calcul des épaisseurs (la connaissances de l'épaisseur pour l'évaluation du coût des tubes),
- * Les types de terrains rencontrés pour l'évaluation des coûts de pose.

2.2.2. Le diamètre

Le diamètre extérieur des pipelines varie dans une gamme allant de 2" à 56". On distingue les diamètres (inférieurs à 16") dont les tubes sont soudés longitudinalement ou en spirale.

2.2.3. L'épaisseur et la nuance d'acier

Le choix de l'épaisseur des tubes et de la nuance d'acier se fait selon les catégories des zones traversées:

Zone I : domaine public (forte population),

Zone II : zone moyenne population,

Zone III: terrains désertiques.

A partir de la formule de Barlow, on détermine la pression maximale de service (PMS), celle-ci ne doit pas excéder la limite d'emploi des matériels de la canalisation (PMS inférieure ou égale à la pression maximale tolérée par les vannes haute pression).

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

où:

e : épaisseur du tube,

D_{ext} : diamètre extérieur du tube,

σ : contrainte admissible.

A partir de la PMS, on détermine implicitement l'écartement (et le nombre) des stations de pompage.

Une hypothèse à retenir: toutes les stations de pompage ont les mêmes caractéristiques et refoulent à la PMS, diminuée de 10 %.

2.2.4. La localisation et la puissance des unités de pompage

Le transport de pétrole brut peut être réalisé sur de courtes distances sans stations de pompages. Connaissant les caractéristiques du pipeline (diamètre, nuance d'acier, épaisseur...), les terrains qu'il traverse, la PMS ainsi que le débit de dimensionnement, on peut tracer le "gradient hydraulique" qui fournit l'implantation des stations relais.

Le problème posé utilise différentes équations physiques:

- * La conservation des débits (loi de la continuité).
- * Les équations de perte de charge qui lient les pressions amont et aval de chaque tronçon d'une canalisation à sa longueur, à son diamètre intérieur et au débit transporté (l'équation fait intervenir les caractéristiques du tube).
- * Les formules donnant la puissance de pompage.

II.2.3. Calcul technologique d'un oléoduc

Le calcul technologique a pour but la résolution des problèmes suivants:

- a. détermination des paramètres optimums des oléoducs, c-à-d le choix du diamètre, et de l'épaisseur des parois,
- b. détermination des pertes de charges dans le pipeline, puisque le pétrole brut perd son énergie au cours du mouvement. Cette énergie est dépensée pour vaincre les

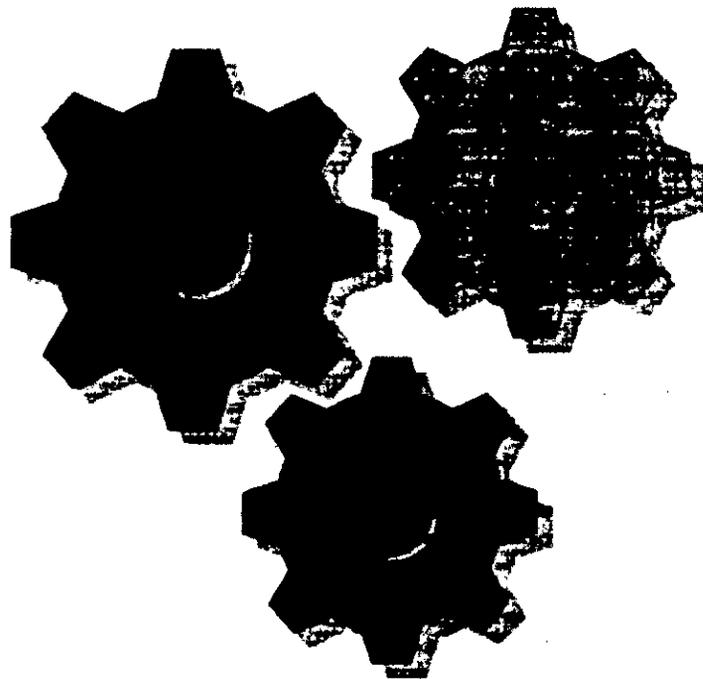
forces de frottements et l'élévation (dénivellation) du pétrole brut à une hauteur donnée et qui nécessitera une grande pression fournie par les stations de pompage,

c. l'espacement et le nombre des stations de pompage le long de l'oléoduc,

d. calcul du régime d'exploitation du pipeline.

Chapitre III

Techniques et méthodes *de calcul des* *canalisations*



III.1 Détermination du diamètre pour le calcul approximatif

Le choix du diamètre de la ligne est fondamental dans un projet de pipeline. Qu'il s'agisse d'adduction ou de distribution, que la conduite fonctionne par gravité ou avec stations, son diamètre résulte du calcul des pertes de charge (de plus amples détails sont donnés dans la suite du document).

Plusieurs formules permettent d'évaluer la perte de charge correspondant à chaque diamètre de canalisation en fonction du débit (quantité du fluide par unité de temps), de la viscosité du fluide et du coefficient de rugosité (état des petites aspérités à la surface) de la conduite.

III.1.1. Viscosité des fluides

La viscosité d'un fluide correspond aux résistances de frottement qui s'opposent au déplacement relatif de ses molécules lorsqu'il est mis en mouvement.

La viscosité dynamique (voir annexe [8]) d'un fluide se mesure par la résistance qu'il oppose au déplacement dans son sein, d'une surface plane solide dans le plan de celle-ci.

La viscosité dynamique d'un fluide homogène est la force par unité de surface qu'il faut appliquer à une surface plane solide plongée dans ce fluide pour la déplacer dans son plan tout en maintenant une différence de vitesse égale à l'unité entre la surface plane considérée et un plan parallèle à cette surface prise dans le fluide à une distance de la surface égale à l'unité. Cette grandeur est généralement désignée par η (Unité SI, Poise = 10^{-1} pascal-seconde).

La viscosité cinématique (voir annexe [8]) d'un fluide est égale à sa viscosité dynamique divisée par sa masse volumique. Cette grandeur est généralement désignée par ν (Unité SI et son sous multiple décimal stokes [1 stoks = 10^{-4} m²/s]).

La viscosité cinématique d'un liquide se mesure souvent par sa vitesse d'écoulement à travers un ajustage calibré (en effet, l'expérience a montré que cette vitesse est inversement proportionnelle à la viscosité).

III.1.2. Variation de la viscosité avec la pression et la température: (voir l'annexe [9])

III.1.3. Débit d'un fluide

On appelle débit la quantité de liquide qui traverse une section de courant en unité de temps.

Q : débit volumique [m^3/s]

Q_m : débit massique [kg/s]

$$Q_m = Q\rho$$

La masse du brut entrant est égale à la masse du fluide sortant:

$$Q_m = \rho \cdot V \cdot S = C^{te} \text{ (écoulement permanent)}$$

$$Q = V \cdot S = C^{te} \text{ *}$$

L'expression * est l'équation de continuité pour les liquides incompressibles.

La section S pour une conduite circulaire est:

$$S = \frac{\pi D_{int}^2}{4}$$

$$Q = \frac{V \pi D_{int}^2}{4}$$

$$D_{int} = \sqrt{\frac{4Q}{\pi V}}$$

Remarque:

La vitesse du produit dans le pipeline ne doit pas excéder 3 m/s, faute de quoi les pertes de charges, qui croissent sensiblement comme le carré du débit, deviennent excessives, ce qui implique des dépenses d'énergies trop élevées et des stations très rapprochées.

III.2. CALCUL MECANIQUE DE LA CONDUITE

2.1. Résistance des matériaux:

Le calcul mécanique consiste à déterminer l'épaisseur de la paroi du tube, cette épaisseur est fonction de la PMS, du diamètre extérieur et de la contrainte admissible de l'acier.

Le fait de remplir un tube de pétrole brut et de le porter à une certaine pression engendre des contraintes dans l'acier du tube ; lorsque la pression s'accroît, le tube commence par se déformer puis se rompt. Une telle rupture doit être totalement prohibée pour éviter la rupture ou déformation permanente d'où on doit considérer la contrainte admissible de l'acier σ :

$$\sigma = \frac{PMS D_{ext}}{2 e} \quad (\text{Formule de BARLOW})$$

La contrainte admissible de l'acier est définie selon les conditions de sécurité adoptées ou imposées aux pipes, cette contrainte est choisie à la base de la limite à l'élasticité σ_e et la limite à la rupture σ_r :

$$\sigma = k_r \sigma_r$$

$$\sigma = k_e \sigma_e$$

où

σ_r et σ_e sont déterminées selon le type et les caractéristiques d'acier du tube.

avec

k_r et k_e : règlement de la sécurité.

a. Caractéristiques des aciers:

Les qualités d'acier couramment utilisées dans la construction des pipelines sont définies dans deux spécifications de l'A.P.I (American Petroleum Institut), dénommées:

- * 5L pour tube sans soudage,
- * 5LX pour tubes soudés longitudinalement,

- * 5LS pour tubes soudés en spirales,
- * 5LU pour tube à très haute résistance.

Ces spécifications sont utilisées d'une façon extrêmement générale dans le monde entier (voir annexe [10]).

b. Coefficients de sécurité:

Les coefficients k_r et k_e sont des coefficients réglementés ou normalisés appelés coefficients de rupture ou d'élasticité à la sécurité. Ils varient selon les conditions du tracé, la densité plus ou moins grande de population des zones traversées en particulier, et sont d'autant plus sévères que cette densité est plus grande.

Le tracé d'un pipeline se divise en trois (03) zones (à forte et moyenne population et désertique).

Quelle que soit la zone (catégorie), on prend les deux coefficients k_r et k_e pour le calcul de σ .

Pour les deux cas on aura deux valeurs de $[\sigma]$, on choisit la valeur minimale:

$$\sigma_1 = k_e \sigma_e$$

$$\sigma_2 = k_r \sigma_r$$

$$\sigma = \text{Min} [\sigma_1 ; \sigma_2]$$

	k_e			k_r		
catégorie	1	2	3	1	2	3
valeur	0.675	0.75	0.82	0.47	0.59	0.65

Tableau III.2.1 Coefficients de sécurité

c. Les conditions d'essai:

Les règlements de sécurité fixent également les conditions d'essai, d'une part en usine, d'autre part sur chantier, après pose de la canalisation et avant sa mise en service. Ces

conditions d'essai ont une grande importance pour le sectionnement de la ligne par des vannes de coupure lorsque l'on traverse des reliefs accidentés.

d. La pression maximale de service (PMS) :

La PMS, pression maximale de service d'un élément de canalisation est la pression intérieure maximale admissible en service dans cet élément pour le type d'application envisagé.

La pression de service est la pression maximale d'exploitation correspondant au réglage des appareils de contrôle montés sur les installations.

La PMS d'exploitation en état stable est fixée à 90% [DREN ; 1982] de la pression de calcul.

III.3. METHODE DE CALCUL ET CONSIDERATION HYDRAULIQUE

III.3.1. Régimes d'écoulement en charge des fluides dans les tubes

Nombre de Reynolds

① Régime laminaire : Chaque particule fluide se déplace parallèlement à l'axe du tube et avec une vitesse constante.

② Régime turbulent : Les diverses particules fluides se déplacent dans des directions et à des vitesses variables et il se forme des tourbillons. Il existe trois zones en régime turbulent :

Zone de la paroi lisse (tube lisse):

Dans cette zone, il existe une couche du liquide (couche limite) près des parois qui couvrent la rugosité, d'où son nom.

Zone transitoire:

Avec l'augmentation de la vitesse, cette couche limite diminue. Ainsi, la rugosité du tube sera plus grande que l'épaisseur de la couche limite, ce qui facilitera l'écoulement du fluide.

Zone quadratique:

Cette zone subit une grande vitesse ce qui va pratiquement supprimer la couche limite.

Remarque

Pour le calcul du diamètre optimal, la zone économique utilisée est la zone du régime turbulent puisque la vitesse d'écoulement est plus grande, ce qui va diminuer les frottements entre les parois et faciliter l'écoulement.

Le régime laminaire se limite aux cas particuliers des vitesses très faibles, tubes de très petit diamètre, viscosités très fortes.

Ces régimes d'écoulement sont caractérisés par la valeur que prend le **nombre de Reynolds** défini par la formule

$$Re = \frac{VD}{\nu} = \frac{4Q}{\pi \nu D_{int}}$$

Cette expression est appelée Nombre de Reynolds. C'est donc un nombre sans dimension.

Ce nombre de Reynolds est un facteur de similitude, c'est-à-dire que si deux écoulements ont le même nombre de Reynolds ils sont de même nature.

* En régime laminaire, Re est inférieur à 2320 (cette valeur est généralement prise comme limite).

* En régime turbulent, Re est supérieur à 2320.

Si:

Re < Re1 : zone a paroi lisse,

Re > Re2 : zone quadratique,

Re1 < Re < Re2 : zone transitoire appelée parfois " zone mixte "

Avec:

$$Re1 = \frac{59,5}{\frac{8}{\varepsilon^7}} \quad \text{et} \quad Re2 = \frac{665 - 765 \log_{10} \varepsilon}{\varepsilon}$$

ε : rugosité relative d'où:

$$\varepsilon = \frac{k}{D_{\text{int}}}$$

k: rugosité équivalente en (mm), elle caractérise l'état de la surface interne du tube.

k = 0,05 pour les tubes neufs,

k = 0.15 à 0,3 après quelques années d'exploitation.

Conclusion:

A partir du nombre de Reynolds, on peut connaître le régime d'exploitation du pipeline (son écoulement), ce qui va nous permettre de calculer le coefficient de friction λ afin de déterminer les pertes de charges dans la conduite.

III.3.2. HYDRAULIQUE

3.2.1. Perte de charge dans un oléoduc

2.1.1. Etude des liquides parfaits

Loi de conservation d'énergie

L'énergie disponible dans un liquide se présente sous trois formes:

① Energie potentielle

C'est cette énergie qui est utilisée dans les usines hydroélectriques. Une certaine masse de liquide passant de l'altitude h_1 à l'altitude $h_2 < h_1$ fournit une énergie.

② Energie cinétique ou de vitesse

Un liquide sous une certaine vitesse fournit une énergie mise en évidence par exemple dans les moulins à eau.

③ Energie de pression

Un liquide sous une certaine pression peut déplacer un piston donc fournit un travail. C'est le cas des presses hydrauliques ou pompes.

Pour les liquides parfaits, dans un système donné, la somme de ces trois énergies est constante et est appelée charge d'un liquide. C'est la loi de conservation de l'énergie, énoncée par Bernoulli:

Théorème de Bernoulli

Dans l'écoulement permanent et sans frottements d'un liquide incompressible, la somme des énergies de position, de pression et de mouvement (énergie cinétique) d'une particule liquide est constante tout le long de sa trajectoire.

Ainsi, le théorème de Bernoulli exprime la conservation de l'énergie mécanique dans l'écoulement parfait considéré.

Soient :

v : le volume de la particule liquide en m^3 ;

z : la cote de la particule liquide par rapport à un plan horizontal de référence, en m ,

p : la pression à laquelle la particule liquide est soumise, exprimée en pascals (l'unité SI pascal est à 10^{-5} fois son multiple bar),

V : la vitesse de la particule liquide en m/s ,

$$\square \text{ énergie de position : } \frac{\rho g v Z}{\rho g v} = Z$$

$$\square \text{ énergie de pression : } \frac{P v}{\rho g v} = \frac{P}{\rho g}$$

$$\square \text{ énergie cinétique : } \frac{\rho v V^2}{2 \rho g v} = \frac{V^2}{2g} \quad (\text{voir annexe [11]})$$

Ces trois quantités sont homogènes à des longueurs ; elles correspondent à des hauteurs du liquide ; compte tenu du choix d'unités précisé plus haut, elles s'expriment en mètres.

Le théorème de Bernoulli se traduit par l'égalité :

$$Z + \frac{P}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} = C^{te}$$

Cette constante s'appelle la **charge** ; celle-ci s'exprime en mètres de hauteur du liquide considéré.

2.1.2. Fluides réels

Les fluides réels se distinguent des fluides parfaits par l'existence de forces de frottement internes dues à la viscosité.

La loi de conservation de l'énergie n'est plus vérifiée et une partie de l'énergie est absorbée par le travail des forces de frottements.

Ainsi, entre deux points d'un système, les charges sont différentes et on peut montrer l'existence d'une **perte de charge**.

On peut écrire:

$$Z_0 + \frac{P_0}{\rho g} + \frac{V^2}{2g} = Z_1 + \frac{P_1}{\rho g} + \frac{V_1^2}{2g} + \Delta P$$

où

ΔP représente la perte de charge.

2.1.3. Hauteur et ligne piézométriques - Charge et ligne de charge

Les notions ci-dessus étant conservées (théorème de Bernoulli), si, dans l'écoulement d'un liquide, on fait correspondre à chaque position d'une particule liquide un point p placé à sa verticale, à une côte augmentée algébriquement de $\frac{P}{\rho g}$, la côte du point p est appelée **hauteur piézométrique** ; le lieu des points p quand la particule se déplace est la **ligne piézométrique**. (voir annexe [12]).

Une nouvelle augmentation de côte, faite à partir de p, et égale à $\frac{V^2}{2g}$, donne un point c, dont la côte est la **charge** au point considéré du liquide ; le lieu des points c est la **ligne de charge** de l'écoulement.

Le théorème de Bernoulli, qui s'applique au cas d'un écoulement parfait, montre que, dans un tel écoulement, la cote du point c est constante et la ligne de charge se trouve dans un plan horizontal. Dans les écoulements réels, au contraire, les frottements ont pour effet de donner à cette ligne une allure descendante ; la différence des cotes de la ligne de charge entre deux points du liquide est appelée **perte de charge** entre ces deux points.

Remarque

Le diamètre de la canalisation est lié d'une manière univoque au débit à assurer, la liaison est fournie par les conditions de pertes de charge, celles-ci étant dues au régime d'écoulement du brut et à son frottement contre le tube d'autre part.

3.2.2. Pertes de charges sur une conduite rectiligne

Au cours de l'écoulement dans la conduite, le produit perd son énergie, cette énergie est dépensée pour vaincre les forces de frottements et l'élévation du liquide à la hauteur ΔZ (hauteur de refoulement résiduelle: pression d'arrivée).

Ainsi la perte de charge (exprimée en hauteur du pétrole brut équivalent) peut être calculée par la formule suivante :

$$H_{\text{total}} = h_f + h_l + \Delta Z$$

H_{totale} : Pertes de charge totales en m,

h_f : Pertes de charge réparties en m,

h_l : Pertes de charge locales en m,

2.2.1. Les pertes de charges réparties:

$$h_f = \lambda \frac{L V^2}{D_{\text{int}} 2 g} \quad (\text{formule de DARCY})$$

Pour le régime laminaire $Re < Re_1$

$$\lambda = \frac{64}{Re} \quad (\text{formule de STOKS})$$

Pour le régime turbulent

Zone de Tube-lisse: $2320 < Re < Re_1$

$$\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re}} \quad (\text{formule de BLASIUS})$$

Zone transitoire: quand $Re_1 < Re < Re_2$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{k}{D_{int}} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (\text{formule D'ALTCHOUL})$$

Zone quadratique: quand $Re > Re_2$

$$\lambda = \frac{1}{(1,74 - 2Lg\epsilon)^2} \quad (\text{formule de NIKOURADZY})$$

2.2.2. Les pertes de charges locales:

Les pertes de charge locales sont déterminées par la formule:

$$h_l = \sum_{i=1}^n \mu \frac{V^2}{2}$$

μ : coefficient de la résistance,

Les pertes de charges locales ne composent que 1 à 2% des pertes de charges réparties.

2.2.3. Les pertes de charges totales:

La formule générale aura comme expression:

$$H_{total} = (1,01 \div 1,02)h_r + \Delta Z$$

2.2.4. Les pertes de charges singulières:

Au niveau des coudes en T (les vannes, les clapets, les filtres, etc...), le passage introduit des pertes de charges singulières dont il est commode de convertir en longueur droite équivalente de pipeline, ces pertes sont localisées dans les stations de

pompage et les terminaux qui varient de 0.5 à 2 ou 3 bars. [CABE ; 1974] ; elles sont relativement faibles devant les pertes de charges rectilignes.

3.2.3. L'épaisseur du tube:

La question de l'épaisseur apparaît lorsqu'il s'agit de déterminer la distribution de la puissance de compression ou de pompage le long de la ligne. Cette puissance pourra être en effet d'autant plus concentrée que la pression maximale de service sera grande, mais on paie cette concentration, c'est-à-dire cette réduction du nombre des installations, par une augmentation de l'épaisseur, donc du poids et du prix unitaire des tubes à diamètre égal.

L'épaisseur est un facteur important pour déterminer le choix du diamètre optimal, en d'autres termes le choix de la pression maximale de service qui va être la pression de départ de la canalisation.

Le choix de l'épaisseur et de la nuance d'acier détermine la pression de service et le nombre de stations de pompage.

3.2.4. Protection cathodique

Définition: La protection cathodique des tubes consiste à envoyer un courant électrique le long du pipe dans le but de réduire la corrosion de la paroi externe des canalisations. L'acier présente, par rapport à d'autres matériaux comme la fonte, le plastique, l'inconvénient d'être sensible à la corrosion lorsqu'il est enterré dans le sol.

La première question que l'on peut se poser: Est-il possible de définir a priori le danger de corrosion ?

La corrosion de l'acier dans le sol se ramène à un phénomène électrochimique. Elle dépend, d'une part, de l'agressivité du sol (humidité, richesse du sol en ions solubles, présence de bactéries, etc.), d'autre part, de l'existence possible de phénomènes d'électrolyse liés aux distributions d'énergie électrique en courant continu (réseaux à traction électrique).

En ce qui concerne la protection contre la corrosion, les règlements ont renoncé à imposer des surépaisseurs d'acier qui n'étaient pas une garantie véritable, car la corrosion se produit de façon très inégale, sans affecter en général la résistance globale d'un tube. On préfère donc imposer des mesures propres à éliminer la corrosion, plutôt que les surépaisseurs.

Ces mesures consistent essentiellement, la corrosion étant externe, en l'application d'un revêtement isolant sur l'acier (isoler la canalisation du sol en l'enrobant d'un produit isolant:

- ⊗ Soit des "émaux" à base de brai de houille ou de pétrole appliqués à chaud en couche de 2 à 3 mm d'épaisseur ;

- ⊗ Soit des rubans en matériaux plastiques tels que le polyéthylène, collés par des enduits sur la canalisation).

Ceci en plus d'une protection cathodique (procédé électrique qui, à raison d'une modification permanente du potentiel électrique de la canalisation protégée, permet d'arriver à un arrêt pratiquement absolu des phénomènes de corrosion. La protection cathodique est un procédé d'une grande importance qui a permis de développer à grande échelle les canalisations d'aciers sous haute pression pour le transport des hydrocarbures liquides ou gazeux dans des conditions de sécurité pratiquement absolue.

III.3.3. PENTE HYDRAULIQUE

La pente hydraulique représente les pertes de charge dûes au frottement sur la limite de la longueur de la conduite:

$$r = \frac{h_f}{L} = \lambda \frac{V^2}{2 g D_{int} L}$$

On voit que la pente hydraulique a la même valeur pour tous les points de la conduite. Géométriquement, si on a une droite sur le profil du tracé reliant des points de la

charge, au début et à la fin de l'oléoduc, la pente hydraulique est la tangente de l'angle formé par cette droite et par l'horizontale.

$$H_1 = \frac{P_1}{\rho g} \quad ; \quad H_2 = \frac{P_2}{\rho g}$$

La pente hydraulique montre la répartition de la charge le long de l'oléoduc.

La charge en un point quelconque de l'oléoduc est déterminée de la manière suivante:

$$H_i = H_1 - r l_i + (Z_i - Z_1)$$

Avec

l_i : longueur au point i ,

Z_i : altitude au point i ,

H_i : charge au point i ,

H_1 : charge au départ.

III.3.4. CONFIGURATION DES POMPES

La configuration prévue dans l'étude d'optimisation est celle d'une station de pompage. Des pompes identiques sont installées en série, ce qui permet de réduire la charge sur les pompes restantes au cas où l'une des pompes s'arrête. C'est pourquoi la majorité des pompes des stations de pompage de conception récente sont installées en série. Cette configuration permet l'utilisation partielle des capacités ainsi qu'un meilleur rendement opérationnel, ainsi elle ne nécessite pas la synchronisation exacte des vitesses des pompes pour le partage de la charge.

Par contre, si les pompes sont couplées en parallèle, l'arrêt d'une pompe cause l'augmentation de la charge sur les autres unités.

3.4.1. Détermination du nombre de stations de pompage

On détermine le nombre de stations de pompage par l'équation de bilan de charges:

$$n_0 H_{st} = r L + Z$$

r : pente hydraulique,

L : longueur de la canalisation,

H_{st} : charge créée par une station de pompage,

n_0 : nombre de stations de pompage.

$$n_0 h_{pp} + h_{pb} = r l + \Delta Z$$

h_{pp} : hauteur correspondante à la pression principale.

La partie gauche de l'équation est la charge engendrée par toute la station de pompage, l'autre partie est la perte de charge dans la conduite considérée.

où:

$$n_0 = \frac{r L + \Delta Z}{H_{st}} \text{ avec } H_{pp} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g}$$

P_1 : pression à la sortie de la station [Pa],

P_2 : pression à l'entrée de la station [Pa],

3.4.2. Evaluation de la puissance de pompage

Les caractéristiques de la canalisation ainsi définies, diamètre et épaisseur permettant de fixer pression de service et perte de charge, et conduisent à la détermination de l'énergie de pression à fournir par pompage (fluide) ou par compression (gaz). Le problème, simple pour les fluides incompressibles, pour lesquels la perte de charge est proportionnelle à la distance, devient évidemment plus complexe pour les fluides compressibles pour lesquels la perte de charge dépend de plusieurs paramètres (de la pression moyenne dans le tronçon de la canalisation, du facteur de compressibilité, du rapport de compression, etc...) où

① L'énergie absorbée pour vaincre les frottements dans un pipeline donné et franchir les dénivellations dépend du débit, du produit pompé (pétrole brut) et du profil au long.

② L'énergie fournie pour chaque pompe est caractérisée par la hauteur " manométrique " H fournie. Celle-ci est une fonction du débit Q qui traverse la pompe et de la vitesse de rotation N de pompe.

où:

$$H = f(Q, N)$$

③ Puissance théorique:

La formule donnant la puissance hydraulique théorique à fournir à un fluide incompressible pour élever sa pression d'une valeur P est facile à établir en écrivant que l'énergie est égale à celle nécessaire pour élever le fluide d'une hauteur correspondant à l'augmentation de pression. On obtient ainsi la formule:

$$W_{th} = H_{totale} Q \rho * 0.0052 \quad [DREN ; 1982]$$

④ Puissance réelle:

Bien entendu, les puissances réelles à fournir sur l'arbre des pompes doivent tenir compte du rendement de ces pompes, étant supérieures à la puissance théorique définie par la formule d'avant.

$$W_{réelle} = \frac{W_{th}}{\eta}$$

[VINC ; 1989]

où:

η : le rendement de la pompe.

Remarque

Le bon fonctionnement d'une pompe nécessite que celle-ci soit alimentée à une pression supérieure à un certain seuil si l'on veut éviter le phénomène de cavitation.

Si la pression d'aspiration n'atteint pas ce seuil, la pompe "cavite", la hauteur engendrée diminue fortement et la rotation de la pompe devient trop bruyante. Ce phénomène est par ailleurs aussi destructif que si l'on introduisait des cailloux dans le liquide pompé.

III.3.5. ETUDE DU TRACE D'UN RESEAU DE TRANSPORT

L'étude d'un tracé consiste à déterminer l'axe de pose de la canalisation dans les meilleures conditions économiques et techniques tout en respectant les contraintes d'insertion de l'ouvrage dans le milieu naturel.

Du point de vue de la pose, les difficultés proviennent des obstacles qui empêchent le déploiement du matériel des équipes de pose, qui en ralentissent le fonctionnement, augmentant de ce fait le prix de revient de l'opération, ou qui imposent une préparation coûteuse.

Le premier travail consiste à collecter un ensemble de documents cartographiques et à rechercher les plans et les informations relatifs aux équipements réalisés ou projetés sur la zone d'étude.

3.5.1. Etude de l'axe préférentiel

Cette étude est entreprise dès que les éléments suivants sont définis:

- origine et extrémité de la canalisation projetée,
- diamètre de la canalisation,
- points géographiques.

Il s'agit de relier les points de départ et d'extrémité de l'ouvrage en tenant compte de la topographie et de l'urbanisation. Tous les obstacles naturels (zones montagneuses, rivières, lacs, forêts, etc.), toutes les zones interdites (agglomérations, sites industriels, etc.) sont répertoriés. Ces difficultés recensées, plusieurs couloirs de recherche sont déterminés sur une carte géographique.

Le choix préférentiel du tracé ne peut être fait que si l'on a pu visualiser toutes les difficultés sur les différents couloirs retenus en première approche. Il est nécessaire de pouvoir apprécier:

- les obstacles naturels existants ou projetés,
- le type de cultures rencontrées,
- la nature des sols.

Après étude de tous ces éléments, le maître d'ouvrage s'oriente sur un axe préférentiel de pose. Cet axe permet d'engager des études de détail qui se feront autour de cet axe, afin de préciser le tracé à adopter.

3.5.2. Etude des points particuliers

Il s'agit des emprunts du domaine public, d'obstacles naturels, des postes de stationnement ou coupure. Ils sont représentés sur un plan au 1 :200.

Tous les points singuliers (talus, fossés, chemins, ruisseaux) ne faisant pas l'objet de plan particulier, sont décrits sur le profil en long suivant l'axe de la canalisation.

3.5.3. Etude de sol

Cette étude a pour objet:

- de préciser les précautions à prendre pour assurer la sécurité de l'ouvrage,
- de fournir des données relatives aux terrains rencontrés pour que les travaux puissent être exécutés dans les meilleures conditions économiques.

Elle est réalisée suivant l'axe de la canalisation et consiste à préciser les différentes natures géologiques du sol et du sous-sol ainsi que leurs limites.

3.5.4. Différentes opérations de pose

Ces opérations se déroulent les unes à la suite des autres. Elles représentent les différentes étapes de travail entre l'état initial et l'état final.

Les canalisations sont généralement enterrées. C'est le procédé le plus simple pour assurer leur sécurité. Cette opération est décomposée en trois parties distinctes:

- piquetage, balisage (opération servant à fixer les quantités pour les indemnités composant les dommages engendrés par les travaux),
- abattage des arbres et ouverture de piste,
- terrassements de la piste avec dessouchage.

Elle est exécutée afin de réduire le plus possible l'impact de la construction sur l'environnement et d'assurer la bonne profondeur d'enfouissement avec de bons matériaux en remblai pour le tube.

Conclusion:

L'ouvrage essentiel du réseau est évidemment la conduite qu'il faut poser dans le sol et qui doit franchir les obstacles jalonnant son itinéraire (le cours d'eau franchi par immersion ou en pont suspendu). Le progrès technique a ici deux champs d'action principaux:

- la résistance des tubes afin de permettre l'emploi de pressions plus élevées, donc de tubes de moindre diamètre.
- la puissance des moyens de terrassement afin de gagner du temps dans le creusement des tranchées,
- la pose et l'enfouissement des tubes.

On procède d'une manière continue au creusement des tranchées, à l'assemblage des éléments de tubes, à leur enrobage protecteur, à leur mise en terre et au comblement final de la tranchée.

III.3.6. CHOIX DU DIAMETRE ECONOMIQUE

La détermination du diamètre économique, pour une capacité de transport fixée à l'avance, se fait par comparaison des prix de revient théoriques de transport obtenus pour différentes hypothèses de diamètre, d'épaisseur, de pression de service et d'espacement des stations de pompage.

Ces prix de revient comprennent essentiellement:

- a. Le montant des investissements pour la canalisation, comprenant le prix de l'acier et celui de la pose.
- b. Le montant des charges d'exploitation, correspondant aux stations de pompage en fonction de la puissance installée, du type de moteurs utilisés.

On notera que ces charges varient à l'inverse des investissements de la canalisation.

c. Du taux d'intérêt.

d. Des durées d'amortissement industriel admises pour les différentes parties d'installations.

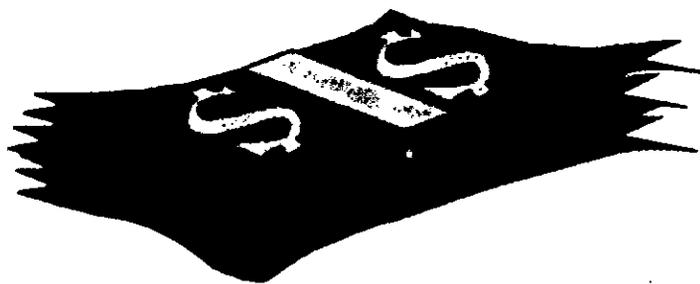
e. Les frais annuels de personnel et d'administration.

f. Les frais d'entretien.

La somme de tous ces éléments donne un montant annuel correspondant à une capacité déterminée, montant que l'on peut donc transformer en prix à la tonne ou au mètre cube transporté, ce qui permet d'effectuer des comparaisons entre les différentes solutions envisagées.

Chapitre IV

Approche théorique *d'économie*



IV.1. Introduction

Pour évaluer un projet, il existe plusieurs critères économiques, entre autres:

- ❶ La valeur actuelle nette (VAN), (voir annexe[17])
- ❷ Le taux de rentabilité interne, (voir annexe[18])
- ❸ Le coût de revient économique unitaire.

Il s'agit pour nous de mettre en oeuvre le dernier critère afin d'assurer le transport du pétrole brut d'un terminal départ (gisement RTB) jusqu'au terminal arrivée (SP2 pour la variante camionnage et SP2 ou SPB pour la variante pipeline). Le pétrole brut est transporté, soit par l'installation d'un nouveau pipeline soit par le maintien de l'ancien mode de transport (du camion-citerne). Il ne sera pas directement acheminé au port de Bejaïa pour être destiné à l'exportation, mais par une jonction au niveau du pipeline OB1 24 " (reliant H-E-H / Bejaïa) ; de ce fait, on n'a pas à calculer des recettes pour déterminer la VAN, mais plutôt des dépenses supportées par l'activité TRC, d'où le choix d'une variante la plus économique correspondant au **coût de revient économique unitaire à la tonne transportée le plus bas**.

Le calcul économique pour la durée de vie d'un pipeline est basé sur la méthode d'actualisation ; cette méthode permet de ramener les investissements, les dépenses d'exploitation pour la durée de vie du pipeline à la même année de base (année de référence), ce qui nous amène à déterminer un **coût de revient économique unitaire actualisé (CREU)** sur la période donnée d'exploitation.

Avant d'expliquer le CREU, il est question de définir la structure des coûts et d'indiquer l'objectif de l'actualisation et son approche théorique en économie.

IV.2. Structure des coûts

2.1. L'investissement est la somme des coûts supportés par l'entreprise durant la période de construction (avant exploitation du projet).

2.2. Les charges d'exploitation qui sont supportées par l'entreprise englobent la somme :

- ① des coûts opératoires,
- ② des frais financiers, et
- ③ de l'amortissement.

Pour minimiser les charges d'exploitation, on minimise le coût opératoire.

① Coût opératoire

Ce coût dépend directement de l'évolution de l'activité SONATRACH, il est la somme des :

- * Frais de personnels,
- * Frais de gestion,
- * Entretien et réparation
- * Assurances.

② Frais financiers

Le mode de financement est arrêté en fonction des opportunités financières à savoir:

Pour l'obtention du capital nécessaire à la construction d'un ouvrage, on fait généralement appel à un bailleur de fond (emprunts internes ou externes, banque, etc.).

Comme tout contrat de location, une unité monétaire louée durant un intervalle de temps, doit être rendue à son titulaire à la fin de la période de location, avec un montant additionnel qui représente les frais de location. Ces frais, appelés en général "frais financiers", dépendent de la durée de location et du taux d'intérêt.

Connaissant le montant d'investissement en (\$US et DA), il faut définir le mode de financement.

* Autofinancement: Sonatrach finance par ces propres moyens

Les sommes dégagées pour l'autofinancement proviennent essentiellement des amortissements non affectés à des remboursements d'emprunt, c'est-à-dire, ceux correspondant à la part des investissements financés par le capital.

* Financement par capitaux propres Sonatrach autofinance X% de ses devises + (100 - X) % financé par des bénéfices.

* Les emprunts à l'extérieur:

Ceux-ci donnent lieu, d'une part, au paiement d'intérêts (frais financiers) portés à la charge d'exploitation et d'autre part, au remboursement progressif porté à la charge du compte de trésorerie.

* Les durées de remboursement des emprunts.

* Les différés (en semestres) pour le remboursement des emprunts.

La procédure de calcul des frais financiers comporte la détermination des intérêts et du remboursement annuel:

① Calcul du remboursement annuel ou Service de dette

L'obtention d'un montant de remboursement s'effectue au moment où on emmanche l'exploitation du pipeline

On pose:

A: Le montant du crédit (du principal),

N: La durée de remboursement (en années),

i_r : Le taux d'intérêt annuel,

w : Le nombre de remboursements par année (en général $w = 2$, semestriellement),

n: Le nombre d'échéances, avec $n = Nw$

Les montants de remboursement (principal + intérêts) sont décroissants d'une échéance à la suivante.

$$R_t = P + I_t$$

où

$$P = \frac{A}{n}$$

I_t : le montant d'intérêt dû à chaque échéance, calculé sur le solde du principal non remboursé.

$$I_t = i_0(n+1-t) \frac{A}{n}$$

$$R_t = \frac{A}{n} [1 + i_0(n+1-t)]$$

ou encore

$$R_t = R_{t-1} - \frac{A}{n} i_0$$

Le montant total des intérêts à payer (pendant toute la durée N de remboursement du crédit) est

$$I = \sum_{t=1}^n I_t = i_0 A \frac{n+1}{2}$$

où:

$$i_0 = \frac{i_r}{P}$$

Avec

i_0 : Le taux d'intérêt périodique ($p=2$, semestriel), correspondant au taux annuel,

i_r : Le taux d'intérêt réel.

③ Amortissements

Ils constituent des charges fictives (charges non décaissables) qui consistent à comptabiliser chaque année un même pourcentage de la valeur initiale de l'équipement, si T est la durée d'amortissement et I le montant des charges d'investissement, l'annuité d'amortissement est égale à Inv / T .

$$\text{Amort} = \frac{\text{Inv}}{T}$$

Remarquons que l'amortissement linéaire (ou amortissement constant) pratiqué en comptabilité, ne correspond pas exactement à la dépréciation physique de l'ouvrage, il est généralement plus rapide ; les sociétés ayant avantage à profiter au maximum des dispositions fiscales en pratiquant un amortissement accéléré en vue de faciliter l'autofinancement à l'aide des annuités d'amortissement.

On opère généralement les amortissements, en matière de conduite, de la manière suivante:

<input type="checkbox"/> bâtiments	30 ans,
<input type="checkbox"/> tubes	20/25 ans,
<input type="checkbox"/> gros matériels (pompes, moteurs, filtres, vannes)	10 ans,
<input type="checkbox"/> matériels délicats d'automatisme	5 ans,
<input type="checkbox"/> tracteurs	5 ans,
<input type="checkbox"/> citernes	10 ans.

IV. 3. Approche sur l'actualisation (Voir annexe[19])

L'actualisation permet de trouver la valeur présente (actuelle par rapport à l'année de référence) d'un montant futur en le multipliant par un coefficient d'actualisation appelé aussi **taux d'escompte psychologique**. Autrement dit, c'est un instrument permettant la comparaison et l'addition de valeurs monétaires dans le temps (connaître la valeur futur et la valeur actuelle d'une unité monétaire placé à un instant donné).

En effet, si "u" est le taux d'actualisation pour une période (jours, mois, semestres, années...), la valeur acquise A_T (ou valeur future) en T périodes de la valeur actuelle A_0 est :

$$A_T = A_0 (1+u)^T$$

L'actualisation est en fonction du coût des sources de financement de l'entreprise d'une part (taux d'intérêt des crédits obtenus ou exigence de rentabilité des actionnaires) et des risques présentés par l'investissement envisagé, d'autre part.

Remarque :

Le taux d'actualisation est différent d'un taux d'intérêt qui est le prix de marché. Un emprunteur et un prêteur conviennent d'un taux d'intérêt, un décideur adopte un taux d'actualisation.

IV. 4. Notion de prix de revient

Sa signification est d'être un coût de revient économique actualisé sur l'ensemble de la durée de vie du projet, de façon à prendre une valeur unique.

En l'absence de l'inflation comme hypothèse de base (voir annexe[20]) un CREU est le rapport de la somme des dépenses (d'exploitation et d'investissement) actualisées sur la somme des quantités transportés.

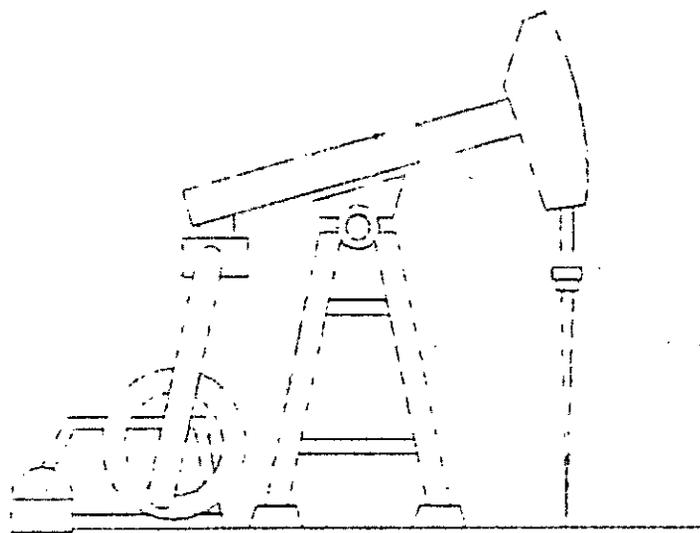
Remarque

Notre CREU est un coût calculé avant impôt. Nous n'introduirons pas l'aspect fiscal lors de l'évaluation des dépenses actualisées.

$$\sum_{t=1}^T \frac{\text{Inv} + \text{Exp}}{(1+u)^t} = \text{CREU} \sum_{t=1}^T \frac{T_f}{(1+u)^t} \quad \Rightarrow \quad \boxed{\text{CREU} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Inv} + \text{Exp}}{(1+u)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{T_f}{(1+u)^t}}}$$

Chapitre V

Aspect économique lié au problème technique



Partie 1 **Camion-citerne**

1.1. REPARTITION DES DEPENSES

Un rappel des notions essentielles de gestion s'avère d'une utilité certaine, pour une bonne compréhension du calcul du prix de revient du transport par route.

Les dépenses de transport sont réparties de la façon suivante:

1.1.1. Charges fixes

Elles sont enregistrées quelque soit le kilométrage ainsi que le tonnage transporté par le camion. Elles englobent l'amortissement du matériel, les provisions pour l'achat d'un matériel neuf, les frais généraux, les salaires, les charges sociales, l'entretien, l'assurance ainsi que les frais financiers.

A. Les frais d'entretien

L'entretien est habituellement considéré comme faisant partie des frais fixes, en considérant le fait qu'un véhicule vieillit et se détériore même étant immobilisé. Ces dépenses d'entretien sont autant proportionnelles à l'âge qu'au kilométrage parcouru.

En gros, ces frais se décomposent en deux groupes:

- ⊗ D'une part, des dépenses constantes à l'unité kilométrique parcourue (vidanges, graissages, lavages, visites périodiques et petites réparations).
- ⊗ D'autre part, des dépenses qui sont proportionnelles à l'âge du véhicule (grosses réparations et révisions générales).

B. Les frais de renouvellement

Si l'entretien couvre le risque de dépréciation par usure du matériel sous renouvellement, il faudra considérer aussi:

- ⊗ L'amortissement du matériel en service, en fonction de l'âge (pour notre cas un amortissement linéaire constant),
- ⊗ La provision pour l'acquisition d'un matériel nouveau (par risque de dépréciation de la monnaie ou de progrès technologique).

Les amortissements et les salaires constituent les postes les plus importants du prix de revient d'un véhicule routier.

1.1.2. Charges variables

Ce sont des dépenses quotidiennes, qui dépendent du kilométrage. Elles englobent la consommation de carburant (gasoil), lubrifiants (huiles moteurs, huiles boîtes et graisses) et les pneumatiques.

1.1.3. Réduction du prix de revient

La réduction du prix de revient peut s'obtenir par:

a - L'intervention au niveau des frais fixes

Afin de réduire leur influence, il faut les répartir sur le plus grand nombre possible de tonnes transportées par kilomètre. Ce nombre ne peut s'obtenir que par l'augmentation du taux d'utilisation des véhicules donc par l'acquisition d'un matériel robuste.

b - L'intervention au niveau des frais annexes

La diminution du coût des opérations annexes s'obtient par l'accélération des postes de chargement dont le nombre suffisant et les débits élevés éviteraient des files d'attente aux entrepôts.

c - Action sur le coût kilométrique à la tonne

La réduction du prix de revient kilométrique peut s'obtenir grâce à une bonne organisation des tournées. L'action sur le coût kilométrique consiste:

- ⊗ D'une part, la limitation du kilométrage par une organisation des circuits,
- ⊗ D'autre part, par l'augmentation du coefficient de remplissage.

La collecte des données concernant le système de camionnage demande beaucoup de temps. Elle doit cependant être exécutée puisqu'il est impossible d'obtenir une réponse satisfaisante à partir de données erronées. Nous procéderons dans une première étape à la collecte des données, par la suite, nous passerons à l'application.

1.2. Collecte des données relatives à la flotte

La flotte est déterminée par le nombre et le type de véhicules. Chaque véhicule a ses propres caractéristiques (capacité, consommation, frais d'amortissement, frais d'assurances, d'entretien ainsi que les frais du personnel).

Modèle de coût adopté:

Le coût de collecte peut être vu comme étant la somme de deux composantes:

i- une composante fixe liée à l'acquisition de la flotte, ces coûts incluent aussi bien le coût du personnel, le coût d'amortissement, assurances, frais financiers ainsi qu'une partie des coûts de maintenance relatifs aux opérations d'entretien.

ii- une composante variable, comprenant le coût de carburant, lubrifiant et pneumatiques, liée au kilométrage parcouru.

❶ Charges fixes

Frais de personnel + amortissement + assurances + entretien et réparation + frais généraux + frais financiers.

a. Frais de personnel

Nous donnons ci-dessous les différents frais qui se rapportent au salaire du chauffeur.

Il est à noter que le véhicule utilisé au niveau de R.T.B a une capacité de 27 m³.

- Salaire de Base (SB)	= 6.423,00 DA
- Prime de rendement individuel (P.R.I)	= 10 % * SB,
- Prime de rendement collectif (P.R.C)	= 30 % * SB,
- Prime de nuisance	= 911,73 DA,
- Indemnités de service permanent (I.S.P)	= 964,35 DA,
- Prime de transport	= 400,00 DA,
- Prime de Panier	= 20 % * SB,
- Indemnité d'expérience (I.E.P)	= 28,16 % * SB,
- Assurance Sociale	= 1,50 % * BSS,
- Retraite	= 3,50 % * BSS,
- Mutuelle (M.I.P)	= 1,50 % * SB,
- Versement forfaitaire (VF)	= 6 % * Base VF

- Charges sociales employeur = 24 % * BSS
- Net à payer = 16.791,06 DA

Note

La procédure de calcul de versement forfaitaire (VF):

Ce poste est calculé en fonction de la base de versement forfaitaire. Il faut tout d'abord déterminer la base de sécurité sociale (BSS), c'est à dire,

$$BSS = SB + P.R.I + P.R.C + \text{prime de nuisance} + I.S.P + I.E.P$$

* La base de versement forfaitaire:

$$\text{Base VF} = \text{Global imposable} - (\text{assurance sociale} + \text{retraite})$$

Où,

$$\text{Global imposable} = SB + P.R.I + P.R.C + I.S.P + I.E.P + \text{Prime de panier} + \text{Prime de nuisance} + \text{Prime de transport}$$

$$* VF = \text{Base VF} * 6 \%$$

b. Assurance

Les frais d'assurance sont liés à la couverture des risques encourus pour les véhicules durant leur exploitation ; ils sont fixés à **7830 DA** par an.

C. Amortissement

La capacité du camion est de: 27 m³

La valeur d'achat du tracteur étant de : **2251723,00 DA.**

Sa durée d'amortissement est de : 5 ans.

La valeur d'achat de la citerne est de : **1157900,00 DA.**

Son amortissement s'effectue sur : 10 ans.

d. Entretien**d.1. Frais d'entretien (périodique)**

Ce sont des frais qui interviennent généralement à des intervalles de temps réguliers. Leur coût par an est de : **657 DA**

Ils concernent :

* lavage et graissage du moteur (1 lavage par mois)

* Gamasol (15 litres par mois)

d.2. Frais d'entretien non régulier (maintenance curative)

Il intervient dans le calcul du coût variable, et concerne les opérations d'intervention dues aux pannes imprévues. Le tableau ci-après donne le coût de maintenance relatif à un camion citerne.

Coût de maintenance d'un camion citerne

Opérations RTB . Année 1993

Mois	Coût unitaire (DA)
01	3348,14
02	4651,07
03	4758,55
04	7796,98
05	4683,13
06	3109,82
07	13373,36
08	8873,76
09	7051,64
10	2672,51
11	3357,72
12	15258,48
Total	78935,18
Coût moyen	6578
Ecart type	3949,76

Tableau V.1: coût de maintenance

e. Les frais généraux

Ils surgissent aux cours de l'exploitation et ne sont pas contrôlables, on les estiment généralement à 1 % de l'investissement.

f. Investissement

Il englobe:

- ① Coût d'acquisition du véhicule: 221.10^6 DA
- ② Matériel de transport: 30.10^6 DA
- ③ Bâtiment et clôture: 50.10^6 DA
- ④ Equipement de maintenance: 5.10^6 DA
- ⑤ Mobilier et matériel: 2.10^6 DA

⊕ Charges variables

Les consommables: Carburant, Lubrifiant, Pneumatiques.

Soit:

C: Consommation annuelle du camion

k : kilométrage annuel parcouru par le camion

Pu: Prix unitaire (DA / unité consommée)

Coût annuel = $C * Pu$ où C est égale à:

Pour le

carburant : $C = (k * 50 \text{ l} / 100 \text{ Km}) * 6 \text{ DA}$

Dans notre cas, la consommation est de 30 litres tous les 100 km.

lubrifiant:

- huiles moteurs : $C = (k * 25 \text{ l} / 5000 \text{ Km}) * 40 \text{ DA}$

- huiles boîtes : $C = (k * 12 \text{ l} / 10000 \text{ Km}) * 45 \text{ DA}$

- graisses: $C = (k * 3 \text{ kg} / 5000 \text{ Km}) * 60 \text{ DA}$

pneumatique (enveloppe + chambre à air) :

Le remplacement de train de pneus complet dépend généralement du kilométrage parcouru ainsi que de l'état des routes (bon revêtement, mauvais revêtement, pistes...) autrement dit un changement de train (20 pneus) chaque 50000 km.

Compte tenu d'un service de maintenance compétent et performant depuis 1977, on fait un changement de 18 pneus (plus 02 de sécurité) tout les 75000 km.

$C = (k * 18 \text{ unités} / 75000 \text{ km}) * 17000 \text{ DA}$

1.3. Collecte et traitement des données relatives au temps de service

Le temps de service est un facteur déterminant dans les problèmes de tournées. Les véhicules sont soumis à une contrainte sur la durée totale d'utilisation, cette durée peut être convertie en distance en utilisant la vitesse moyenne de roulage du véhicule.

Le temps de service est souvent modélisé sous forme d'une fonction temporelle linéaire. Elle est formée de deux composantes:

□ L'une fixe, indépendante de la quantité de produit, intégrant le temps de facturation, le temps d'attente pour le chargement, notamment.

□ L'autre variable, liée directement à la quantité de produit collecté ou livré.

Le modèle retenu pour estimer le temps de service est le suivant:

$$t = a + b d$$

où:

t : temps passé au niveau du terminal arrivée

d : quantité transportée

a : temps fixe passé au niveau du terminal arrivée

b : temps consommé par unité de quantité transportée

Le temps de service se compose de trois composantes principales:

① temps de parcours

② temps passé au niveau du terminal arrivée

③ temps passé au niveau du dépôt lors du dépotage

① Le temps de parcours

Cette composante du temps est influencée par plusieurs facteurs, entre autres, la densité du trafic routier, l'état des routes ainsi que le type du véhicule.

C'est un paramètre très difficile à estimer ; par souci de simplification, on s'est contenté de convertir la distance (connue avec précision) en durée. Ceci se fait en fonction d'une vitesse moyenne du véhicule.

La formule permettant la conversion des distances en temps de parcours est

$$t_p = \frac{\text{distance aller} + \text{distance retour}}{V_p}$$

Avec:

V_p : vitesse moyenne

t_p : temps de parcours dans une tournée

$$t_p = \frac{2 \text{ distance aller}}{V_p}$$

puisque'il s'agit de tournées élémentaires empruntant le même trajet à l'aller et au retour.

② Temps de chargement

Ce temps dépend généralement des lieux d'implantation. Le temps de chargement du produit est modélisé par:

$$t = \alpha_1 + \beta_1 d$$

α_1 : temps de chargement unitaire

β_1 : temps fixe passé au niveau de RTB

d : quantité à transportée

Les paramètres α_1 et β_1 sont estimés par la méthode des moindres carrés ordinaires ou régression simple.

Les résultats obtenus sont donnés par:

$$\alpha_1 = -145,237$$

$$\beta_1 = 6,506$$

* nombre d'observations: 11

* degrés de liberté: 9

* coefficient de corrélation: $R^2 = 0,967$

* écart type: $\sigma_t = 0,402$ et $\sigma_d = 0,396$

Un second test est effectué (test de Fischer) pour les hypothèses H_1 et H_2 suivantes :

$$\begin{cases} H_0 : \beta_1 = 0 \\ H_1 : \text{sinon} \end{cases}$$

$F = 264$ (valeur calculée)

$$F > F_{0,025} = 5,12$$

Ce test est significatif, donc on accepte l'hypothèse H_1 .

Les données collectées relatives au temps de service sont données en annexe [13].

Note: Le calcul ci-dessus est établi par le logiciel de résolution: Lotus 1.2.3. RELEASE 4 (for windows).

③ Temps passé au niveau du dépôt

Le temps perdu au niveau du dépôt se compose de deux parties:

Temps d'attente

Temps de déchargement

Le modèle utilisé pour l'estimation du temps consommé au niveau du dépôt s'écrit:

$$t = \alpha_2 + \beta_2 d$$

Avec

$$\alpha_2 = -128,262$$

$$\beta_2 = 5,877$$

* nombre d'observations: 11

* degrés de liberté: 9

* coefficient de corrélation: $R^2 = 0,975$

* écart type: $\sigma_t = 0,317$ et $\sigma_d = 0,313$

Le test de Fischer pour les hypothèses H_1 et H_2 suivantes :

$$\begin{cases} H_0 : \beta_2 = 0 \\ H_1 : \text{sinon} \end{cases}$$

$$F = 351 \text{ (valeur calculée)}$$

$$F > F_{0,025} = 5,12$$

Ce test est significatif, donc on accepte l'hypothèse H_1 .

④ Calcul du temps total de service

Le calcul du temps de service total n'est autre que la somme des trois composantes principales citées ci-dessus:

$$\text{Temps total} = t_p + t_{\text{charge}} + t_{\text{dé potage}}$$

$$\text{Temps total} = (\alpha_1 + \alpha_2) + (\beta_1 + \beta_2) d + t_p$$

ce qui donne: **860,84 mn (14 h 20 min).**

1.4. Détermination du prix de revient moyen pour un ravitaillement Vrac

Un ravitaillement Vrac se fait par attelage : Un tracteur routier et une citerne de 27 m³ (23 tonnes de pétrole brut) ; afin d'assurer l'objectif constant et quotidien du débit (300 m³ / jour), le nombre d'attelages serait de 22, ajoutant à cela une moyenne de 20 % d'une flotte réserve. Cette réserve permet de palier aux immobilisations diverses (entretien, vulcanisation, accident, etc...) pour faire face aux pannes quotidiennes et aux risques d'accidents causés par la somnolence du chauffeur, dûe à la monotonie de certaines sections des routes droites du sud ; d'où le nombre d'attelage: 26 au niveau de la flotte.

Vu l'état des routes, la vitesse moyenne est estimée à 60 km/h. Sachant la distance entre la source et la destination ainsi que le nombre de rotation par jour (0,5 rotations par jour), on calcule:

1. le nombre de jours d'utilisation durant une année: 365

Le personnel travaille en système de récupération (travail en permanence) pour assurer un travail permanent

2. le nombre de rotations moyen annuel d'un camion-citerne :

$$N = \text{nombre de rotations par jour} \times 365$$

3. la quantité annuelle du produit transporté pour toute la flotte (22 attelages):

$$T = N \times 23 \text{ tonnes} \times 22$$

4. le kilométrage annuel moyen parcouru :

$$K = N \times 2d \quad (\text{source} - \text{destination})$$

Donc:

Le calcul du coût de revient économique unitaire d'une tonne transportée serait:

$\text{CREU} = \frac{\text{La somme des dépenses actualisées}}{\text{Tonnage annuel actualisé}}$
--

Partie 2 Pipeline

2.1. Les investissements

Le coût du pipeline est évalué de la façon suivante:

2.1.1. Coûts directs

- ① Coût du tube: Evalué à 850 \$US par tonne dont 50% en DA.
- ② Coût du transport du tube: 0,4% du coût d'acquisition du tube.
- ③ Enrobage du tube: 1,45 \$US par pouce par mètre dont 50% en DA.
- ④ Protection cathodique: 1,5% du coût du tube.
- ⑤ Vanne et accessoires auxiliaires: 5% du coût du tube.
- ⑥ Pose des tubes: 10 \$US par pouce par mètre dont 10% en DA.
- ⑦ Autres investissements:

Cette rubrique s'applique aux :

- Frais de comptage et de contamination.
- Frais de déplacement et de véhicules.
- Frais généraux, etc...

Ils constituent 35 % des coûts d'enrobage, du transport et de la pose du tube.

2.1.2. Coûts indirects

Ils représentent 20% des coûts directs à l'exception des coûts du tube.

Ces coûts couvrent:

- L'engineering de base.
- Le terrain et le droit de passage.
- Les frais du chef de projet.
- Les frais de siège.
- L'inspection en usine et
- Le mobilier.

2.1.3. Les imprévus

Les imprévus sont estimés à 10% des coûts directs à l'exception des coûts du tube.

2.2. Les charges d'exploitation

Nous analysons les différents postes de ces frais, en insistant davantage sur ceux qui sont caractéristiques de l'exploitation d'une conduite.

2.2.1. Les coûts opératoires

Ces dépenses varient par tranche avec la puissance installée sur la ligne et non avec le débit réel ; elles comprennent:

- ① **Frais de personnel**: Evalués à 12028 \$US par agent par an.
- ② **Energie**: Représente environ 30% des frais totaux d'exploitation ; le pourcentage dépend du nombre de stations de pompage et du profil de l'oléoduc (la consommation d'énergie varie suivant le carré du débit).
- ③ **Entretien de la canalisation**: L'entretien du tube lui même est pratiquement négligeable.

Ces frais représentent 0,20% du coût d'enrobage et de la protection cathodique.

- ④ **Frais de gestion**: Représentent 25% du coût du personnel.
- ⑤ **Assurances**: Représentent 0,25% des acquisitions, d'enrobage du tube et de la protection cathodique.

Remarque

Les frais d'énergie représentent un grand pourcentage dans les charges d'exploitation.

2.2.2. Frais financiers

Ces frais dépendent de la durée de location et du taux d'intérêt.

On procédera à la variation du taux d'emprunt au niveau du chapitre X (étude de sensibilité).

2.2.3. Amortissement

On applique un amortissement linéaire constant.

2.4. Le calcul du prix de revient économique unitaire

Economiser sur le diamètre de la canalisation augmente la dépense d'énergie de pompage. De même, économiser sur les dépenses d'énergie conduit à un investissement plus important.

Il existe un optimum économique rendant les dépenses minimales y compris les frais d'énergie ; le problème de l'optimisation consiste donc à rendre minimales les dépenses totales actualisées en jouant sur les quatre facteurs:

- ☞ la pression maximale de service,
- ☞ l'épaisseur,
- ☞ la vitesse d'écoulement et
- ☞ l'énergie de pompage.

Soit:

T_f le trafic à l'année t ,

Inv la somme des dépenses d'investissement à l'année t ,

Exp les dépenses d'exploitation à l'année t ,

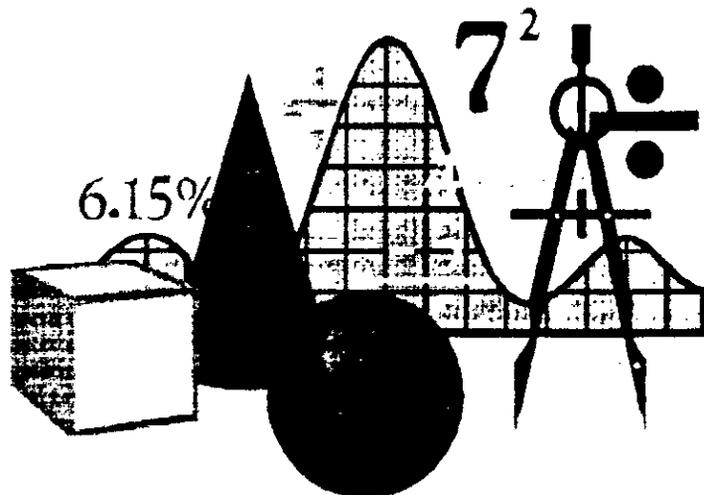
Soit u le taux d'actualisation, égal au coût moyen des capitaux engagés.

On appellera coût de revient économique unitaire, le facteur **CREU** tel que:

$$\text{CREU} = \frac{\sum_{t=1}^n (\text{Inv} + \text{Exp}) (1+u)^{-t}}{\sum_{t=1}^n T_f (1+u)^{-t}}$$

Chapitre VI

Formulation mathématique



Partie 1

1.1. Introduction

La formulation du problème traite la détermination du diamètre optimal de la canalisation et la localisation du terminal arrivée.

Afin de modéliser le problème, il convient avant tout, de déterminer les paramètres principaux influant directement sur notre canalisation, qui est caractérisée par :

- ⊗ Les pertes de charge dues aux frottements.
- ⊗ Le diamètre intérieur sur lequel sont basées les équations d'écoulement du pétrole brut.
- ⊗ L'épaisseur du tube qui va varier suivant le diamètre intérieur et la zone traversée par la canalisation.
- ⊗ Le tracé qui caractérise la zone traversée.

1.2. Les différentes alternatives considérées dans la modélisation

L'objectif du problème qui nous préoccupe consiste à relier le terminal départ RTB à l'une des destinations suivantes :

- * la station intermédiaire SP2 (ferme Duforg),
- * la station satellite SPB,
- * le pipeline OB1(24") reliant Haoud el Hamra/Bejaia.

Le choix parmi ces différentes variantes se fait selon :

- ⊗ la longueur du tracé,
- ⊗ l'existence ou non d'une base de vie sur le site,
- ⊗ la disponibilité ou non de bacs de stockage.

Dans notre modélisation, nous considérons ces trois variantes qui ont les caractéristiques suivantes :

1.2.1. Acheminement de RTB vers SP2

2.1.1. Description de l'opération:

Le brut sera acheminé de RTB vers la station intermédiaire SP2, puis stocké dans les deux bacs A1 et A2, pour enfin être injecté dans le pipeline OB1 24" (H.E.H/ Béjaïa).

2.1.2. Avantages de l'opération:

- existence de deux bacs de stockage tampon d'une capacité de 7000 m³ chacun (A1 et A2) avec une capacité de base (maximale) de 8750 m³,
- existence d'une base de vie à SP2.

2.1.3. Inconvénient de l'opération:

- l'éloignement entre RTB et SP2 (167 km), ce qui augmente les coûts d'investissement et les pertes de charge puisque le relief de cette zone présente de grandes différences d'altitude.

1.2.2. Acheminement de RTB vers la station satellite SPB

2.2.1. Description de l'opération:

Le brut sera transporté de RTB à SPB (Oumache), ensuite injecté au niveau de la station satellite par une jonction au niveau du pipeline OB1 24".

2.2.2. Avantage de l'opération:

- existence d'une base de vie.

2.2.3. Inconvénients de l'opération:

- La distance entre RTB et SPB qui est de 148 km,

La nécessité d'avoir une pression à l'entrée de la jonction plus grande que la pression au niveau du pipeline OB1 24" (pour empêcher le retour du brut vers RTB).

1.2.3. Acheminement de RTB vers le pipeline OB1 24"

2.3.1. Description de l'opération:

Le pipeline provenant de RTB est connecté directement par le biais d'une jonction au niveau du pipeline OB1 24", le joint de jonction en question est localisé par la vanne de sectionnement (9P003) au niveau du pipeline OB1 24" à 46 km au sud de la station satellite SPB .

2.3.2. Avantage de l'opération:

distance du trajet à priori moins élevée que les deux autres variantes (135 km).

2.3.3. Inconvénients de l'opération:

La pression à l'entrée du brut transporté doit être supérieure à la pression au niveau du pipeline OB1 24",

inexistence d'une base de vie (terrain, voies d'accès,...),

terrain très difficile à emprunter (basse altitude et chott salé).

1.3. Remarque

La troisième variante est irréalisable vu la nature du terrain, on considère seulement les deux variantes RTB/ SP2 et RTB/ SPB.

Ce problème sera considéré au départ de notre formulation lors du choix des différentes jonctions au niveau du pipeline OB1 24" reliant HAOUD EL HAMRA/ BEJAIA, il s'agit de l'approche ensemble fini et qui sera développée dans la suite du document.

1.4. Revue de littérature

1.4.a. Méthodes exactes

Ces méthodes analytiques permettent l'obtention d'une solution exacte du problème traité.

1.4.b. Méthodes heuristiques

Souvent de nature intuitive, ces méthodes s'inspirent de la structure du problème pour lui trouver une solution réalisable mais pas nécessairement optimale. Parmi le grand nombre de techniques suggérées dans la littérature relative aux problèmes de localisation, il est possible de distinguer deux (2) approches principales : L'approche dite "ensemble infini", et celle dite "ensemble fini" [CHRI ; 1978].

b.1. L'approche ensemble infini :

Cette approche consiste à considérer le problème dans sa forme continue, prenant en compte l'oléoduc OB1 24" dans la région et ne nécessite pas la détermination a priori des jonctions faisables. En raison de cela, il est possible que la solution inclue une localisation non réalisable (le pipeline reliant le gisement RTB à OB1 peut traverser une zone interdite).

La fonction coût (investissement) est une fonction monotone de la distance et peut être optimisée en minimisant la somme des distances euclidiennes pondérées.

Cette approche de résolution ne peut être utilisée dans notre étude vue la nécessité de connaître le relief précis de la région que doit traverser le pipeline reliant RTB à OB1 24 " .

b.2. L'approche ensemble fini :

Cette approche suggère de choisir un nombre de jonctions fini sur le pipeline OB1 24 " pour lesquelles les coûts de construction et d'exploitations peuvent être déterminés. L'étude consiste en l'élaboration de plusieurs tracés à partir du gisement RTB jusqu'au nombre de jonction fini (SP2 et SPB dans notre cas) sur le pipeline

OB1 24 " et pour lesquels les données concernant les coûts d'investissement (le coût lié aux relevés topographiques, étude du sol...) sont disponibles. Le tracé optimal est celui qui génère la plus grande économie. Il est possible que l'ensemble des jonctions retenues au niveau du pipeline OB1 24 " ne constitue pas la solution optimale en raison de l'omission d'une jonction optimale non considérée dans l'ensemble imposé initialement. Autrement dit, plus le nombre de jonctions sélectionnées est important, meilleure sera la solution, mais le temps de calcul sera important.

Nous avons vu en sections III.3.5 du chapitre III, que la démarche suivie dans ce genre de situations est de type ensemble fini, puisque l'axe préférentiel est déterminé à l'avance.

1.5. Contraintes liées du système

Les principales contraintes sont:

1.5.1. Contrainte du nombre de stations de pompage et leur espacement

On utilise une à deux stations de pompage au maximum dans les pipelines dont la longueur est comprise entre 100 à 250 Km (appelés pipelines courts), ce qui est le cas pour nous, puisque la longueur totale du pipeline est comprise entre ces deux distances, leur installation se fait soit:

✳ Variante 1: une station de pompage au terminal départ.

✳ Variante 2: une station de pompage au terminal départ et une au milieu du pipeline, puisque l'espacement des stations de pompage est calculé comme suit:

$$\text{Espacement} = \frac{L}{n_0} \quad (1)$$

où:

L: longueur totale du pipeline,

n_0 : nombre de stations de pompage.

5.1.1. Contrainte liée à la perte de charge de la station de pompage:

Les dépenses d'énergie qui ont lieu pendant l'écoulement du pétrole dans les stations de pompage sont représentées par l'équation du bilan de charge des pressions la plus générale:

$$\sum P_{\text{Pompes}} = \sum P_{\text{dépensée}} \quad (2)$$

$$P_{\text{pompes}} = \rho g h_{\text{Pompes}}$$

$$P_{\text{dépensée}} = \rho g h_{\text{dépensée}}$$

Après simplification, on parvient à :

$$\sum h_{\text{Pompes}} = \sum h_{\text{dépensée}} \quad (2')$$

Avec:

h_{Pompes} : hauteur correspondant à la pression P_{Pompes} du pétrole dans le terminal départ et les stations intermédiaires,

$h_{\text{dépensée}}$: hauteur correspondant à la pression $P_{\text{dépensée}}$ du pétrole dans le terminal arrivée et dans la conduite,

$$\text{Energie créée par les pompes} = \text{Energie dépensée} \quad (3)$$

Ce qui correspond à:

$$h_{\text{pb}} + n_0 h_{\text{pp}} = b h_f + \Delta Z + h_{\text{fin}} \quad (4)$$

b : coefficient de la somme des pertes de charge locale et répartie, appartient à l'intervalle $[1,02 ; 1,10]$.

$$n_0 = \frac{b h_f + \Delta Z + h_{\text{fin}} - h_{\text{pb}}}{h_{\text{pp}}} \quad (5)$$

avec:

$$h_{\text{pp}} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} \quad (6)$$

La hauteur de la station de pompage principale h_{pp} ne doit en aucun cas excéder H_{spMax} avec:

$$H_{sp \text{ Max}} = \frac{0,9 \text{ PMS} - P_{fin}}{\rho g} \quad (7) \quad \text{ce qui implique:}$$

$$H_{sp \text{ Max}} = \frac{0,9 \text{ PMS}}{\rho g} - h_{fin} \quad (7')$$

ce qui se traduit par :

$$h_{pp} \leq \frac{0,9 \text{ PMS}}{\rho g} - h_{fin} \quad (8)$$

1.5.2. Contrainte liée à la perte de charge totale dans le pipeline:

On reprend l'équation du bilan de charge (2), pour calculer les pertes de charge locales et réparties (les pertes de charge h_f), il existe des conditions à satisfaire sur le coefficient de friction " λ " qui s'exprime en fonction du nombre de Reynolds " Re ".

$$h_f = f(\lambda) \quad \text{et} \quad \lambda = f(Re).$$

Donc:

$$h_f = \frac{L V^2}{D_{int} 2 g} \lambda \quad (9)$$

ou bien:

$$h_f = \frac{8 Q^2 L}{\pi^2 g D_{int}^5} \lambda \quad (9')$$

Le coefficient de friction λ prend différentes formes selon le régime d'écoulement du pétrole brut.

5.2.1. Régime laminaire:

Le régime laminaire a un nombre de Reynolds inférieur à 2320, autrement dit:

$$Re < 2320 \quad (10) \quad [\text{DREN ; 1982}]$$

Avec:

$$Re = \frac{V D_{int}}{\nu} \quad (11)$$

$$Re = \frac{4 Q}{\nu \pi D_{int}} \quad (12)$$

Si on prend les unités suivantes (très pratiques à utiliser) :

La formule (6') s'écrira:

$$Re = k_1 \frac{Q}{D_{int} v} \quad (13)$$

avec:

$$k_1 = 3,54 \cdot 10^5$$

Le coefficient k_1 résulte de la conversion des unités du système international (SI) [formule (12)] au système souvent utilisé [formule (13)] .

La contrainte (10), remplacée par la formule (13) correspond à :

$$D_{int} > 152,586 \frac{Q}{v} \quad (10')$$

5.2.2. Régime turbulent

Pour le régime turbulent, on considère dans notre formulation la zone tube lisse (paroi lisse) et la zone mixte. La zone quadratique est utilisée quand on a de grandes vitesses d'écoulement, ce qui implique des pertes de charges énormes puisque celles-ci sont directement proportionnelles au carré de la vitesse (voir formule 9).

① La zone tube lisse

Le nombre de Reynolds compris dans l'intervalle:

$$\left[2320, \frac{59,5}{\varepsilon^7} \right]$$

$$D'où: \varepsilon = \frac{0,05}{D_{int}} \quad (14) \quad [DREN ; 1982]$$

$$Re < \frac{59,5}{\varepsilon^7} \quad (15)$$

$$Re \geq 2320 \quad (16)$$

Les contraintes (15) et (16) correspondent, grâce à la formule (13), aux contraintes (15') et (16') respectivement:

$$D_{\text{int}} > 11,683 \left(\frac{Q}{v} \right)^{\frac{7}{15}} \quad (15')$$

$$D_{\text{int}} \leq 152,586 \frac{Q}{v} \quad (16')$$

② La zone des tuyaux rugueux (ou mixte):

Pour cette zone, le nombre de Reynolds est lui aussi compris dans l'intervalle :

$$\left[\frac{59,5}{\varepsilon^{\frac{7}{8}}}, \frac{665 - 765 \log_{10}(\varepsilon)}{\varepsilon} \right], \text{ ce qui se traduit par:}$$

$$Re \geq \frac{59,5}{\varepsilon^{\frac{7}{8}}} \quad (17)$$

et

[DREN ; 1982]

$$Re < \frac{665 - 765 \log_{10}\left(\frac{0,05}{D_{\text{int}}}\right)}{\frac{0,05}{D_{\text{int}}}} \quad (18)$$

L'inégalité peut être écrite sous la forme suivante :

$$\frac{0,05}{D_{\text{int}}} Re + 765 \log_{10}\left(\frac{0,05}{D_{\text{int}}}\right) - 665 < 0 \quad (18')$$

On remplace en fonction du D_{int} le nombre de Reynolds (13) dans les contraintes (18') ce qui donne:

$$D_{\text{int}} \leq 11,683 \left(\frac{Q}{v} \right)^{\frac{7}{15}} \quad (17')$$

$$17700 \frac{Q}{v} D_{\text{int}}^{-2} - 765 \log_{10} D_{\text{int}} < 1660,28 \quad (18')$$

1.5.3. Contrainte sur la vitesse d'écoulement

L'écoulement du pétrole brut dans les pipelines peut engendrer pour une grande vitesse, une perte de charge donc un frottement qui explique une dégradation des conduites. Afin d'éviter les effets érosifs, la vitesse ne doit pas dépasser une vitesse maximale V_{max} donnée.

$$\text{Donc: } V \leq V_{\text{Max}} \quad (19)$$

sachant que:

$$V = \frac{4 Q}{\pi D_{\text{int}}} \quad (20)$$

D'où:

$$D_{\text{int}} \geq \sqrt{\frac{4 Q}{\pi V_{\text{Max}}}} \quad (21)$$

La valeur de V_{max} est pratiquement de 5m/s dans les oléoducs [CABE ; 1974], sinon on aura des pertes de charges importantes (qui croissent avec le carré de la vitesse), ce qui implique des dépenses d'énergie trop élevées et des stations de pompage très rapprochées.

1.5.4. Contrainte liée à la pression maximale opératoire PMO

Le terminal départ assure une pression maximale opératoire PMO (pression utilisée), qui ne doit en aucun cas excéder la PMS pour les oléoducs (90 bar) et ne doit pas être inférieure à la pression source P_o au niveau du terminal départ, autrement dit:

$$PMO \leq PMS \quad (22)$$

$$PMS \geq \rho g h_{\text{pb}} \quad (23)$$

où:

h_{pb} : hauteur correspondant à la pression au niveau des pompes boosters,

Remarque: En pratique, on prend la pression maximale opératoire :

$$PMO = 0,9 PMS$$

1.5.5. Contrainte liée à l'épaisseur du tube:

La formule (24) de BARLOW exprime d'une manière très claire la contrainte à imposer sur l'épaisseur du tube. Dans la pratique, on détermine l'épaisseur calculée EP_{Scal} du tube puis on se reporte aux tables "API" normalisées (voir annexe[14]),

pour choisir de manière définitive l'épaisseur réelle $EPS_{réel}$ (contrainte de fabrication) à prendre qui sera bien sûr plus grande que EPS_{cal} , afin de garantir la sécurité au milieu environnant.

$$EPS_{cal} = \frac{PMS D_{ext}}{2 \sigma} \quad (24)$$

$$EPS_{réel} \geq EPS_{cal} \quad (25)$$

donc:

$$EPS_{réel} \geq \frac{PMS D_{ext}}{2 \sigma} \quad (26)$$

$$D_{ext} = D_{int} + 2 EPS_{réel}$$

$$EPS_{réel} \geq \frac{PMS D_{int}}{2(\sigma - PMS)} \quad (27)$$

$$D_{int} \leq \frac{2 EPS_{réel}(\sigma - PMS)}{PMS} \quad (28)$$

Remarque:

La contrainte admissible σ est calculée comme suit :

$$\sigma = \text{minimum}[\sigma_r k_r ; \sigma_e k_e]$$

Où:

$$\sigma = k_r \sigma_r \text{ et}$$

$$\sigma = k_e \sigma_e$$

Les contraintes σ_r et σ_e sont déterminées selon le type d'acier, k_r et k_e varient selon les trois zones traversées (voir chapitre technique et méthode de calcul dans une canalisation).

Dans le cas où il y a changement de zone traversée, le diamètre intérieur varie lui aussi (28). La contrainte σ est choisie suivant la valeur minimale de σ_r et σ_e , ce qui est nécessaire afin d'éviter toute cassure au niveau du tube.

1.5.6. Contrainte au niveau du bac de stockage

La hauteur h_{fin} à l'entrée du bac de stockage doit être supérieure ou égale à la hauteur du réservoir h_{bac} :

$$h_{fin} \geq h_{bac} \quad (29)$$

Le stockage du pétrole brut dans les bacs de stockage (bacs tampons) nécessite obligatoirement de satisfaire l'équation fondamentale suivante:

$$\square \text{ Stock initial} + \text{Réception} = \text{Stock final} + \text{Expédition}$$

$$\square \text{ Stock final} = \text{Stock initial} - \text{Expédition} + \text{Réception}$$

qui peut être écrit comme suit :

$$Sf(t) = Si(t) + (R-E) t$$

Le stock final doit être compris entre le stock mort minimal S_m et le stock maximum SM

(stock design).

$$Sf(t) \geq S_m \quad (30) \Leftrightarrow Si(t) + (R-E) t \geq S_m \quad (30')$$

$$Sf(t) < SM \quad (31) \Leftrightarrow Si(t) + (R-E) t < SM \quad (31')$$

1.5.7. Contrainte sur les caractéristiques d'acier du tube:

Le choix du type d'acier se fait une fois l'épaisseur du tube déterminée. Un problème se pose: pour une même épaisseur, il y a plusieurs nuances d'aciers possibles. A ce moment, la fonction coût massique joue son rôle étant donné que pour les mêmes conditions de service, le poids de l'acier varie.

La masse de l'acier détermine le coût envisagé, soient:

La masse du tube est calculée par:

$$m_{ac} = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2) L \rho_{ac} 10^{-9} \quad (32)$$

où :

L : longueur totale de tracé [m],

la masse par unité de longueur est:

$$\frac{m_{ac}}{L} = \frac{\pi}{4} (D_{ext}^2 - D_{int}^2) \rho_{ac} 10^{-9} \quad (33)$$

on définit la fonction coût telle que:

$$C_{AT} = \frac{\pi}{4} C_{ac} \rho_{ac} (D_{ext}^2 - D_{int}^2) 10^{-9} \quad (34)$$

D'où C_{AT} est exprimé en \$/m.

Remarque

La formule (34) n'est pas utilisée dans la pratique, car elle ne tient pas compte du fait que les épaisseurs sont normalisées (voir annexe[14]). Pour cela, on considère plutôt la formule suivante :

$$\frac{m_{ac}}{L} = 0,02466 (D_{int} + EPS_{réel}) EPS_{réel} \quad (33') \quad [API ; 1990]$$

soit :

$$C_{AT} = C1 (D_{int} + EPS_{réel}) EPS_{réel} L C_{ac} \quad (34)$$

$$C_{tube} = (C1 + C2 + C3) (D_{int} + EPS_{réel}) EPS_{réel} L C_{ac} \quad (35)$$

C_{tube} : coût du tube total par unité de longueur d'un pipeline de diamètre intérieur [US\$].

Si on pose :

$$k'' = \frac{2 \sigma}{PMS}$$

$$\text{d'où: } D_{ext} = D_{int} + 2 EPS_{réel}$$

$$\text{Avec: } D_{ext} = k'' EPS_{réel}$$

donc:

$$D_{ext} = \frac{k''}{k'' - 2} D_{int}$$

1.5.8. Les investissements

Soit le coût direct "Cd" d'investissement :

$$Cd = C_{AT} + C_V + C_{AI} + C_p + C_{RV} + C_{TR} + C_{PC} \quad (36)$$

avec:

$$C_V = C_4 C_{AT}$$

$$C_{TR} = C_3 C_{AT}$$

$$C_{RV} = D_{ext} L C_{ac-rev}$$

$$C_P = D_{ext} L C_{ac-p}$$

$$C_{AI} = C_5 (C_P + C_{RV} + C_{TR})$$

$$C_{PC} = C_2 C_{AT}$$

$$C_d = (1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_3 C_5) C_{AT} + (1 + C_5)(C_P + C_{RV})$$

$$C_{AI} = C_5 (C_P + C_{RV} + C_{TR})$$

$$C_{AI} = C_5 D_{ext} L (C_{ac-rev} + C_{ac-p}) + C_3 C_5 C_{AT}$$

$$C_d = (1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_3 C_5) C_{AT} + (1 + C_5) D_{ext} L (C_{ac-rev} + C_{ac-p}) \quad (37)$$

Les imprévus sont :

$$Imp = C_6 (C_d - C_{AT})$$

Les charges indirectes d'investissement "Cid" sont:

$$Cid = C_7 (C_d - C_{AT}) \quad (38)$$

A l'exception des coûts du tube libellés en dinars :

$$Cid = C_7 (C_2 + C_3 + C_4 + C_3 C_5) C_{AT} + C_7 (1 + C_5) D_{ext} L (C_{ac-rev} + C_{ac-p}) \quad (38')$$

L'investissement est la somme des coûts directs et indirects:

$$Inv = C_d + Cid + Imp$$

$$Inv = (1 + C_6 + C_7) C_d - (C_6 + C_7) C_{AT}$$

$$Inv = (1 + C_6 + C_7) \{ (1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_3 C_5 - C_6 - C_7) C_1 (D_{int} + EPS_{réel}) EPS_{réel} L C_{ac} + (1 + C_5) D_{ext} L (C_{ac-rev} + C_{ac-p}) \} \quad (39)$$

1.5.9. Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation "Exp" comprennent les frais financiers, les amortissements et le coût opératoire durant la période t.

$$\text{Exp} = \text{FF} + \text{COP} + \text{Amort}$$

$$\text{COP} = \text{Fp} + \text{Fg} + \text{Et} + \text{As} + \text{En} \quad (40)$$

$$\text{En} = \text{C8 Exp},$$

$$\text{Et} = \text{C9} (\text{C}_{\text{PC}} + \text{C}_{\text{RV}} + \text{C}_{\text{V}}),$$

$$\text{Et} = (\text{C2 C9} + \text{C4}) \text{C}_{\text{AT}} + \text{C9 D}_{\text{ext}} \text{L C}_{\text{ac-rev}},$$

Ce qui va induire à :

$$\text{Et} = (\text{C2 C9} + \text{C4}) \text{C1} (\text{D}_{\text{int}} + \text{EPS}_{\text{réel}}) \text{EPS}_{\text{réel}} \text{L C}_{\text{ac}} + \text{C9 D}_{\text{ext}} \text{L C}_{\text{ac-rev}}$$

$$\text{Fg} = \text{C10 Fp}$$

$$\text{As} = \text{C11} (\text{C}_{\text{AT}} + \text{C}_{\text{RV}} + \text{C}_{\text{PC}} + \text{C}_{\text{V}})$$

$$\text{As} = (\text{C10} + \text{C2 C10} + \text{C4 C10}) \text{C}_{\text{AT}} + \text{C10 D}_{\text{ext}} \text{L C}_{\text{ac-rev}}$$

$$\begin{aligned} \text{As} = & (\text{C10} + \text{C2 C10} + \text{C4 C10}) \text{C1} (\text{D}_{\text{int}} + \text{EPS}_{\text{réel}}) \text{EPS}_{\text{réel}} \text{L C}_{\text{ac}} \\ & + \text{C10 D}_{\text{ext}} \text{L C}_{\text{ac-rev}} \end{aligned}$$

En remplaçant (40) en fonction du diamètre intérieur pour aboutir au résultat final du coût opératoire :

$$\begin{aligned} \text{COP} = & (1 + 10) \text{Fp} + (\text{C2 C9} + \text{C4} + \text{C10} + \text{C2 C10} + \text{C4 C10}) \text{C1} (\text{D}_{\text{int}} + \text{EPS}_{\text{réel}}) \text{EPS}_{\text{réel}} \\ & \text{L C}_{\text{ac}} + (\text{C9} + \text{C10}) \text{D}_{\text{ext}} \text{L C}_{\text{ac-rev}} + \text{En} \quad (40') \end{aligned}$$

Partie 2 Modélisation du problème

2.1. Variables de décision

$$X_i^k = \begin{cases} 1 & \text{si le couple } (d_i^k, e_i^k) \text{ est} \\ & \text{sélectionné sur le tronçon} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad \begin{matrix} k \quad \forall i : \overline{1, M} \\ \forall k : \overline{1, n} \end{matrix} \quad (41)$$

On doit assurer un seul diamètre extérieur le long du pipeline.

$$\text{Diam} > 0 \quad (42)$$

2.2. Contraintes physiques

A. Contrainte selon la charge de la pression maximale opératoire PMO:

Les contraintes (22) et (23) sont équivalentes aux contraintes suivantes :

$$h_{PMO} \leq h_{PMS} \quad (43)$$

$$h_{PMO} > h_{pb} \quad (44)$$

L'équation du bilan de charge (4) peut être écrite sous la forme suivante:

$$Z_{OO} + h_{PMO} + (n_o - 1) h_{pp} = b h_f^k + Z_{nn} + h_{fin} \quad (45)$$

avec:

$$h_{PMO} = h_{pp} + h_{pb} \quad (46)$$

$$h_{PMO} = b h_f^k + Z_{nn} + h_{fin} - Z_{oo} - (n_o - 1) h_{pp} \quad (47)$$

des équations (40) et (41), il résulte:

$$b h_f^k + Z_{nn} - Z_{oo} + h_{fin} - (n_o - 1) h_{pp} \leq h_{PMS} \quad (43')$$

$$(1 - n_o) h_{pp} + b h_f^k + Z_{nn} - Z_{oo} + h_{fin} > h_{pb} \quad (44')$$

$$h_f^k \leq \frac{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (n_o - 1) h_{pp}}{b} \quad (43'')$$

$$h_f^k > \frac{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{pb} + (n_o - 1) h_{pp}}{b} \quad (44'')$$

B. Contrainte en régime laminaire:

La contrainte (10) pour un diamètre intérieur est :

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k > 152,586 \frac{q_{Max}}{v} \quad (48)$$

$$\lambda^k = \frac{64}{Re} \quad (49)$$

$$\lambda^k = \frac{64 v d_i^k}{3,54 \cdot 10^5 q_{Max}} \quad (49')$$

$$\text{et } h_f^k = 6,376 \cdot 10^9 \frac{l_k q_{Max}^2 v}{(d_i^k)^5} \lambda^k \quad (50)$$

en remplaçant la formule (45) dans (46), on a :

$$h_f^k = 6,376 \cdot 10^4 \frac{64}{3,54} l_k \frac{q_{Max} v}{(d_i^k)^4} \quad (51)$$

A partir de la formule (51) et de l'inéquation (44''), on a pour résultat le diamètre intérieur :

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k < \left(\frac{6,376 \cdot 64 \cdot 10^4}{3,54} \frac{b v q_{Max} l_k}{Z_{oo} + h_{pb} - Z_{rn} - h_{fn} + (no - 1) h_{pp}} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (52)$$

même chose pour l'inéquation (40'') :

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k \geq \left(\frac{6,376 \cdot 64 \cdot 10^4}{3,54} \frac{b v q(t) l_k}{h_{pms} - Z_{rn} + Z_{oo} - h_{fn} + (no - 1) h_{pp}} \right)^{\frac{1}{4}} \quad (53)$$

C. Contrainte en régime turbulent:

❶ La zone des tubes lisses:

Les contraintes (15') et (16') pour un diamètre intérieur avec un débit q_{Max} à la période t

sont:

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k > 11,683 \left(\frac{q_{Max}}{v} \right)^{\frac{7}{15}} \quad (54)$$

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k \leq 152,586 \frac{q_{Max}}{v} \quad (55)$$

Le coefficient de friction de la formule de BLASIUS aura pour expression:

$$\lambda^k = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}} \quad (56)$$

$$\lambda^k = \frac{0,3164 v^{0,25} (d_i^k)^{0,25}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} (q_{\text{Max}})^{0,25}} \quad (57)$$

Les pertes de charge dans la zone des tubes lisses, exprimées par les formules (54) et (57) donne:

$$h_f^k = \frac{6,376 \cdot 0,3164 \cdot 10^9 l_k v^{0,25} (q_{\text{Max}})^{\frac{7}{4}}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} (d_i^k)^{\frac{19}{4}}} \quad (58)$$

A partir de la formule (58) et l'inéquation (43") et (44"), nous tirons les contraintes:

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k < \left(\frac{6,376 \cdot 0,3164 \cdot 10^9 b l_k v^{0,25} (q_{\text{Max}})^{\frac{7}{4}}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} Z_{00} + h_{pb} - Z_{nn} - h_{fn} + (no-1) h_{pp}} \right)^{\frac{4}{19}} \quad (59)$$

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k \geq \left(\frac{6,376 \cdot 0,3164 \cdot 10^9 b l_k v^{0,25} (q_{\text{Max}})^{\frac{7}{4}}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} Z_{00} + h_{PMS} - Z_{nn} - h_{fn} + (no-1) h_{pp}} \right)^{\frac{4}{19}} \quad (60)$$

⊙ La zone des tuyaux rugueux:

Les contraintes (17') et (18') pour un diamètre intérieur:

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k \leq 11,683 \left(\frac{q_{\text{Max}}}{v} \right)^{\frac{7}{15}} \quad (61)$$

$$X_i^k = 1 \Rightarrow 17700 \frac{q_{\text{Max}}}{v} (d_i^k)^{-2} - 765 \log_{10}(d_i^k) < 1660,28 \quad (62)$$

Le coefficient de friction de la formule d'ALTCHOUL est :

$$\lambda^k = 0,11 \left(\frac{0,025}{d_i^k} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25} \quad (63)$$

$$\lambda^k = 0,11 \left(\frac{0,025}{d_i^k} + \frac{68 v d_i^k}{3,54 \cdot 10^5 q(t)} \right)^{0,25} \quad (64)$$

Les pertes de charge liées à la zone des tuyaux rugueux sont obtenues par les formules (53) et (64) :

$$h_f^k = 6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot (0,025)^{0,25} \frac{l_k (q(t))^2}{(d_i^k)^{\frac{21}{4}}} + \frac{6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot (68)^{0,25} l_k (v)^{0,25} (q_{Max})^{\frac{7}{4}}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} (d_i^k)^{\frac{19}{4}}} \quad (65)$$

De la formule (65) et de l'inéquation (42") on a :

$$X_1^k = 1 \Rightarrow \frac{A}{(d_i^k)^{\frac{21}{4}}} + \frac{B}{(d_i^k)^{\frac{19}{4}}} \leq \frac{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (no - 1) h_{pp}}{b} \quad (66)$$

$$\text{avec : } A = 6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot 0,025^{0,25} l_k (q_{Max})^2$$

$$B = \frac{6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot 68^{0,25}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25}} l_k v^{0,25} (q_{Max})^{\frac{7}{4}}$$

Les constantes A et B sont toujours positives, l'inéquation (66) est vraie pour :

$$\frac{A}{(d_i^k)^{\frac{21}{4}}} \leq \frac{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (no - 1) h_{pp}}{b} \quad (67)$$

$$\frac{B}{(d_i^k)^{\frac{19}{4}}} \leq \frac{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (no - 1) h_{pp}}{b} \quad (68)$$

$$\Leftrightarrow d_i^k \geq \left[\frac{1,02 \cdot 6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot 0,025^{0,25} l_k (q_{Max})^2}{Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (no - 1) h_{pp}} \right]^{\frac{4}{21}} \quad (69)$$

$$d_i^k \geq \left[\frac{1,02 \cdot 6,376 \cdot 10^9 \cdot 0,11 \cdot 68^{0,25} l_k v^{0,25} (q_{Max})^{\frac{7}{4}}}{(3,54 \cdot 10^5)^{0,25} (Z_{oo} - Z_{nn} - h_{fin} + h_{PMS} + (no - 1) h_{pp})} \right]^{\frac{4}{19}} \quad (70)$$

même chose pour la formule (66) remplacée dans l'inéquation (42") :

$$\frac{A}{(d_i^k)^{\frac{21}{4}}} + \frac{B}{(d_i^k)^{\frac{19}{4}}} > \frac{Z_{00} - Z_{nn} - h_{fn} + h_{pb} + (no - 1) h_{pp}}{b} \quad (71)$$

ce qui donne:

$$A (d_i^k)^{-0,25} + B (d_i^k)^{0,25} - (d_i^k)^5 \left\{ \frac{Z_{00} - Z_{nn} - h_{fn} + h_{pb} + (no - 1) h_{pp}}{b} \right\} > 0 \quad (72)$$

2.2.1. Contrainte sur la vitesse d'écoulement du pétrole brut dans la conduite

L'inéquation (19) peut être écrite sous la forme suivante:

$$V_k \leq V_{Max} \quad (73)$$

d'où la formule (20) modifiée selon les unités utilisées :

$$V_k = \frac{10^6 q_{Max}}{900 \pi (d_i^k)^2} \quad (74)$$

La contrainte vitesse se traduit par un diamètre intérieur tel que :

$$X_i^k = 1 \Rightarrow d_i^k \geq \sqrt{\frac{10^6 q_{Max}}{900 \pi V_{Max}}} \quad (75)$$

2.2.2. Contrainte sur l'épaisseur de la conduite

On élimine encore l'ensemble des diamètres intérieurs qui restent réalisables suivant les contraintes mentionnées précédemment par la contrainte épaisseur (27) :

$$\sum_{i=1}^M X_i^k \frac{d_i^k}{e_i^k} \leq \frac{2 (\text{Min} [\sigma_1^k ; \sigma_2^k] - \text{PMS})}{\text{PMS}} \quad \forall k : \overline{1, n} \quad (76)$$

Avec :

$$\sigma_1^k = Ke'(k) \sigma_e$$

$$\sigma_2^k = Kr'(k) \sigma_r$$

Remarque

L'épaisseur réelle e_i^k qui est une valeur normalisée dans le catalogue API (voir annexe[14]) suivant le diamètre extérieur dans les conduites, les normes API n'admettent pas une épaisseur plus grande que 11/8 de pouce et pas moins de 1/15 de pouce.

$$e_i^k \leq E_{p_{\max}} \Leftrightarrow e_i^k \leq 34,9 \quad (77)$$

$$e_i^k \geq E_{p_{\min}} \Leftrightarrow e_i^k \geq 1,7 \quad (78)$$

De l'inéquation (77) on a :

$$\sum_{i=1}^M X_i^k d_i^k \leq \frac{2 E_{p_{\max}} (\text{Min}[\sigma_1^k ; \sigma_2^k] - \text{PMS})}{\text{PMS}} \quad \forall k : \overline{1, n} \quad (79)$$

Dans ce cas la PMO est déjà choisie selon la formule (43) d'où :

$$\text{PMS} = \frac{\text{PMO}}{0,9} \quad [\text{DREN} ; 1982]$$

Et de l'inéquation (78) on a :

$$\sum_{i=1}^M X_i^k d_i^k \geq \frac{2 E_{p_{\min}} (\text{Min}[\sigma_1^k ; \sigma_2^k] - \text{PMS})}{\text{PMS}} \quad \forall k : \overline{1, n} \quad (80)$$

Il faut quand même vérifier que l'épaisseur réelle e_i^k reste toujours strictement inférieure au diamètre intérieur, chose évidente à satisfaire par :

$$d_i^k > e_i^k \quad (81)$$

2.3. Contraintes du système

2.3.1. Homogénéité

a. de la distance

$$\sum_{k=1}^n l_k = L \quad (82)$$

avec:

$$l_k = \sqrt{(x(k) - x(k-1))^2 + (y(k) - y(k-1))^2} \quad k: \overline{1, n} \quad (83)$$

b. des diamètres extérieurs sélectionnés

$$\sum_{i=1}^M X_i^k (d_i^k + 2 e_i^k) = \text{Diam} \quad \forall k: \overline{1, n} \quad (84)$$

2.3.2. Contrainte d'unicité du diamètre intérieur sur le tronçon

On affecte un seul diamètre intérieur et une seule épaisseur à un tronçon k par la contrainte ci-dessous :

$$\sum_{i=1}^N X_i^k = 1 \quad \forall k: \overline{1, n} \quad (85)$$

2.3.3. Contrainte d'intégrité

$$X_i^k \in \{0; 1\} \quad \forall i: \overline{1, M} \quad (86)$$

$$\forall k: \overline{1, n}$$

2.4. Contrainte sur les coûts d'investissement directs et indirects

Le coût du pipeline est déterminé en fonction du coût massique du tube, cela va nous permettre de choisir le diamètre intérieur à prendre en considération.

La fonction coût d'acquisition (34) aura pour expression:

$$C_{AT} = C1 C_{ac} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k \quad (87)$$

le coût total direct du tube engendré par le tronçon k, se traduit par :

$$Cd = (C1 + C2 + C3 + C4 + C3 C5) C1 C_{ac} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k$$

$$+ (1 + C5) (C_{ac - rev} + C_{ac - p}) \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) l_k X_i^k \quad (88)$$

Le coût total indirect (38) est :

$$Cid = C7(C2 + C3 + C4 + C3 C5) C1 C_{ac} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k$$

$$+ C7 (1 + C5) (C_{ac - rev} + C_{ac - p}) \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) l_k X_i^k \quad (89)$$

et l'investissement total (35) :

$$\text{Inv} = (1 + C_6 + C_7) \left\{ (1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_3 C_5 - C_6 - C_7) C_1 C_{ac} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k + (1 + C_5) (C_{ac-rev} + C_{ac-p}) \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) l_k X_i^k \right\} \quad (90)$$

2.5. Contrainte sur les dépenses d'exploitation

La formule (35) du coût opératoire peut être écrite :

$$\text{COP} = (1 + C_{10}) F_p + (C_2 C_9 + C_4 + C_{10} + C_2 C_{10} + C_4 C_{10}) C_1 C_{ac} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k + (C_9 + C_{10}) C_{ac-rev} \sum_{i=1}^N \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) l_k X_i^k + E_n \quad (91)$$

2.6. Fonction objectif

Notre but est la minimisation des coûts d'investissement et d'exploitation, en considérant simplement les coûts opératoires sans les frais financiers et l'amortissement.

$$\text{Minimiser} \langle \text{Inv} + \text{COP} \rangle \quad (92)$$

On pose :

$$w_1 = ((1 + C_6 + C_7) * (1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_3 * C_5 - C_6 - C_7) + (1 + C_8) * (C_2 * C_9 + C_4 + C_{10} + C_2 * C_{10} + C_4 * C_{10})) * C_1 * C_{ac}$$

$$w_2 = ((1 + C_5) + (1 + C_8) * (C_9 + C_{10})) * C_{ac-rev} + (1 + C_5) * C_{ac-p}$$

Notre fonction objectif est calculée sans les frais :

- financiers,
- de gestion,
- de personnel,
- d'amortissement, de la manière suivante :

$$\text{Minimiser} \left\langle w_1 \sum_{i=1}^M \sum_{k=1}^n (d_i^k + 2 e_i^k) e_i^k l_k X_i^k + w_2 \sum_{k=1}^n l_k \text{Diam} \right\rangle \quad (93')$$

2.7. Taille de la formulation

Cette formulation se caractérise par sa complexité qui oblige de ne pas ignorer les performances et le temps de résolution de la modélisation.

2.7.1. Nombre de variables:

$$(41) \quad M \cdot n$$

$$(42) \quad S$$

2.7.2. Nombre de contraintes :

① Contrainte au niveau du bac de stockage :

$$(29) \quad 1$$

$$(30) \quad 1 \qquad (31) \quad 1$$

② Contrainte en régime laminaire :

$$(48) \quad M \cdot n$$

$$(52) \quad M \cdot n \qquad (53) \quad M \cdot n$$

③ Contrainte en régime turbulent :

* la zone tube lisse :

$$(54) \quad M \cdot n \qquad (59) \quad M \cdot n$$

$$(55) \quad M \cdot n \qquad (60) \quad M \cdot n$$

* la zone des tuyaux rugueux :

$$(61) \quad M \cdot n \qquad (69) \quad M \cdot n$$

$$(62) \quad M \cdot n \qquad (70) \quad M \cdot n$$

$$(72) \quad M \cdot n$$

④ Contrainte selon la vitesse d'écoulement du brut dans la conduite :

$$(75) \quad M \cdot n$$

⑤ Contrainte selon l'épaisseur du tube :

$$(76) \quad M \cdot n \qquad (80) \quad M \cdot n$$

$$(79) \quad M \cdot n \qquad (81) \quad M \cdot n$$

⑥ Homogénéité :

(84) n

(85) n

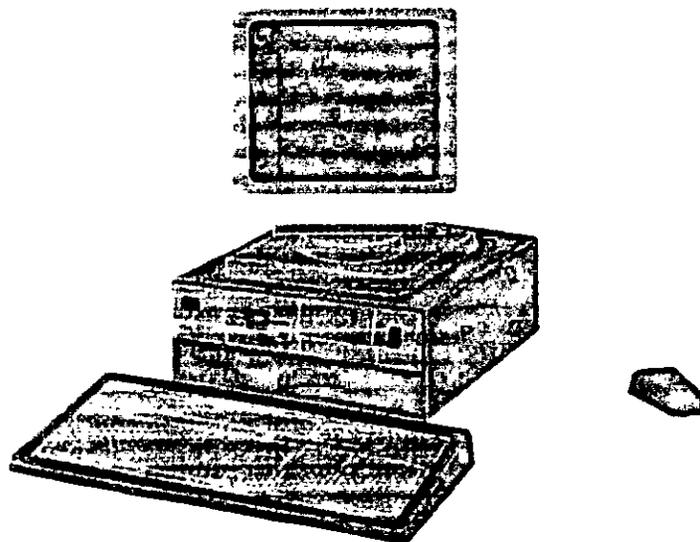
Exemple pour : $n = 10$, $M = 10$, $S = 6$:

Nous obtenons :

- 106 variables.
- 1363 contraintes.

Chapitre VII

Logiciels de résolutions



VII. 1. Introduction

D'après l'énoncé de notre sujet, nous devons générer une solution qui minimise les charges d'investissement et les coûts d'exploitation sur une période de quinze années.

La solution devrait ainsi satisfaire deux critères qui sont :

- ① la détermination du diamètre extérieur optimal sur le long du pipeline.
- ② une résolution en terme d'approche ensemble fini, qui nous détermine le meilleur tracé à entreprendre.

Le nombre de variables et de contraintes est assez important, et rend nécessaire l'utilisation d'un logiciel de programmation mathématique.

L'objectif assigné n'étant pas d'implémenter un logiciel de programmation mathématique (plus exactement il s'agit de programmation mathématique en nombres mixtes et la réalisation de ce logiciel dépasse le cadre de ce projet), mais plutôt de modéliser un système réel afin de pouvoir répondre à certaines questions bien définies, nous nous sommes dès le départ et une fois la modélisation réalisée, attelés à trouver un logiciel de traitement approprié.

VII.2. Présentation sommaire des logiciels susceptibles d'être utilisés

Beaucoup de temps et d'efforts ont été investis, d'abord dans la recherche et l'acquisition de ces logiciels, et ensuite dans leur mise en oeuvre. C'est ainsi que nous avons, tour à tour, essayé d'utiliser cette liste de logiciels.

2.1. GINO (1984)

Général Interactive Optimizer, a été développé par:

LEDSON LEON, WARREN ALLAN, et LINDO SYSTEMS Inc, en 1984.

Cet outil permet de résoudre les problèmes non linéaires, mais présente l'inconvénient majeur de ne considérer que 30 contraintes et 50 variables pour la version étudiant.

2.2. MINOS (1983)

L'outil de résolution Minos version 5.0 a été développé par MURTGH Bruce et SAUNDERS Michel du département de recherche opérationnelle de l'université de STANFORD, en 1983.

MINOS n'accepte pas des variables binaires, mais permet de résoudre des problèmes non linéaires avec contraintes.

2.3. EUREKA the solver (1987)

Eureka version 1.0 a été créé en 1987 par Borland Inc. Cet outil de résolution non linéaire présente l'inconvénient majeur de ne considérer qu'une trentaine de contraintes.

2.4. LINGO (1988)

LINGO a été développé par LINDO SYSTEMS Inc en 1988 pour résoudre des problèmes linéaires en nombres entiers, avec une capacité limitée qui est de 65 variables en nombres entiers.

2.5. LINDO (1989)

LINDO a été développé par LINDO SYSTEMS en 1989. Il résout plusieurs types de problèmes parmi lesquels nous citerons les problèmes quadratiques, les problèmes linéaires et les problèmes en nombres entiers.

Il dispose d'une capacité maximale de 300 éléments (coefficients), 60 contraintes et 120 variables parmi lesquelles 100 variables linéaires.

2.6. GAMS (1990)

Général Algebraic Modeling System a été développé par ANTHONY BROOKE et ALEXANDER MEERAUS de la Banque Mondiale (World Bank). Le travail de recherche et de développement sur GAMS a été initié par "The Bank's Research Committee" sous la Direction du Département de Recherche et Développement à Washington D.C. Beaucoup de scientifiques ont participé dans l'implémentation et la conception du logiciel GAMS, on peut citer Michael Saunders, fondateur du

logiciel MINOS qui a été modifié dans sa conception pour être exécuté sous GAMS.

GAMS est conçu pour déterminer une solution de larges et complexes modèles mathématiques, très simples pour les programmeurs et très compréhensibles par les utilisateurs de différentes disciplines (gestionnaires, économistes, ...).

VII.3. Choix de l'outil de résolution approprié :

La difficulté intrinsèque des logiciels est accentuée par la non-disponibilité de la documentation technique.

La complexité du modèle par sa taille et sa structure particulière (modèle avec variables de décisions binaires), nous oblige d'adopter un logiciel (ZOOM sous GAMS en l'occurrence annexe), de haut niveau pour une représentation compacte d'une grande gamme de modèles complexes, permettant de répondre aux ambiguïtés des déclarations des relations algébriques, ce qui correspond tout à fait à nos besoins.

3.1. Etude du logiciel GAMS

GAMS est composé essentiellement de deux (2) modules :

- ① La partie modélisation (modeler) enregistrée dans un fichier qui prend l'extension : [***.GMS**] pour valider et exécuter le modèle.
- ② La partie solution (solver) qui résoud le modèle et affiche les résultats dans un fichier qui prend l'extension [***.LIST**].

La conception de GAMS a incorporé des idées inspirées de la théorie des bases de données et de la programmation mathématique et a essayé de faire fusionner ces idées pour convenir aux besoins stratégiques du modeler.

La représentation du modèle par GAMS est une forme qui peut facilement être lue par les utilisateurs.

A. Utilisation de l'interface

GAMS offre une architecture ouverte qui permet à chaque utilisateur de choisir son propre processeur et éditeur.

L'interface de base utilisée facilite l'intégration de GAMS avec une variété d'environnements existants et futurs.

B. La bibliothèque de GAMS :

Quand l'architecte commence à concevoir une nouvelle construction, il développe une structure pour utiliser des idées et des techniques qui peuvent être testées sur les structures antérieures. A cette fin, GAMS fournit des exemples de modèles classés dans une bibliothèque. Beaucoup de ces exemples sont classiques et permettent d'illustrer davantage la formulation sous le GAMS.

3.1.1. Structure du modèle (modeler)

Les composantes de base du modeler se présentent ainsi:

Données (Input)

SETS

Déclaration

assigner les membres (indices des variables)

DATA (Paramètres, tables, scalars)

Déclaration

assigner les valeurs (vecteur, tableau, matrice)

VARIABLES

Déclaration

assigner les types (variables de décision).

[Option]

Assigner les valeurs limites (supérieure et inférieure) et les valeurs initiales.

EQUATIONS

Déclaration

Définition des contraintes et de la fonction objectif.

Modèle de résolution (spécifie le solver à utiliser).

[Option]

Spécification des variables à afficher [valeur primale, duale, borne inférieure ou supérieure].

Un modèle écrit en GAMS est une série de déclarations dans le langage GAMS.

La seule règle qui gouverne, c'est l'ordre des déclarations (une entité du modèle ne peut être référencée avant d'être déclarée).

3.1.2. Structure du module de résolution (solver)

Il existe six solvers dans GAMS:

1- **BDMLP** : permet de résoudre les problèmes linéaires et les modèles relaxés en nombres entiers mixte (RMIP: Relaxed Mixed Integer Problems).

2 - **DICOPT** : Cet outil est conçu pour les modèles non linéaires en nombres entiers mixtes MINLP (Mixed Integer Nonlinear Problems).

3 - **CONOPT** : La version CONOPT résoud les modèles non linéaires (NLP), les modèles linéaires (LP), les modèles relaxés mixtes en nombres entiers linéaires (RMIP) et non linéaires (RMINLP).

4 - **MINOS 5** : Cette version développée sous GAMS par Phillip E Gill, Walter Murray et Michael Saunders est utilisée pour résoudre les problèmes non linéaires (NLP), les modèles relaxés en nombres entiers mixtes non linéaires (RMINLP) et les modèles discontinus non linéaires (DNLP).

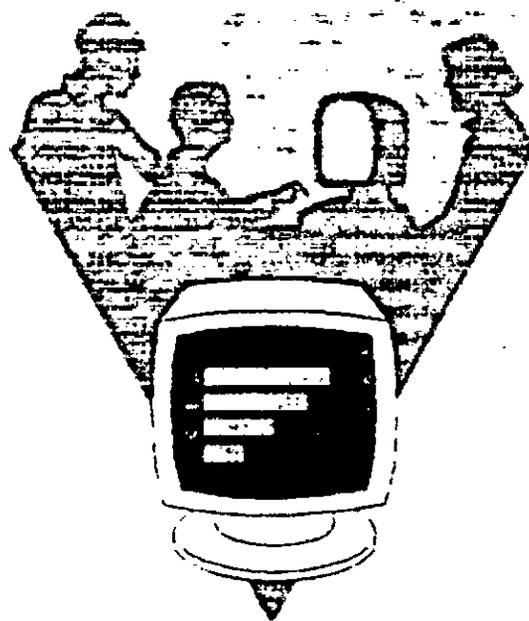
5 - **ZOOM** : L'outil de résolution ZOOM version 2.2 développé par Dr ROY MARSTERN et Dr JAYA SINGHAL du laboratoire XMP Optimization Software Inc à Tucson en Arizona. Ecrit dans un langage FORTRAN, GAMS/ZOOM permet de résoudre de larges gammes de problèmes d'optimisation linéaires (LP), les modèles en zéro / un relaxés en nombres entiers mixtes (RMIP) et en nombres entiers mixtes (MIP: mixed integer models).

6 - **OSL** : L'outil de résolution OSL a le même rôle que ZOOM et utilise la méthode de séparation et évaluation "Branch & Bound".

La programmation en nombres entiers mixtes s'adapte aux problèmes de décision.

Chapitre VIII

Résolution du problème



VIII.1. Choix des inputs

Les données nécessaires à la mise en oeuvre de notre modèle sous GAMS sont :

VIII.1.1. La longueur des tronçons :

A chaque tronçon est k ($k : 1, 10$), nous associons sa longueur de manière que la somme des longueurs soit égale à la distance totale du tracé choisi.

Tronçon (n)	Point kilométrique (km)	Hauteur (m)
Terminal départ RTB	0	61
1	7	50
2	24	26
3	34,5	26
4	52,5	31
5	64	24
6	94	8
7	96,5	0
8	113,5	9
9	124,5	23
Terminal arrivée SPB	141,5	76

Tableau VIII.1

L'écoulement du pétrole brut se fait par gravitation sur les 96,5 premiers kilomètres. A partir du septième tronçon (Ain Nagua) le régime d'écoulement doit vaincre la montée sur une distance de 45 km.

VIII.1.2. Les coefficients de rupture et d'élasticité selon la zone traversée :

Les coefficients K_e et K_r correspondants à chaque tronçon k ($k: 1, 10$) sont introduits suivant le nombre de tronçons qui traversent les différentes zones dans le tracé choisi.

Tronçon (n)	K_e	K_r
1	0,82	0,65
2	0,82	0,65
3	0,82	0,65
4	0,82	0,65
5	0,75	0,59
6	0,75	0,59
7	0,82	0,65
8	0,75	0,59
9	0,82	0,65
Terminal arrivée SPB	0,75	0,59

Tableau VIII.2

Le pipeline traverse une zone désertique de 66 km et une zone à moyenne population de 75,5 km correspondant respectivement aux coefficients K_e et K_r , qui varient selon les conditions du tracé.

VIII. 1.3. Les dimensions du tube

Les diamètres internes normalisés du pipeline d_i^k ainsi que les épaisseurs e_i^k sont introduites, dans le programme GAMS ; à chaque tronçon k correspond une épaisseur et un diamètre intérieur, qui vont déterminer le diamètre extérieur recherché. Ainsi le diamètre extérieur sera normalisé et constant sur toute la longueur du pipeline (Voir annexe[14]).

VIII.1.4. Le régime d'écoulement

La viscosité et le débit sont des paramètres importants pour caractériser l'écoulement du pétrole brut dans la canalisation, le choix de la viscosité dépend de la nature gluante du pétrole brut.

Le débit par contre dépend de la demande. Il s'agit pour nous de considérer une demande infinie, donc d'exploiter le gisement à son régime de production en début d'exploitation assurant un débit maximum estimé à 12,5 m³/h, et selon un mode de drainage et un mode de production éruptif des réserves prouvées (voir annexe [21]) dans la zone RTB, celles-ci peuvent assurer ce même débit soit de 12,5 m³/h sur

une période de 15 années. Au delà de cette période le gisement se fatigue et le débit s'affaiblit.

VIII.1.5. Les différents coûts

Les rubriques des coûts d'investissements et d'exploitation sont calculées à base du coût d'acquisition du tube d'acier, du coût d'enrobage et du coût de pose du tube liés par des coefficients pondérés.

Ces coûts sont consignés dans le tableau suivant:

Différents Coûts	Valeurs
La pose du tube (pouce par mètre)	10
L'enrobage du tube (pouce par mètre)	1,45
L'acquisition du tube (\$US / tonne)	800 à 1000

Tableau VIII.3

Ces coefficients liés aux différents coûts sont résumés dans le tableau VIII.4

Coefficient lié au coût	Pourcentage
de la protection cathodique	1,5 %
du transport	0,4 %
des vannes & accessoires auxiliaires	5 %
des autres investissements	35 %
des charges indirectes	20 %
des imprévus	10 %
de l'énergie	30 %
de l'entretien	20 %
des frais de gestion	25 %
d'assurances	0,25 %

Tableau VIII.4

Ces coûts essentiels sont déterminés selon la Division Etudes et Techniques Nouvelles pour l'année 1994.

VIII.1.6. Les tubes d'aciers

Un tube d'acier, après avoir subi des essais hydrostatiques, est caractérisé par ses contraintes de ruptures et d'élasticité.

Les désignations des types d'aciers (voir annexe[15]) sont constituées par la lettre A ou X suivie des deux premiers chiffres de la limite minimale d'élasticité spécifiée (en PSI) [API, 1990].

Le choix du type d'acier pour un pipeline se fait suivant le coût massique calculé par la formule (33') et ses caractéristiques mécaniques influent dans les contraintes (78), (81) et (82) [chapitre formulation mathématique].

VIII.2. Implémentation

A. Introduction

L'implémentation est une partie essentielle de notre travail puisqu'elle nous permet, d'une part, de valider notre modèle et d'autre part de corroborer la méthode de résolution.

Nous n'avons pas été contraints par la taille limite du logiciel GAMS. L'implémentation par les solvers ZOOM et OSL utilisés pour les modèles en nombres entiers mixtes (MIP) a généré un système à :

- 400 variables binaires.
- 6 variables positives discrètes.
- 1651 contraintes linéaires.

B. Le modèle GAMS

Le modler écrit dans le logiciel GAMS est :

```
STITLE Modèle de dimensionnement d'un pipeline
SOFFUPPER
* Discripcion del modelo: El mismo problema trata el determinacion del
*                       diametro optimaes de una canalasatione.
*
* Referencia del autores: Esta formulada es discribada para el duo Nassim
*                       SARI y Amel SEBAA del departimiento Genio industual
*                       del Colegio nacional politecnico de Algel Mayo 1994
SOFFSYMXREF OFFSYMLIST OFFUELLIST OFFUELXREF
```

SETS I Nombre de diametres interieurs et epaisseurs normalises /1*40/

j nombre de diametres extérieurs /1*6 /

k nombre de troncons le long du trace /1*10/ ;

Option ResLim = 100000000, IterLim = 1000000000;

Option LimRow = 0, LimCol = 0 ;

PARAMETERS

l(k) longueur du toncon (km)

/1 7, 2 17,3 10.5,4 18,5 11.5, 6 30,7 2.5, 8 17, 9 11, 10 17 /

ke(k) coefficient d'elasticite du troncon selon la zone traversee

/1 0.82, 2 0.82, 3 0.82, 4 0.82,
5 0.75, 6 0.75, 7 0.82, 8 0.75, 9 0.82, 10 0.75 /

kr(k) coefficient de rupture du troncon selon la zone traversee

/1 0.65, 2 0.65, 3 0.65, 4 0.65, 5 0.59, 6 0.59, 7 0.65,
8 0.59, 9 0.65, 10 0.59 /

DEXT(j) diametres extérieurs normalises (mm)

/1 60.3, 2 101.6, 3 168.3, 4 219.1, 5 273.1, 6 323.9 / ;

TABLE

d(i,k) diametres interieurs (mm)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1	56.1
2	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9	53.9
3	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5
4	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7	50.7
5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5	47.5
6	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1

7	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4	97.4
8	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2	95.2
9	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6	93.6
10	92.	92.	92.	92.	92.	92.	92.	92.	92.	92.
11	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8	88.8
12	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4	85.4
13	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1	164.1
14	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3	160.3
15	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1	157.1
16	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9
17	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7	139.7
18	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5	136.5
19	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7	131.7
20	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1	130.1
21	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9	123.9
22	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7	212.7
23	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1	211.1
24	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5	209.5
25	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7	208.7
26	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9	207.9
27	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7	202.7
28	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7	193.7
29	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9	180.9
30	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1	265.1
31	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3	260.3
32	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5	254.5
33	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3	241.3
34	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5	225.5
35	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1	315.1

36	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1	311.1
37	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5	306.5
38	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5	298.5
39	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7	285.7
40	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1	273.1;

TABLE

e(i,k) epaisseur du tube (mm)										
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
3	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
4	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
5	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
6	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1	11.1
7	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
8	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
9	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.
10	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
11	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
12	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1
13	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1	2.1
14	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.
15	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
16	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
17	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3	14.3
18	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
19	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3	18.3
20	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1

21	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2	22.2
22	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2
23	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.
24	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8	4.8
25	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2
26	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6
27	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2
28	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7
29	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
30	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.	4.
31	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
32	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3	9.3
33	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
34	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8
35	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4
36	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4
37	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7
38	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7	12.7
39	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1	19.1
40	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4	25.4 ;

SCALARS

qmax debit maximum (metre cube par heure) / 12.5 /

SIGELA contrainte d'elasticite (bar) /4130/

SIGRUP contrainte de resistance (bar) /5170 /

C1 coef lie a la masse du tube normalise / 0.02466 /

C2 coef lie au cout de la protection cathodique / 0.015 /

C3 coef lie au cout du transport /0.004 /

C4 coef lie au cout des vannes et accessoires auxiliaires /0.05 /

C5 coef lie au cout des autres investissements /0.35 /

C6 coef lie au cout des imprevus /0.1 /
 C7 coef lie au cout des charges indirectes /0.20 /
 C8 coef lie au cout de l'energie /0.3 /
 C9 coef lie au cout de l'entretien /0.2 /
 C10 coef lie au cout des frais de gestion du cout du personnel /0.25 /
 Cac cout d'une tonne d'acier (dollars par tonne) / 1000. /
 Cacp cout d'acier pose par pouce par metre / 10. /
 Cacr cout d'acier enrobe par pouce par metre / 1.45 /
 PMS pression maximale de service (bar) / 90 /
 Vis viscosite du petrole brut (Cst) / 1.5 /
 Vmax vitesse maximale du petrole brut (metre par seconde) / 3. /
 Epmin epaisseur minimale (mm) / 2.1 /
 z00 hauteur terminal depart (m) / 61. /
 znn hauteur terminal arrive (m) / 76. /
 p / 1175777.62 /
 Epmax epaisseur maximale (mm) / 25.4 / ;

Parameter hpms, a1, a2, Mink(k);

a1 = ((1+C6+C7)*(1+c8)*(1+C2+C3+C4+C3*C5-C6-C7)+

C2*C9+C4+C10+C2*C10+C4*C10)*C1*Cac;

a2 = ((1+C5)*(1+c8)+C9+C10)*Cacr+(1+c8)*(1+C5)*Cacp;

hpms = PMS*1e5/(9.81*850);

Display a1, a2;

Mink(k) = min(ke(k)*SIGELA, kr(k)*SIGRUP)-PMS;

VARIABLES

X(i,k) variable binaire representant la selction du couple diametre et epaisseur

Z cout de revient total (investissement plus cout operatoire)

Diam Diametre exterieur du pipe ;

Binary variable x ;

Free variable z ;

Positive Variable Diam;

EQUATIONS

COUREV fonction objectif

Solit(k) contrainte d'unicite des epaisseurs et diametres interieur sur un troncon

bahmah(i,k,j) contrainte sur l'homogeneite du diametre exterieur normalise

contr1(k)

contr2(k)

contr3(k)

contr4(i,k)

contr5(i,k)

debit1(i,k) contrainte liee au regime d'ecoulement du petrole brut

debit2(i,k) contrainte liee au regime d'ecoulement du petrole brut

Nanah(k);

Courev.. $Z = E = \text{Sum}((i,k), (d(i,k) + 2 * e(i,k)) * l(k) * a1 * e(i,k) * X(i,k))$
 $+ \text{Sum}(k, a2 * l(k) * \text{Diam});$

Solit(k).. $\text{Sum}(i, x(i,k)) = E = 1 ;$

contr1(k).. $\text{Sum}(i, x(i,k) * d(i,k)) = G = 2 * E_{pmin} * Mink(k) / pms;$

contr2(k).. $\text{Sum}(i, x(i,k) * d(i,k)) = L = 2 * E_{pmax} * Mink(k) / pms;$

contr3(k).. $\text{Sum}(i, x(i,k) * d(i,k) / e(i,k)) = L = 2 * Mink(k) / pms;$

contr4(i,k) $\$(d(i,k) \ge (p * vis * qmax * l(k) / (z00 - znn))^{*0.25}).. x(i,k) = E = 0 ;$

```

contr5(i,k)$d(i,k) LT (p*vis*qmax*l(k)/(hpms-znn+z00))**0.25).. x(i,k) =E= 0;
Bahmah(i,k,j)$dext(j) NE (2*e(i,k)+d(i,k)).. x(i,k) =E= 0;

Nanah(k) Sum(i, x(i,k)*(2*e(i,k)+d(i,k))) =E= Diam;

debit1(i,k)$d(i,k) LE (11.683*(qmax/vis)**(7/15)).. x(i,k) =E= 0;
debit2(i,k)$d(i,k) GT (152.586*qmax/vis).. x(i,k) =E= 0;

Option MIP = osl;

Model Amel /Courev, Solit, contr1, contr3, Nanah, contr2, debit1, debit2 /;
SOLVE Amel USING MIP MINIMIZING Z;

OPTION EJECT, X:0:0:1;
Option SolPrint = Off;
DISPLAY X,L;
Display Diam,l;

```

VIII.2.1. Hypothèses du système

- ① L'acheminement du pétrole brut est du terminal départ RTB au terminal arrivée SPB à une distance de 141,5 km.
- ② Assurer un débit de 12,5 m³/h.
- ③ La pression maximale de service est de 90 bar.
- ④ La vitesse maximale de l'écoulement du pétrole brut est de 3 m/s.
- ⑤ La viscosité du pétrole brut est de 2.1 cSt.

VIII.2.2. Solution de base

La solution obtenue par GAMS est résumée comme suit :

Solver utilisé	OSL	ZOOM
Type de solver	MIP	MIP
Temps de compilation (seconde)	0,16	0,73
Temps d'exécution (seconde)	1,6	1,9
Espace mémoire (Mbytes)	0,16	0,73
Nombre de noeuds (branch & bound) *	1030	1061
Type d'acier	X 56	X56
Diamètre extérieur (mm)	168,3	168,3
Fonction objectif relaxée (10^6 \$US)	14,3638	14,3638
Fonction objectif optimale (10^6 \$US)	15,4089	15,4089

Tableau VIII.4

* le nombre maximal est de 2800 branches.

Les diamètres intérieurs et épaisseurs pour chaque tronçon sont résumés comme suit:

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	160,3	4
2	160,3	4
3	160,3	4
4	160,3	4
5	160,3	4
6	160,3	4
7	160,3	4
8	160,3	4
9	160,3	4
10	160,3	4

Tableau VIII.4

Cette solution était prévisible concernant l'épaisseur du tube puisque le tracé traverse en grande partie des zones désertiques où les coefficients de sécurité sont faibles.

VIII. 3. Validation

La validation est une étape très importante dans l'élaboration d'un modèle. Elle a pour principal but de confronter le modèle à la réalité et de tester les résultats qu'il génère. Plusieurs approches de validation sont concevables :

❶ La première consiste à introduire les paramètres intervenant dans la formulation et à vérifier la cohérence globale en soumettant les résultats obtenus à l'appréciation d'experts. Il est clair que la qualité de la solution est fortement dépendante de la fiabilité et de la précision des données.

❷ La seconde approche consiste à appliquer le modèle à une situation antérieure bien connue et pour laquelle toutes les données sont disponibles.

Toutefois, il ne faut pas s'attendre à ce que la réponse du modèle soit en tout point conforme aux différentes évolutions du système réel. En effet, les décisions prises par les managers revêtent un caractère ponctuel alors que notre modèle devrait avoir une vision plus globale, intégrant un ensemble de décisions.

Néanmoins, les données historiques peuvent être utilisées comme borne lors de l'appréciation de la qualité de la solution obtenue.

❸ La troisième approche, qui pourrait être considérée comme complémentaire à la première, consiste à s'assurer de la stabilité de la réponse du système lorsque ses entrées sont soumises à des perturbations. Les principales techniques pouvant être utilisées sont:

- le paramétrage,
- l'introduction de contraintes supplémentaires pour apprécier le degré d'adaptation et de flexibilité du système, et
- la relaxation de contraintes.

L'étape de validation a été faite au niveau de la Direction Organisation et Planification.

Toutes les contraintes du modèle ont été vérifiées. Ainsi, nous conserverons la solution précédente en considérant une étude de sensibilité. Nous allons paramétrer les différents inputs afin de connaître leurs influences sur la solution obtenue.

VIII.3.1. Etude de sensibilité

Scénario 1

Nous allons considérer la deuxième variante du tracé reliant le gisement RTB au terminal arrivée SP2 sur une distance de 167 km.

Tronçon (n)	Point kilométrique (km)	Hauteur (m)
Terminal départ RTB	0	61
1	10	49
2	25	41
3	36	29
4	50	26
5	55	18
6	63	19
7	75	31
8	104	67
9	139	150
Terminal arrivée SP2	167	217

Tableau VIII.5

Acheminement du gisement RTB à SP2 (Ferme Duforg). Les résultats obtenus sont consignés dans le tableau ci-dessous:

Solver utilisé	OSL	ZOOM
Temps de compilation (seconde)	0,30	0,31
Temps d'exécution (seconde)	1,2	1,6
Espace mémoire (Mbytes)	0,43	0,81
Nombre de noeuds (branch & bound)	110	160
Type d'acier	X 56	X 56
Diamètre extérieur (mm)	168,3	168,3
Fonction objectif relaxée (10^6 \$US)	15,81	15,81
Fonction objectif optimale (10^6 \$US)	16,079	16,079

Tableau VIII.6

La solution obtenue pour chaque tronçon :

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	160,3	4
2	160,3	4
3	160,3	4
4	160,3	4
5	160,3	4
6	160,3	4
7	160,3	4
8	160,3	4
9	160,3	4
10	160,3	4

Tableau VIII.7

D'après les résultats obtenus ci-dessus, partant d'un débit de $12,5 \text{ m}^3/\text{h}$, l'augmentation de la distance de 18 % de la première variante (RTB à SPB) n'a provoqué aucun changement sur les dimensions du pipeline, mais par contre elle a provoqué une augmentation pour la deuxième variante (RTB à SP2) de 5 % dans sa fonction objectif.

Remarque

On a obtenu les mêmes épaisseurs dans chaque tronçon du fait que les coefficients de sécurité k_e et k_r restent inchangé (~~ses~~). Autrement dit, ce tracé reliant le gisement RTB au terminal arrivée SP2 traverse les mêmes zones du tracé précédent.

Scénario 2

Partant d'un débit de $12,5 \text{ m}^3/\text{h}$ et une distance de $141,5 \text{ km}$ reliant le gisement RTB à la station SPB, le changement des contraintes d'élasticités σ_e et les contraintes de ruptures σ_r (Voir annexe[15]) provoque une perturbation sur les caractéristiques mécaniques du tube.

Après avoir effectué plusieurs changement sur σ_e et σ_r ; en se référant aux tables API (Voir annexe[15]) on aboutit aux résultats ci-dessous:

Résultats

Une augmentation de 125 % de σ_e et de 115 % de σ_r sur le type d'acier XC56 conduit aux résultats suivants :

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	212,7	3,2
2	212,7	3,2
3	212,7	3,2
4	212,7	3,2
5	212,7	3,2
6	212,7	3,2
7	212,7	3,2
8	212,7	3,2
9	212,7	3,2
10	212,7	3,2

Tableau VIII.8

Solver utilisé	OSL	ZOOM
Temps de compilation (seconde)	0,33	0,32
Temps d'exécution (seconde)	0,9	1,2
Espace mémoire (Mbytes)	0,65	0,14
Nombre de noeuds (branch & bound)	101	170
Type d'acier	X 70	X 70
Diamètre extérieur (mm)	219,1	219,1
Fonction objectif relaxée (10^6 \$US)	15,7607	15,7607
Fonction objectif optimale (10^6 \$US)	16,9106	16,9106

Tableau VIII.9

Si on diminue σ_e à 45 % et σ_r à 63 % du type d'acier XC56, la solution reste la même que le tableau VIII.4.

Donc l'intervalle de stabilité pour ce changement de contrainte en Bar est :

$$\sigma_e = [2890, 4480] ; \sigma_r = [4130, 5300]$$

Scénario 3

L'objectif visé dans ce scénario est de montrer l'influence de la quantité (débit) transportée avec le diamètre extérieur. On fixe deux paramètres:

- ① La distance reliant RTB à SPB (141,5 km).
- ② Les contraintes d'élasticités et de ruptures :

$$\sigma_e = 3860 \text{ Bar}$$

$$\sigma_r = 4810 \text{ Bar}$$

En faisant varier le débit à plusieurs reprises, nous obtenons les valeurs suivantes:

En diminuant le débit a 17,6 % du débit normal, nous obtenons le tableau de résultat suivant :

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	157,1	5,6
2	157,1	5,6
3	157,1	5,6
4	157,1	5,6
5	157,1	5,6
6	157,1	5,6
7	157,1	5,6
8	157,1	5,6
9	157,1	5,6
10	157,1	5,6

Tableau VIII.10

Pour une diminution de 16,8 %, nous obtenons:

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	150,9	8,7
2	150,9	8,7
3	150,9	8,7
4	150,9	8,7
5	150,9	8,7
6	150,9	8,7
7	150,9	8,7
8	150,9	8,7
9	150,9	8,7
10	150,9	8,7

Tableau VIII.11

Une diminution de 16 % du débit normal, nous obtenons le tableau suivant:

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	139,7	14,3
2	139,7	14,3
3	139,7	14,3
4	139,7	14,3
5	139,7	14,3
6	139,7	14,3
7	139,7	14,3
8	139,7	14,3
9	139,7	14,3
10	139,7	14,3

Tableau VIII.12

En diminuant le débit à 17,6 % du débit normal, nous observons les résultats suivants :

- ① Le diamètre reste constant sur toute la longueur.
- ② L'épaisseur augmente.

Un écart de 5 % sur le débit de ce résultat a tendance à augmenter l'épaisseur d'avantage.

Ces résultats sont cohérents puisque la diminution du débit augmente les pertes de charge, qui nécessite une forte pression de refoulement donc une grande épaisseur afin d'éviter toute fissure au niveau du tube.

L'augmentation du débit à plus de 1000 % n'a conduit à aucun changement dans le diamètre extérieur du tube.

Arrivé au débit $Q = 410,52 \text{ m}^3/\text{h}$, obtenu par plusieurs essais au niveau du logiciel GAMS, nous obtenons un diamètre extérieur de 8" sur toute la longueur de la canalisation les résultats sont consignés dans le tableau suivant :

Tronçon (n)	Diamètre intérieur (mm)	Epaisseur (mm)
1	212,7	3,2
2	212,7	3,2
3	212,7	3,2
4	212,7	3,2
5	211,1	4
6	211,1	4
7	212,7	3,2
8	211,1	4
9	212,7	3,2
10	211,1	4

Tableau VIII.13

Ce changement des épaisseurs au niveau des tronçons est dû essentiellement à la variation de σ_e et σ_r sur le terrain traversé.

Nous résumons tous ces résultats dans le tableau ci-dessous:

Débit (m^3/h)	débit normal 12,5	Plus de 12,5 410,52	Moins de 12,5		
			2,2	2,1	2
Diamètre extérieur (mm)	168,3	219,1	168,3	168,3	168,3
Type d'acier	X56	X56	X56	X56	X56
Fonction objectif (10^6 \$US)	14,361	15,342	14,463	14,566	14,788
Fonction objectif optimale (10^6 \$US)	15,4089	16,263	15,504	15,688	15,907

Tableau VIII.14

VIII.3.2. Conclusion :

Par cette étude de sensibilité nous avons pu montrer la stabilité du système pour un diamètre de 6", avec une épaisseur de 4 mm sur toute la distance du pipeline.

Cette résolution par le logiciel GAMS a pour objectif de calculer le diamètre optimal assurant un débit de 12,5 m³/h.

Le rôle du logiciel GAMS se limite à calculer une épaisseur et un diamètre optimal pour la canalisation reliant RTB à SPB.

Pour le calcul hydraulique nous avons élaboré un programme informatique en Turbo Pascal (Turbo Vision).

VIII.4. Autres logiciels utilisés

VIII.4.1. Programmation en Turbo Pascal (version 6.0)

4.1.1. Description du logiciel programmé

Nous avons conçu un logiciel en Turbo Pascal (version 6.0) sous une interface Turbo vision qui fait appel à la programmation orientée objets (programmation à pilotage par événements).

Ce logiciel comprend :

- ① **Une ligne d'état** : elle renferme des messages de raccourcis clavier.
- ② **Une barre de menus** : elle renferme les divers menus du programme.

Il s'agit pour nous d'effectuer:

- un calcul technique,
- un calcul économique et
- un affichage graphique pour les deux types de calculs.

Ces menus sont activables par des raccourcis clavier affichés en surbrillance, ou encore par l'intermédiaire de la souris.

4.1.2. Rôle du logiciel programmé

Ce logiciel a été programmé dans le but de calculer :

- Les pertes de charge totales dans la canalisations en ml / km ou en bar.

- La vitesse d'écoulement du pétrole brut en m /s.
- La puissance consommée dans le système en kw/h.
- La présentation graphique pour afficher le profil en long du système.

4.1.3. Résultat du logiciel

Pour les données suivantes :

- * un diamètre extérieur de 6 ",
- * une épaisseur de 4 mm,
- * une longueur de 141,5 km,
- * une altitude de 76 m au terminal départ et de 61 m au terminal arrivée,
- * une viscosité de 21 cSt,
- * une masse volumique de 850 kg / m³ et
- * un débit de 12,5 m³/h.

Nous obtenons les résultats résumés dans le tableau suivant:

Désignation	Valeur
Vitesse d'écoulement (m / s)	0,21
Nombre de Reynolds	14592,4
Coefficient de friction " λ "	0,0285
Pertes de charge dues au frottement (ml / km)	0,4527
Pertes de charge dues au frottement (bar / km)	0,0377
Pertes de charge totales (ml / km)	70,471
Pertes de charge totales (bar / km)	5,8762
Puissance d'énergie (kw / h)	4,5233

Tableau VIII.14

Pour valider nos résultats, nous avons considéré les mêmes données définies précédemment et les deux changements suivants :

- ① un diamètre extérieur de 8 ",
- ② une épaisseur de 3,2 mm.

La solution obtenue est la suivante :

Désignation	Valeur
Vitesse d'écoulement (m / s)	0,11
Nombre de Reynolds	10794,79
Coefficient de friction " λ "	0,0306
Pertes de charge due au frottement (ml / km)	0,0306
Pertes de charge due au frottement (bar / km)	0,0089
Pertes de charge total (ml / km)	18,981
Pertes de charge total (bar / km)	1,5825
Puissance d'énergie (kw / h)	8,129

Tableau VIII.15

Plus le diamètre intérieur augmente plus les pertes de charge et la vitesse d'écoulement diminuent.

La puissance d'énergie doit être fournie par un moteur électrique accouplé à une pompe (modèle NVA utilisé pour les faibles débits voir annexe [16]).

L'installation d'une pompe au niveau de RTB de type 70 NVA 200-7 peut parfaitement satisfaire les conditions du problème et ses résultats hydrauliques calculés précédemment.

VIII.4.2. Utilisation du logiciel EXCEL (version 5.0)

L'utilisation d'un tableur comme outil de résolution complémentaire, en l'occurrence Excel 5.0 de Microsoft sous Windows, nous a permis d'effectuer les calculs économique développés dans le chapitre IX.

La solution obtenue dans le tableau est la suivante :

Désignation	Valeur
Vitesse d'écoulement (m / s)	0,11
Nombre de Reynolds	10794,79
Coefficient de friction " λ "	0,0306
Pertes de charge due au frottement (ml / km)	0,0306
Pertes de charge due au frottement (bar / km)	0,0089
Pertes de charge total (ml / km)	18,981
Pertes de charge total (bar / km)	1,5825
Puissance d'énergie (kw / h)	8,129

Tableau VIII.15

Plus le diamètre intérieur augmente plus les pertes de charge et la vitesse d'écoulement diminuent.

La puissance d'énergie doit être fournie par un moteur électrique accouplé à une pompe (modèle NVA utilisé pour les faibles débits voir annexe [16]).

L'installation d'une pompe au niveau de RTB de type 70 NVA 200-7 peut parfaitement satisfaire les conditions du problème et ses résultats hydrauliques calculés précédemment.

VIII.4.2. Utilisation du logiciel EXCEL (version 5.0)

L'utilisation d'un tableur comme outil de résolution complémentaire, en l'occurrence Excel 5.0 de Microsoft sous Window, nous permis d'effectuer les calculs de sensibilité économique développés dans le chapitre X.

Chapitre IX

Calcul économique



IX.1. Présentation des données et hypothèses de base

Hypothèses / Données	Pipeline	Attelage
Durée de vie	15 ans	15 ans
Taux d'actualisation	10 %	10 %
Taux d'emprunt	25 %	25 %
Taux d'intérêt	10 %	10 %
Durée de remboursement	12 ans	12 ans
Taux d'impôt	0 %	0 %
Taux d'inflation	0 %	0 %
Taux de change	1\$US = 36 DA	

Tableau IX.1

La conversion d'une Tonne de brut (d'une densité de 0,850) équivaut à 7,33 barils (1 baril = 159 litres).

Partie 1 Analyse de la solution camion-citerne

Un attelage de 23 tonnes

Distance $d = 400$ km

le nombre de rotations / jour : $n = 0,5$ rotations / jour

Le nombre de rotations annuel de la flotte (22 camions): $N = 4015$ rotations / an

Le tonnage annuel pour toute la flotte: $T = 92345$ tonne / an

Le kilométrage annuel de la flotte parcouru: $K = 3212000$ km / an

1.1. Le calcul du prix de revient économique d'une tonne transportée**1.1.1. Les frais de personnel**

Le nombre de chauffeurs est de 26, mais il est nécessaire d'augmenter l'effectif de 1/3 afin de combler les départs de congés (3 semaines de travail-1semaine de repos) causés par le système de récupération, ce qui donne 34 chauffeurs.

Ajoutons à cela un effectif, permettant de combler un déficit de départ en congé annuel qui s'échelonne sur les 12 mois, autrement dit: $34/11 = 3$ chauffeurs.

Donc l'effectif total de la flotte est de 37 chauffeurs.

Connaissant le salaire de base moyen du chauffeur ainsi que le salaire moyen mensuel des mécaniciens (un mécanicien pour 7 attelages), du chef du parc et du chef d'atelier, ajoutant à cela les charges sociales et primes d'indemnités (évaluées à 244 % du salaire de base), on obtient comme frais totaux de personnel: **11185082DA / an.**

1.1.2. Assurances

Elles s'élèvent à : **203580 DA / an**

1.1.3. Frais généraux

Ils sont évalués à: **34096 DA / an**

1.1.4. Frais d'entretien

Ils comportent la somme des entretiens non réguliers et curatifs: **2069400 DA / an**

1.1.5. Carburant: **9636000 DA /an**

1.1.6. Lubrifiant: **931480 DA / an**

C'est la somme des

- ① huiles moteurs: 642400 DA /an
- ② huiles boites: 173448 DA /an
- ③ graisse: 115632DA /an

1.1.7. Pneumatiques: **13104960 DA /an**

1.1.8. Amortissement

L'amortissement pour toute la flotte (26 attelages) est de: **39 642 689 DA / an**

Cette valeur est déterminée en se basant sur l'amortissement du tracteur (5 années) et de la citerne (10 années), ce qui nous amène à renouveler

* trois fois l'ensemble des tracteurs et

* une fois et demi leurs citernes associées

afin d'assurer le débit constant pour une durée de vie de 15 années.

Remarque

Au delà de 5 ans, les frais d'entretien et de maintenance risquent d'atteindre le coût d'acquisition d'un attelage neuf, pour cela, il est tout indiqué dans les normes économiques de procéder à l'amortissement du véhicule, donc son remplacement infacto, au bout de 5 ans.

Dans le cas où la flotte n'est pas renouvelée, les charges d'entretien et réparation augmentent, en raison du coût important des pièces de rechange. Prenons comme exemple les organes principaux suivants:

Organes	Coût unitaire (DA)
moteur	1100 000,00
boite à vitesse	500 000,00
pont du tracteur	30 000,00

Tableau IX. 2

Nous risquons même d'être confrontés à une indisponibilité de pièces secondaires nécessaires qui peuvent immobiliser le véhicule pour une longue durée.

1.1.9. Investissement

Il est évalué à: **308 292 494 DA / an**

1.2. Interprétation graphique

1.2.1. La structure des coûts opératoires (graphe IX. A)

La structure du coût opératoire montre que les dépenses en fonction de l'activité (carburant, lubrifiant et pneumatiques) sont plus importantes, elles représentent environ 62 %.

Le reste, principalement est formé par les frais de personnel qui représente les 80 % des 40 % du coût opératoire.

1.2.2 La structure des coûts d'investissement (graphe IX. B)

Par contre, l'investissement a un impact principal sur le prix de revient, dont le coût d'acquisition représente 72 % de l'investissement.

Le prix de revient économique unitaire d'une tonne transportée s'élève ainsi à:

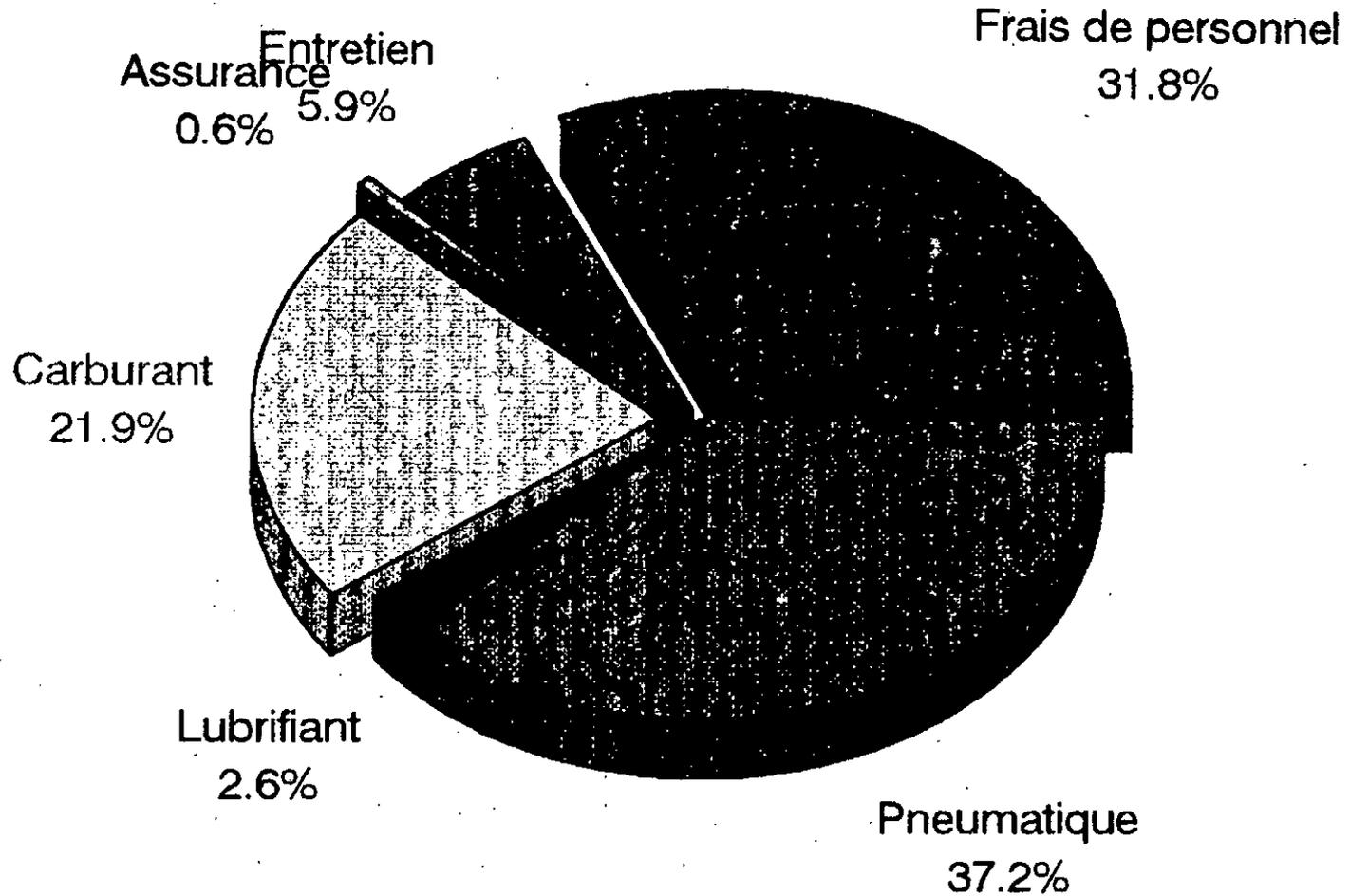
$$\text{CREU} = 3,11 \text{ \$US / Baril}$$

Remarque

La procédure de calcul du prix de revient économique est déterminée par le logiciel Excel 5.0 (Voir annexe[22]).

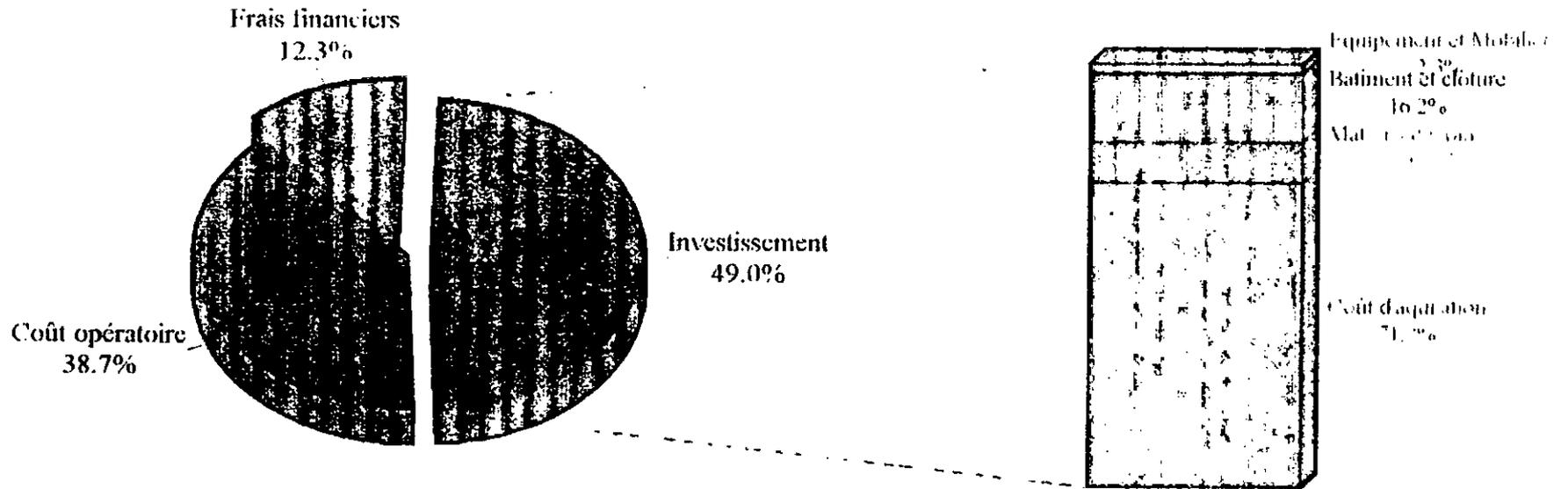
Coût opératoire

Camion citerne



Structure des coûts

Camion citerne



GRAPHE IX. B

Partie 2 Analyse de la solution pipeline

2.1. Le calcul du prix de revient économique d'une tonne transportée

2.1.1. Les charges d'exploitation

① Coût opératoire

Frais de personnel

Au niveau de la station satellite SPB, l'effectif total d'agents est de quatre (04).

Les frais de personnel sont évalués à: **25460,00 \$US / an.**

Frais de gestion

Ils sont évalués à: **5092 \$US / an**

Frais d'entretien

Ils sont de l'ordre de **157610,92 \$US / an**

Assurance

Elle est de l'ordre de **73871 \$US / an**

Energie

L'existence d'une pompe au niveau du gisement RTB nous amène à considérer une énergie nulle vu que celle-ci est prise en charge par la Direction de Production (DP).

② Investissement

Coût du tube :

Pour un diamètre de 6", notre coût est de l'ordre de **1949243 \$US**

Coût du transport

Vu la grandeur du diamètre, il est évalué à **7797 \$US**

Enrobage

Il est évalué à **976350 \$US**

Protection cathodique: 29239 \$US

Vannes et accessoires:

Tout le long du pipeline, on disposera à chaque 25 km une vanne. Pour les 141,1 km le coût est de l'ordre de **97462 \$US**

Pose du tube

Elle est évaluée à **6792000 \$US**

Autres investissements

Cette rubrique est de l'ordre de **2721651 \$US**

Coûts indirects

Ces coûts couvrent l'engineering de base, le terrain et le droit de passage etc...

Ils sont élevés à **2124900 \$US**

Les imprévus

Ils représentent un montant de l'ordre de **1062450 \$US**

⑥ Les amortissements

Comme pour le camion-citerne, nous considérons un amortissement linéaire constant durant les 15 années d'exploitation. Les frais d'amortissement sont ainsi de l'ordre de **1050739 \$US**.

2.2. Interprétation graphique**2.2.1. Structure des coûts (graphe IX.C)**

D'après le graphe, l'investissement est toujours très important par rapport aux frais financiers et coûts opératoires. Les frais d'entretien ont un impact important de l'ordre de 61,3 % du coût opératoire.

2.2.2. Structure des investissements (graphe IX. D)

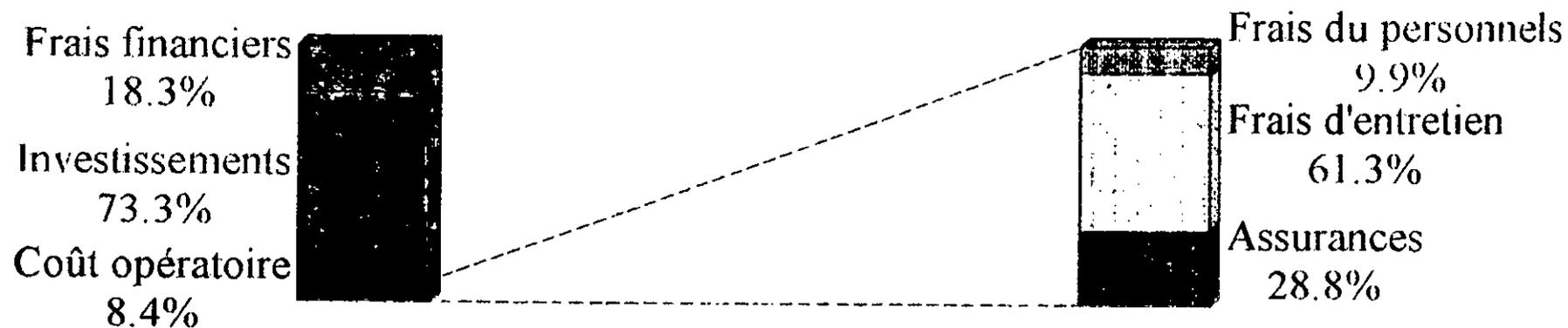
L'importance des coûts directs sur les autres coûts est due au rôle important du coût de la pose par rapport à l'enrobage, aux autres investissements et au coût d'acquisition du tube.

Le prix de revient économique est le quotient de la somme des dépenses actualisées (coût opératoire + investissement) par la somme des trafics actualisés

CREU = 3,42 \$US / Baril

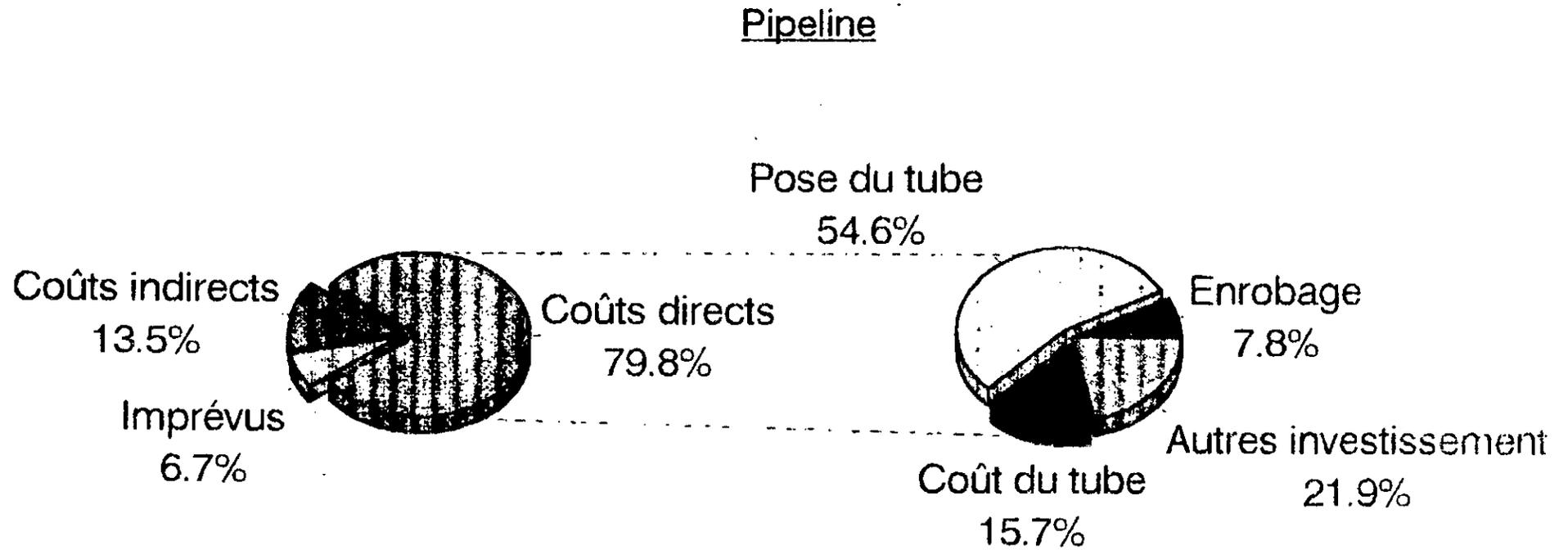
Structure des coûts

Pipeline



GRAPHE IX.C

Structure des investissements



GRAPHE IX. D

Note: Pour plus de précision de calcul voir annexe [23]

IX.2. Conclusion graphique

L'investissement du pipeline représente le double de celui du camion-citerne, ceci est dû à l'importance des coûts directs et indirects. Par contre, le coût opératoire du camion-citerne est très élevé par rapport à celui du pipeline, dû à l'importance du nombre de personnels ainsi qu'aux dépenses quotidiennes consommables en fonction du kilométrage parcouru (graphe IX. E).

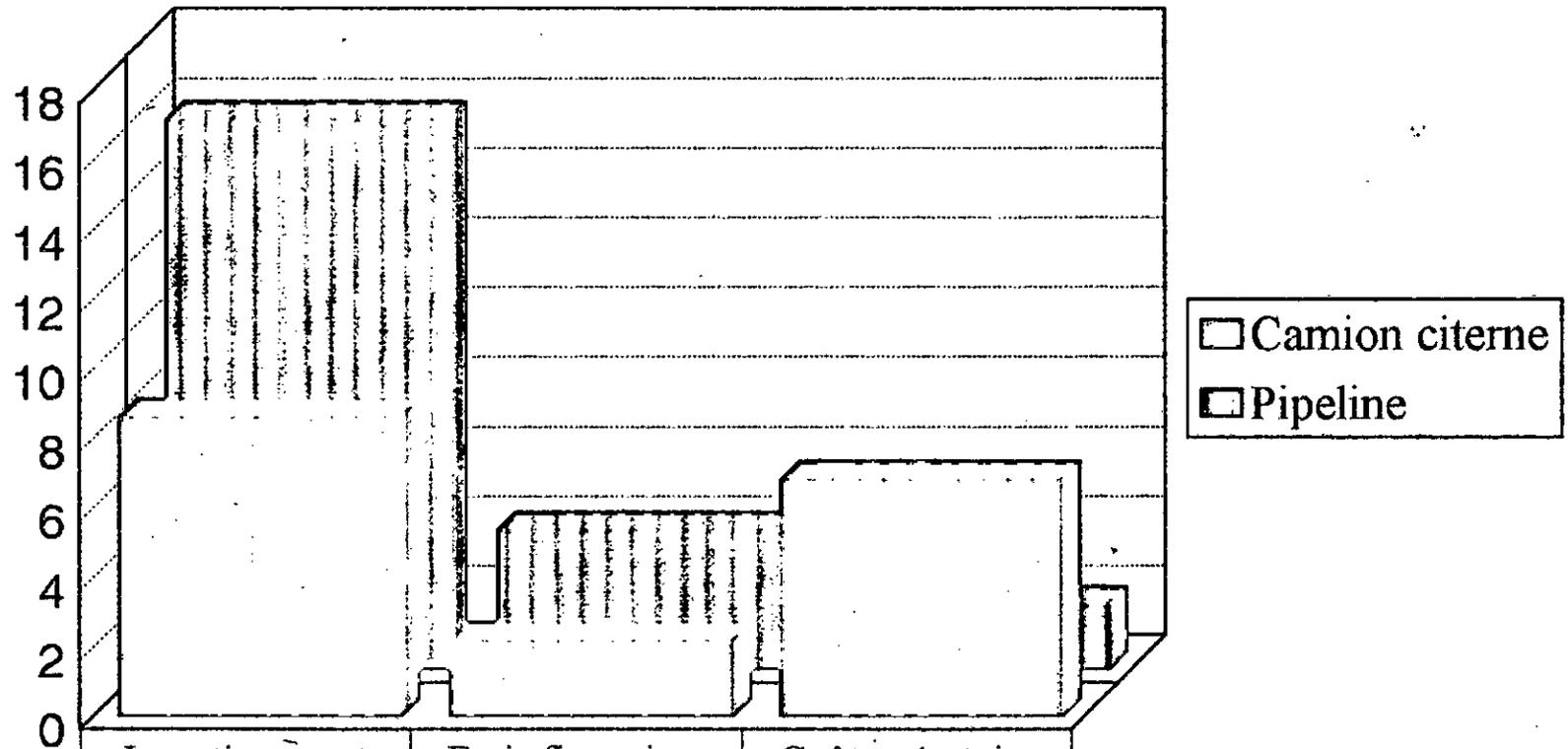
Les frais d'entretiens du camion-citerne sont très élevés à celui du pipeline vu la vétusté due à l'usure rapide des pièces de rechanges (graphe IX. F).

Note: Toutes les présentations graphiques sont faites par le logiciel HARVARD Graphics-Image Mark Software Labs LTD1993.

Structure des coûts

Pipeline & Camion citerne

Millions \$ US



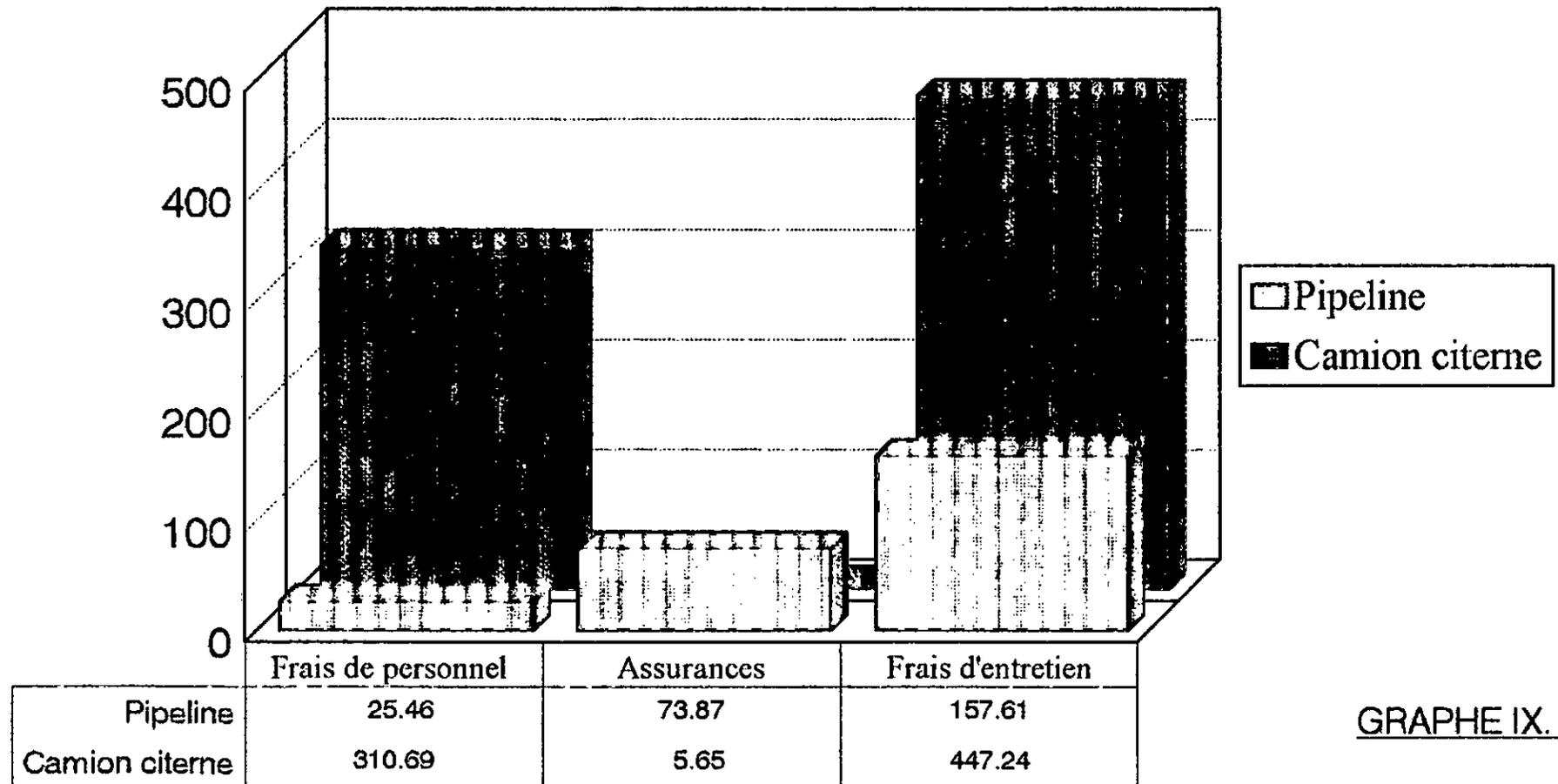
	Investissement	Frais financiers	Coût opératoire
Camion citerne	8.56	2.14	6.76
Pipeline	15.76	3.94	1.81

GRAPHE IX. E

Structure du coût opératoire

Pipeline & Camion citerne

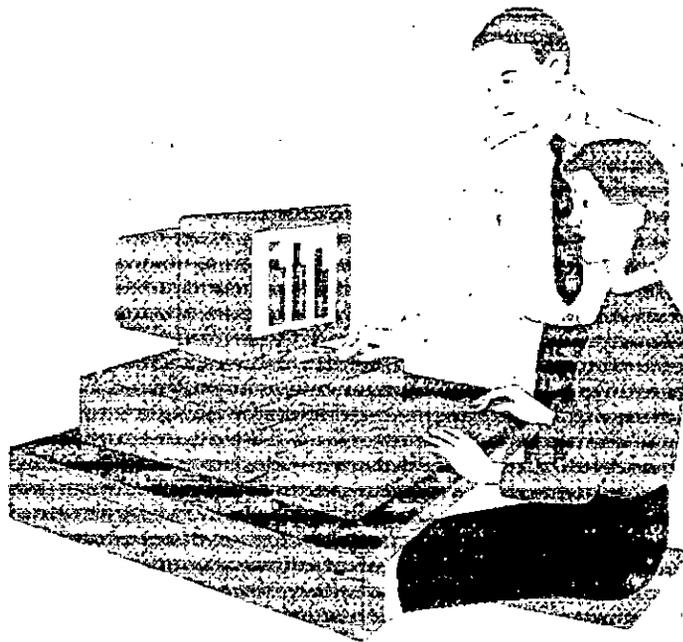
Milliers de \$ US



GRAPHE IX. F

Chapitre X

Analyse de sensibilité



X.1. Introduction

Le calcul économique a le plus souvent pour objet de définir les moyens d'atteindre les objectifs fixés au moindre coût. Que l'on s'en tienne à une analyse de sensibilité, toujours indispensable.

X.2. Variation sensitive

Les analyses de sensibilité sont en général indispensables lors d'une étude économique. Elles consistent à analyser comment varie l'évaluation d'un projet lorsque l'on fait varier notamment le plan de financement, le taux d'actualisation, le taux d'intérêt, le coût opératoire, l'investissement et la quantité transportée.

X.2.1. Variante 1

Dans un premier cas, l'étude de sensibilité en fonction du CREU concernant les deux variantes (pipeline et camionnage) se limite à la variation du cas de base (cas initial) des différents paramètres ci-dessous :

- ① l'investissement,
- ② la quantité transportée,
- ③ le taux d'emprunt,
- ④ le coût opératoire, et
- ⑤ le taux d'actualisation.

L'écart de variation des différents paramètres est de :

-30 %, -20 %, -10 %, 0 %, 10 %, 20 % et 30 % par rapport au cas de base.

Les hypothèses de base sont :

- ① le taux d'actualisation = 10 %,
- ② le taux d'intérêt = 10 %,
- ③ le taux d'emprunt = 25 %,
- ④ les taux d'inflation et d'imposition sont nuls.

Nous obtenons les résultats représentés dans les graphes suivants :

2.1.1. Camion citerne (GRAPHE X. A)

L'examen des résultats de l'étude de sensibilité, montre que l'investissement et les quantités transportées sont les éléments qui influent le plus sur le CREU :

Une variation de plus ou moins de 30 % de l'investissement a le même impact de 16% sur le CREU, par rapport au cas de base.

Une diminution de 30 % du débit fait augmenter le CREU de 24 % et inversement.

Un accroissement de 30 %, le fait baisser de 41 % par rapport au cas de base initial.

Donc l'impact de la quantité transportée sur la diminution du CREU est plus important (écart important) que celui de l'investissement.

La variation du coût opératoire et du taux d'actualisation a une influence moindre sur le CREU par rapport aux paramètres quantité transportée et investissement.

2.1.2. Pipeline (GRAPHE X. B)

Une variation de plus ou moins de 30 % de l'investissement est plus importante que celle de la variation du camion citerne avec un même impact de 27 % sur le CREU pris au cas de base.

Une diminution des quantités de 30 % entraîne une augmentation de 43 % sur le CREU de base.

Une augmentation d'écart de 30 % sur les quantités amenuise le CREU de 23 % au cas de base.

Remarque

La variation sur le taux d'emprunt appliquée aux variantes pipeline et camion-citerne reste constante du fait que le taux d'intérêt soit égal au taux d'actualisation.

X.2.2. Variante 2

Une seconde sensibilité sur le taux d'emprunt, en considérant une variation d'écart du taux d'intérêt à :

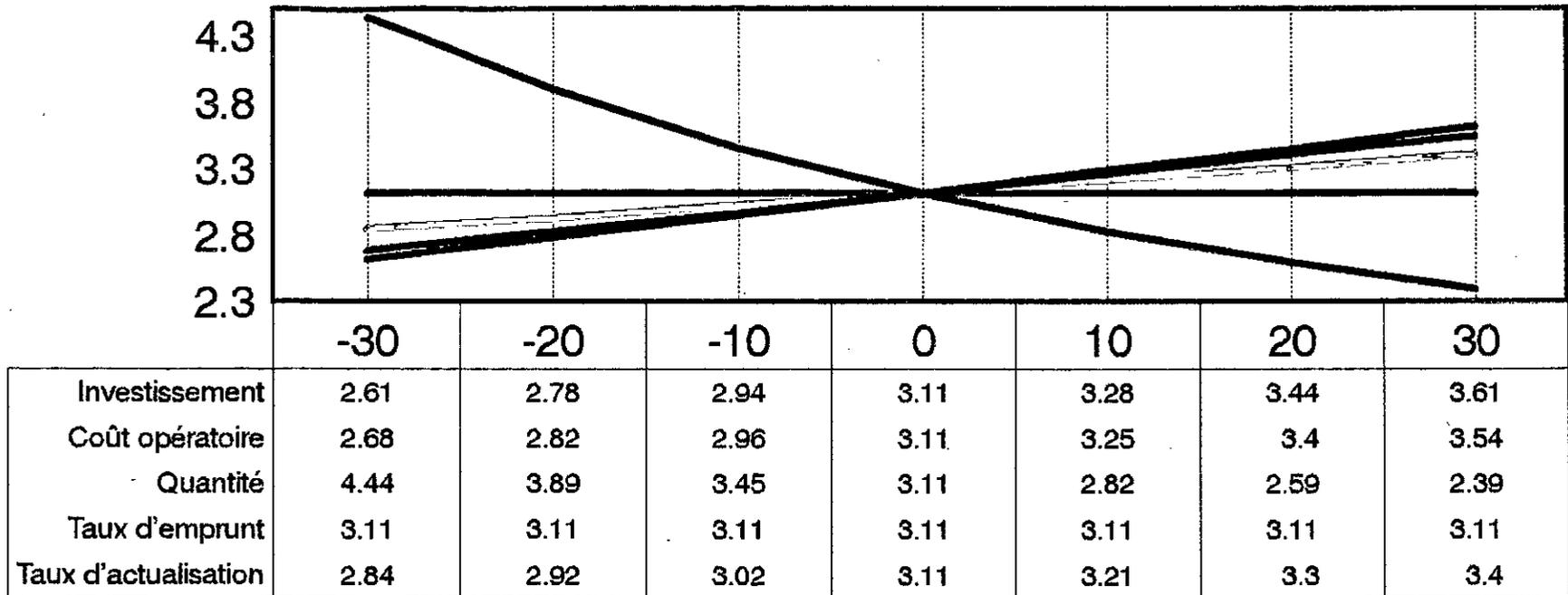
-30 %, -20 %, -10 %, 0 %, 10 %, 20 % et 30 % par rapport au cas de base (taux d'intérêt = 10 %).

SENSIBILITE DU PRIX DE REVIENT

Camion citerne

GRAPHE X.A

Prix de revient (\$US / baril)



Ecart en %

- Investissement
- Coût opératoire
- Quantité
- Taux d'emprunt
- Taux d'actualisation

Taux d'interêt = 10 %

Taux d'impôt = 0 %

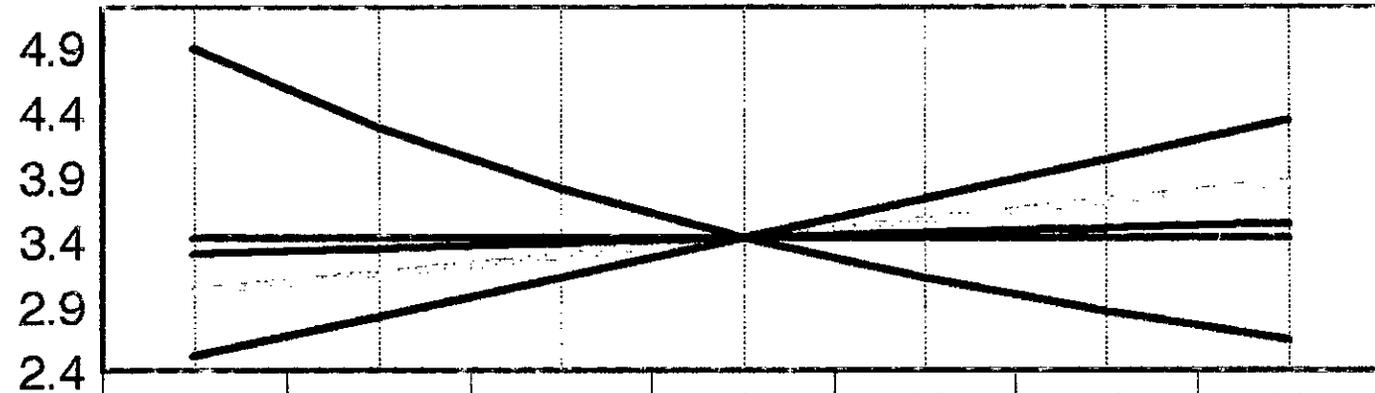
Taux d'actualisation = 10 %

SENSIBILITE DU PRIX DE REVIENT

GRAPHE X. B

Pipeline

Prix de revient (\$US / baril)



	-30	-20	-10	0	10	20	30
Investissement	2.51	2.81	3.11	3.42	3.72	4.02	4.33
Coût opératoire	3.3	3.34	3.38	3.42	3.46	3.49	3.53
Quantité	4.88	4.27	3.8	3.42	3.11	2.85	2.63
Taux d'emprunt	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42	3.42
Taux d'actualisation	3.01	3.14	3.28	3.42	3.56	3.7	3.85

- Investissement
- Coût opératoire
- Quantité
- Taux d'emprunt
- Taux d'actualisation

Ecart en %

Taux d'interêt = 10 %

Taux d'impôt = 0 %

Taux d'emprunt = 25%

Taux d'actualisation = 10 %

Nous prenons:

- Un taux d'actualisation de 10 %.
- Un délai moyen de remboursement égal à 12 ans.
- Un montant d'emprunt respectivement égal à : 0 %, 25 %, 50 % et 75 % et 100% du coût total de l'investissement.

Cependant, les emprunts ont plutôt tendance à gonfler le prix de revient en raison des frais financiers qui alourdissent le coût d'exploitation.

2.2.1. Camion citerne (GRAPHE X. C)

Un financement total à 100 % par les bailleurs de fonds à un impact sur le CREU de plus ou moins 7 % pour un écart de plus ou moins de 30 % du taux d'intérêt.

Plus on augmente le taux d'emprunt et plus on diminue le CREU.

2.2.2. Pipeline (GRAPHE X. D)

Le CREU en fonction du taux d'emprunt à 0 % (autofinancement), est plus élevé que le taux de financement à 100 % pour les différents taux d'intérêt, mis à part le cas de base (0 % d'écart) restant constant.

Une diminution de 30 % sur le taux d'intérêt avec un emprunt à 100 % amenuise le CREU de 12 % par rapport au cas de base.

Une augmentation de 30 % sur le taux d'intérêt avec un emprunt de 100 % provoque un accroissement de 11% sur le CREU.

Note

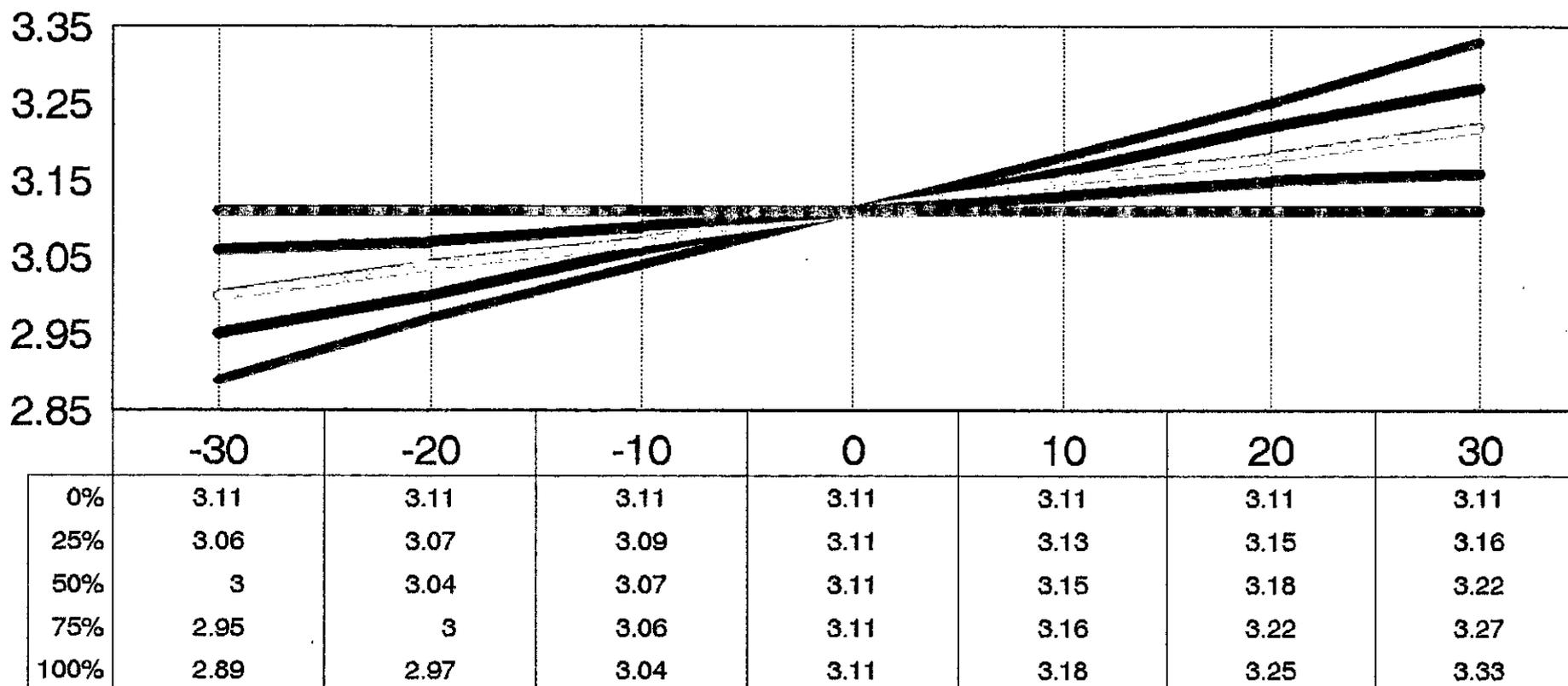
L'étude d'analyse de sensibilité a été étroitement vérifiée et approuvée par le chef de département de la Direction Organisation et Planification (DOP) de l'activité TRC.

Sensibilité du prix de revient en fonction du taux d'emprunt

Camion citerne

GRAPHE X. C

Prix de revient (\$US / baril)



Taux d'emprunt

0%
25%
50%
75%
100%

Ecart du taux d'intérêt en %

Taux d'actualisation = 10 %

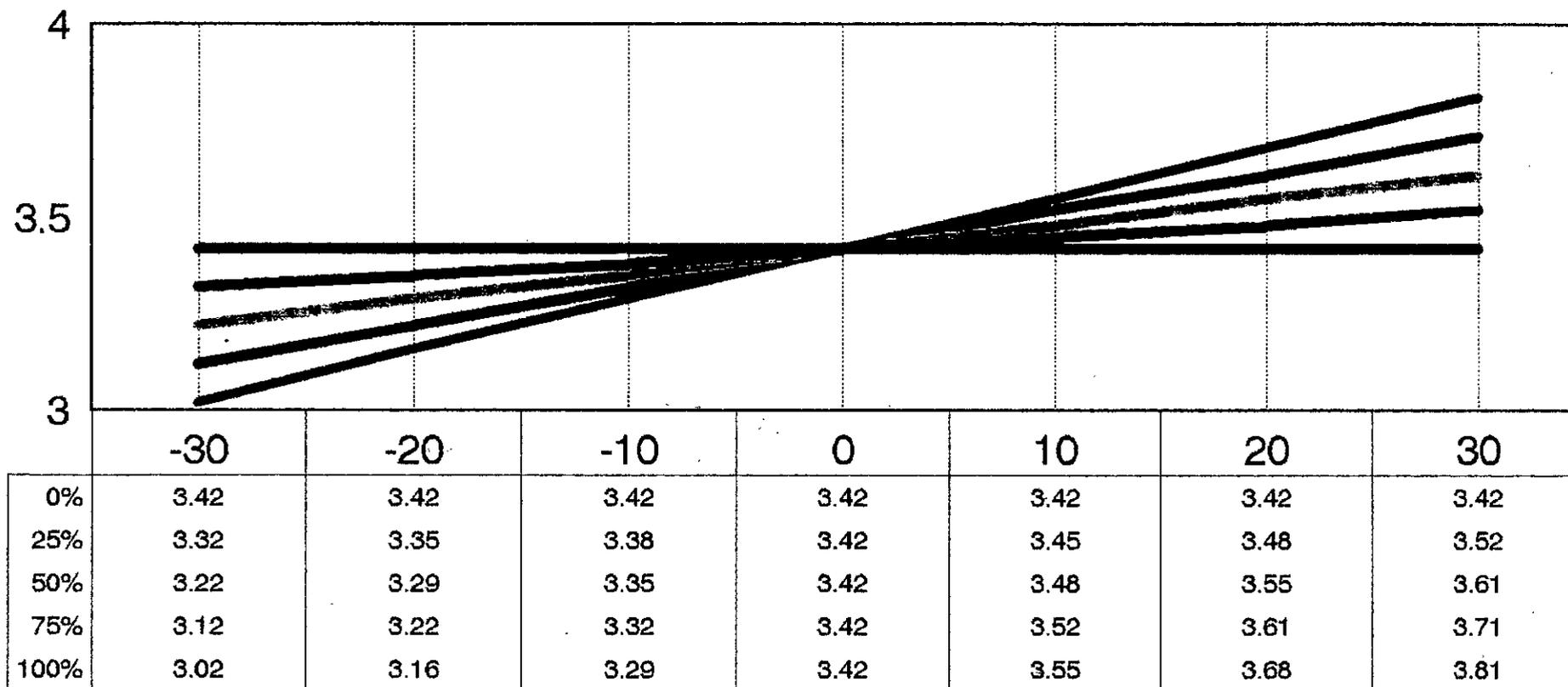
Taux d'impôt = 0 %

Sensibilité du prix de revient en fonction du taux d'emprunt

GRAPHE X. D

Prix de revient (\$US / baril)

Pipeline



Taux d'emprunt

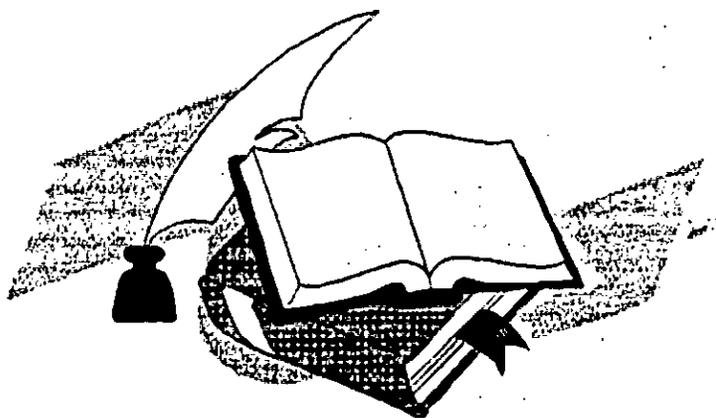
0%
 25%
 50%
 75%
 100%

Ecart du taux d'intérêt en %

Taux d'actualisation = 10%

Taux d'impôt = 0 %

Conclusion générale



Le transport du pétrole brut du champ RTB vers la station SP2 BISKRA a démarré en 1977 par moyen de camion-citerne vu le faible débit à transporter. En 1992, date de découverte d'un nouveau gisement, GKN, aux environs de RTB, la Direction Organisation et Développement envisage d'élaborer une étude de faisabilité du transport du pétrole brut par voie de pipeline, sur une période de 15 années, qui est la durée de vie estimée du gisement.

Notre travail consistait à connaître avec précision, le tracé et le dimensionnement optimal d'une canalisation, et ensuite d'établir une étude comparative avec le mode de camionnage.

C'est dans cette optique que nous avons effectué une visite sur terrain pour procéder à une investigation au niveau des stations SP2 (ferme Dufforg) et SPB (Oumache) (situées près de la ville de Biskra) pour récolter l'ensemble des données concernant l'exploitation de ces stations mais surtout l'activité transport qui s'effectue par camion-citerne sur une distance de 400 km.

Pour aboutir à notre double objectif :

- ① le dimensionnement, et
- ② le tracé du pipeline,

nous avons élaboré un modèle mathématique dont la mise en oeuvre a été réalisé grâce à un logiciel d'avant-garde spécialisé dans la programmation mathématique. Nous avons ensuite entrepris une analyse économique.

Nous avons présenté les deux variantes et nous laissons le soin aux opérateurs et exploitants d'opter pour la solution la plus appropriée, en fonction d'un choix économique, sujet à une réflexion de la politique d'entreprise (ou de l'Etat) qui peut envisager d'augmenter le débit pour une exploitation rapide du gisement afin de récupérer à court terme toutes les ressources d'hydrocarbures pour investir leurs revenus financiers dans l'industrialisation du pays par exemple.

Pour cela, il faudrait qu'une augmentation des capacités d'exploitation et de pompage de ces gisements soit envisagée.

En ce qui concerne notre but actuel, nous avons déterminé que le coût de revient du transport par pipeline peut être amené à celui du transport par citernage

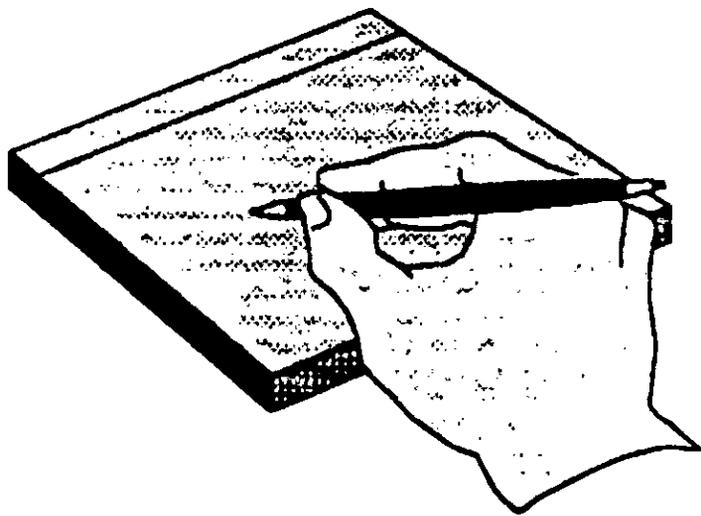
(camion-citerne) en augmentant le débit de 10 % soit 3.11 \$ US / baril. Dans ce cas, une courbe d'allure hyperbolique apparaît avec des signes évidents de fluctuation des coûts de revient qui peuvent être cernés par une équation du type hyperbolique.

Les résultats obtenus tant pour le camion-citerne que pour le pipeline semblent cohérents et conformes aux prévisions de l'entreprise. Ainsi, les modèles conçus peuvent constituer un bon outil d'aide à la décision.

Toutefois, les résultats générés par le modèle d'optimisation mathématique restent tributaires de la qualité des inputs en général, et de la capacité du gisement en particulier. Ainsi, il faudrait constituer une base de données fiables et complètes.

Par ailleurs, il serait intéressant de déterminer les paramètres exacts de la courbe décrivant l'évolution des coûts en fonction du débit, qui constitue un facteur prépondérant dans le système.

Annexes



[1] Comparaison des moyens de transport (tableau 1)

[2] Description générale de l'oléoduc (OB.1, 24") Haoud EL Hamra - Bejaïa

La Direction régionale de Bejaïa (DRG.B), point d'aboutissement de l'Oléoduc 24" est responsable de l'exploitation des installations de transport des hydrocarbures liquides (pétrole brut et condensât) entre Haoud EL Hamra et Bejaïa.

Cet oléoduc fut le premier pipeline installé en Algérie (voir carte 1) par la Société Pétrolière de Gérance (SOPEG), qui a été fondée le 12 Mars 1959 par la Compagnie Française de Pétroles (CFP) et la Société Nationale de Recherches et d'Exploitation de pétrole en Algérie, la SNREPAL.

L'oléoduc a été construit par les entreprises SOCOMON pour le lot NORD, GREP pour le lot Sud, et a été mis en service en 1959.

Le pipeline relie le centre de stockage de Haoud EL Hamra et le terminal Marin de Bejaïa.

Depuis plus de 30 ans, l'Oléoduc 24" a acheminé vers le Nord plus de 400 millions de tonnes de pétrole brut et de condensât et a permis de charger plus de 8 000 navires.

Construction

Date démarrage travaux: Mai 1953.

Date de mise en service: Novembre 1959.

Caractéristiques physiques du pipeline

Diamètre: 24" (609,6 mm).

Longueur: 668 km.

Type d'acier

API 5L X52 ou X42.

Caractéristiques particulières du pipeline.

Désignation: Débit de pointe = 2560 m³/h.

Débit annuel = 17,65 MTA.

Optimum: Débit de pointe = 2500 m³/h à 2540 m³/h.

Débit annuel = 17,24 MTA à 17,52 MTA.

N.B. Le calcul du débit annuel = débit moyen journalier * 365.

Oléoduc HEH - Bejaïa (OB.1) comprend:

Nombre de stations: 08 (SP.1 HEH, SP.A, SP.1 Bis, SP.B, SP.2, SP.C, SP.3, SP.D, Terminal).

Nombre de machines: 32.

Puissance installée (CV): 75 000.

Pression aspiration et refoulement station (en bar):

Stations	Aspiration	Refoulement
SP.1 HEH	--	74
SP.A	11	36
SP.1 Bis	6	76
SP.B	10	39
SP.2	6	74
SP.C	6	39
SP.3	11	71
SP.D	19	49
Terminal	3	--

Tableau 2.1

Description de la station satellite de pompage (SP.B)

Situation géographique

La station SP.B est une station intermédiaire entre SP.1 Bis et SP.2, équipée d'une unité de pompage. Elle est située à proximité de Oumache à 24 km au Sud de Biskra.

Altitude (ALT) :46,96 m.

Point Kilométrique (PK) :313,880 m.

Vannes de sectionnement

Une vanne de sectionnement à l'entrée de la station

Aval :48,576 km.

Amont :36,609 km.

Description de la station de pompage (SP.2)

Situation géographique

La station SP.2 située à proximité de la ferme Driss Amour (Ex Dufforg), à 18 km au nord ouest de Biskra.

ALT :217,10 m.

P.K :350,489 m.

Vannes de sectionnement

Aval 92,594 km.

Amont 36,602 km.

Description de la station

3 Boosters en parallèle (6, 7, 8).

5 Moto pompes principales en série.

2 Bacs tampon (2A1 - 2A2) de 14000 m³.

Note

[3] Fonctionnellement on peut distinguer trois types de réservoirs, ceux dévolus au stockage du pétrole brut, ceux réservés aux mélanges et stockage de produits finis et enfin les réservoirs intermédiaires de travail qui sont utilisés comme capacité tampon entre deux étapes de fabrication.

[4] Réservoirs à toit flottant (voir schéma.4)

Ces réservoirs sont aujourd'hui très adoptés pour le stockage des produits volatils (pétrole brut et essences), car ils apportent une solution commode et efficace au problème de la réduction des pertes par évaporation. Un toit mobile, coulissant verticalement dans la robe, repose directement sur le produit stocké dont il suit les variations de niveau. Un joint spécial assure la liaison entre le toit flottant et la robe.

[5] Pompes principales

Elles se disposent en deux pompes suivantes:

5.1 Pompe centrifuge:

La grande majorité des pompes utilisées en transport par conduite sont des pompes **centrifuges** dites "process", à un ou deux étages. Ces pompes représentent les particularités suivantes:

- Elles sont supportées axialement et démontables sans toucher aux tuyauteries,
- La roue et le corps sont munis de bagues d'usure ou anneaux d'étanchéité,
- Leurs orifices d'aspiration et de refoulement sont dirigés vers le haut, avec des brides (lien métallique démontable utilisant deux ou plusieurs pièces) horizontales souvent au même niveau,
- Elles possèdent une chemise de refroidissement de la boîte à garniture et éventuellement une chemise de refroidissement du palier ainsi qu'un refroidissement des boîtes supports du corps de pompe.

Les constructeurs désignent aussi des pompes de charge ou de reflux ayant des hauteurs de refoulement supérieures à 200 m et des débits supérieurs à 500 m³/h , ces pompes sont appelées à huile chaude ; le joint du corps est perpendiculaire à l'axe [pompe multi-étages type Kingsbury] .

Deux autres types de pompes commencent à être de plus en plus utilisés :

- ❶ les pompes verticales avec un moteur électrique incorporé à rotor noyé dans le liquide,
- ❷ les pompes de type "in line " insérées directement entre deux brides de la canalisation et utilisées pour des services intermédiaires.

5.2 Pompes volumétriques:

Rotative: elles sont constituées par un stator dans lequel un rotor engendre par sa rotation un volume qui emprisonne le liquide et le conduit vers le refoulement. Ces pompes ont un grand succès dans la manipulation des liquides visqueux.

Il existe trois types de pompes rotatives, les pompes à vis, pompe à engrenages et pompes à excentrique [Wuit ; 1976], la différence de celle ci est due au mode de pompage des fluides de viscosité bien déterminée.

piston alternatif: pompes alternatives à vapeur, après avoir été très longtemps universellement employées dans les raffineries, les pompes [WUIT ; 1976] à vapeur tendent à disparaître au profit des pompes centrifuges entraînées par turbine à vapeur.

[6] Robinetteries

Nous avons englobé sous ce terme tous les accessoires qui font partie de l'équipement d'une tuyauterie, c'est à dire les robinets, les clapets et les soupapes.

Robinets: le mot "vanne", employé souvent à la place de robinet, désigne seulement la place de robinet, désigne seulement un organe d'obturation. Les différents types de robinets peuvent être classés suivant la conception, les conditions de service, les matériaux ou leur utilisation. On distingue :

* le robinet d'arrêt (type Gate valve ou Plug cock) dont le rôle est de fermer ou d'ouvrir complètement un circuit,

*le robinet de réglage (type globe valve) dont le rôle est de régler un débit, ainsi utilisé comme robinet d'arrêt pour les hautes pressions.

Soupapes (Safety valves): Les soupapes protègent les appareils contre un excès de pression. Elles doivent équiper tous les appareils fonctionnant sous pression ainsi que le refoulement des pompes volumétriques .

Clapets: (Check valves): Le but est d'empêcher un retour du fluide, ils sont de deux types:

- ❶ Clapet à soupape verticale pour les canalisations d'un diamètre de 2",
- ❷ Clapet à balancier pour les canalisations des diamètres supérieurs à 2".

[7] Gradient hydraulique:

L'équation de Bernoulli permet d'obtenir la pression en tout point du pipeline compris entre deux stations de pompage pour un débit donné et une pression de service maximale en tête du tronçon. Il est commode d'utiliser une représentation graphique de cette équation en portant en abscisse les longueurs des segments du pipeline et en ordonnée les altitudes. Pour des raisons d'homogénéité, on traduira les pressions et les pertes de charge

[8] Souvent, le terme "viscosité" sans épithète est employé pour désigner aussi bien la viscosité dynamique que la viscosité cinématique, de plus, la viscosité dynamique est aussi appelée "viscosité absolue". Pour éviter les confusions, il est recommandé de toujours préciser en employant les expressions "viscosité dynamique" et "viscosité cinématique" .[PONT ; 1977]

[9] Variation de la viscosité avec la pression et la température

La viscosité dynamique des liquides est pratiquement indépendante de la pression tant que celle-ci reste < à 200 bars environ ; en raison de leur très faibles compressibilités, il en est de même de leur viscosité cinématique tant que la pression reste < à la même limite. [PONT ; 1977]

La viscosité dynamique des liquides diminue quand la température augmente ; il en est de même de leur viscosité cinématique, bien qu'à un degré moindre.

[10] caractéristique des Aciers

Spécification A.P.I	Grade	Limite d'élasticité (kg/mm ²)	Résistance à la rupture (kg/mm ²)
5L	A	21	34
5L	B	25	42
5Lx	x42	29	42
5Lx	x46	32	45
5Lx	x52	37	47
5Lx	x56	39	52
5Lx	x60	41	55
5Lx	x65	46	56

Tableau .1

[11] Cette quantité est la hauteur de laquelle une particule, précédemment immobile, devrait tomber en chute libre pour atteindre la vitesse $V = (2gh)^2$.

[12] La pression représentée par P est généralement la pression relative (pression absolue diminuée de la pression atmosphérique) ; dans ces conditions, la hauteur piézométrique correspond au niveau qu'atteindrait le liquide dans un tube de pression statique partant de la particule liquide et ouvert à l'atmosphère à son extrémité supérieure.

[13] Collecte des données relatives au temps de service

* Temps de chargement

Capacité (m ³)	26	26,3	26,4	26,7	27	26,2	26,7	26,7	26,8	26,3	26,9
Temps (mn)	24	25,6	26,8	29,3	30	25,3	28	28,6	29,1	25,5	30

* Temps de dépotage

Capacité (m ³)	26	26,3	26,4	26,7	27	26,2	26,7	26,7	26,8	26,3	26,9
Temps (mn)	25	26	26,8	28,6	31	25,8	28,6	28,8	29,1	26	29,5

[14] Tables de dimensions masses et pressions d'épreuve (API).

[15] Caractéristiques mécaniques et essais.

[16] Pompes NVA (voir schéma)

Les pompes centrifuges NVA se composent de deux parties:

Une partie hydraulique.

Une partie mécanique.

① La partie hydraulique est formée par:

* Un corps spiral

* Un couvercle d'aspiration disposé horizontalement avec la roue centrifuge et l'arbre. Son démontage rend possible le contrôle et l'entretien de la roue centrifuge.

* Une tubulure d'aspiration disposée horizontalement.

* Une tubulure de refoulement disposée verticalement.

② La partie mécanique: est formée par:

* Un support en fonte.

*Une plaque de base qui permet la fixation de la pompe.

*Un arbre reposant sur des paliers à roulements à billes. Une extrémité de l'arbre est raccordée à la roue centrifuges tandis que l'autre est munie d'une clavette pour l'accouplement du moteur.

Les pompes NVA ont une rotation à droite (vue du côté entraînement).

[17] La valeur actuelle nette (VAN)

C'est la somme des cash-flows (différence entre les recettes et les dépenses) actualisés moins ce que l'on paye de l'investissement.

Son expression est donnée par :

$$VAN = \sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+u)^t} - Inv \quad [BABU ; 1990]$$

u : taux d'actualisation

CF_t : cash flows

Inv : le montant de l'investissement

T : la période du projet

Entre deux projets, on choisit celui dont la VAN est la plus forte. Si la VAN est positive le projet est rentable donc il est accepté, sinon il est rejeté.

Le critère de la VAN est donc le critère fondamental du calcul économique, c'est un critère de rentabilité.

[18] Taux de rentabilité interne (TRI)

Le TRI est le taux maximum auquel on peut rémunérer les capitaux ayant servi à financer le projet, sans que l'opération soit déficitaire.

Le TRI est indépendant du taux d'actualisation.

Son expression est donnée par :

$$\sum_{t=1}^T \frac{CF_t}{(1+u)^t} - Inv = 0 \quad [BABU ; 1990]$$

Entre plusieurs projets on choisit celui qui à le TRI le plus élevé.

[19] Actualisation

Avant de définir l'actualisation et les critères d'évaluation des investissements qui s'en déduisent, nous présenterons deux critères simples d'usage courant: le taux de rendement comptable et la durée de récupération du capital. Ceux-ci ne font pas appel à l'actualisation et permettent d'avoir une première idée, grossière mais rapide, de l'intérêt d'un projet.

1. Le taux de rendement comptable

Pour qu'un projet soit retenu, il faut non seulement qu'il permette de rembourser le capital, mais également qu'il assure une certaine rémunération de ce capital. Les taux de rendement, ou taux de rentabilité, ont pour objet de mesurer la rémunération du capital permise par les revenus attendus du projet.

Le taux de rendement comptable fait l'objet de plusieurs définitions (taux de rentabilité comptable, taux moyen de rendement, taux de rentabilité simple).

Ce taux peut être défini année après année, pour chacune des années de la période d'étude. Il s'agit alors du rapport du bénéfice comptable d'une année à la valeur nette comptable du capital immobilisé.

Il peut également être défini sur l'ensemble de la durée de vie du projet, de façon à prendre une valeur unique. Le taux de rentabilité comptable est alors le rapport d'un revenu moyen annuel au coût de l'investissement. Les différences existant entre les différentes définitions proviennent du fait qu'un revenu peut être défini comme un bénéfice brut ou un bénéfice net (amortissements déduits) et qu'au dénominateur peut apparaître le coût de l'investissement initial ou bien une valeur moyenne des immobilisations nettes.

2. Le temps de récupération

Le temps de récupération d'un projet est égal à la durée d'exploitation de l'équipement nécessaire pour que les revenus dégagés permettent de récupérer le montant de l'investissement. Ce délai est en général mesuré à partir du début de l'exploitation.

Ce critère est généralement appelé durée de remboursement (ou de recouvrement) du capital, ou temps de retour ; en anglais: pay out (ou pay-back) time (ou period).

En résumé: Le taux de rendement comptable mesure un revenu moyen annuel par monnaie investie.

Ces critères permettent de donner des ordres de grandeur de façon simple et parlante.

Il s'agit cependant de critères empiriques qui ne peuvent constituer, dans le cas général, des critères précis d'évaluation. Ils peuvent pourtant, dans certains cas, conduire à des règles cohérentes, tout au moins de façon approchée, avec les critères utilisant l'actualisation. Leur utilisation peut alors faciliter une décentralisation des décisions pour l'étude de projets de coût peu élevé.

Enfin, le critère du temps de récupération est fréquemment employé de façon empirique comme un critère de rejet pour des investissements qui présentent un degré de risque élevé.

3. La notion d'actualisation

Tout investissement est un échange entre des recettes futures et des dépenses présentes ou prochaines.

Le choix entre plusieurs investissements revient donc à choisir entre plusieurs échéanciers de revenu.

Le choix d'un taux d'actualisation reflète l'importance que l'on attache à l'avenir, en tant qu'individu ou en tant qu'entreprise.

4. Les fondements de l'actualisation

Une première façon de comparer des sommes d'argent disponibles à des dates différentes, consiste à leur attribuer une valeur subjective prenant en compte « la préférence pour le présent » d'un agent économique. Elle conduit à la définition de coefficients et de taux d'escompte psychologique, ces concepts sont utiles pour l'étude et la compréhension du comportement d'un consommateur devant effectuer des choix inter-temporels. Dans l'entreprise cependant, l'actualisation est définie par référence au coût du capital.

En effet, dans une économie qui n'a atteint ni la satiété des besoins, ni l'épuisement des possibilités de la technique, « une unité monétaire (UM) tout de suite » est

généralement préférée à «une UM dans un an ou dans 10 ans»: on peut toujours trouver un producteur disposé à investir cette UM pour en tirer, à terme, une valeur plus élevée, et tout consommateur n'accepte de renoncer à une consommation immédiate qu'en échange d'une consommation future de plus grande valeur.

Soit $D(t)$ la dépense effectuée à l'instant t (sortie de fonds effective, qu'elle soit d'investissement ou d'exploitation). La dépense totale actualisée à une date arbitraire prise pour origine des temps, et à partir de cette date jusqu'à l'infini par:

$$D = \sum_{t=0}^{\infty} \frac{D(t)}{(1+a)^t}$$

Supposons que la date de mise en service soit prise pour origine et que les dépenses de construction s'étendent sur n années avant la mise en service. Soit T la durée de vie d'un outil de production non infinie, le coût total actualisé à la mise en service a pour expression:

$$D = \sum_{t=-n}^T \frac{D(t)}{(1+a)^t}$$

[20] L'inflation

Dans toute économie, les prix des biens et services varient constamment et très généralement dans le sens de la hausse (phénomène de l'inflation). Les possibilités de transaction que permet une masse monétaire donnée (pouvoir d'achat) diminuent au cours du temps: c'est ce qu'on appelle la dépréciation ou l'érosion de l'unité monétaire.

1. Le taux d'inflation :

Exprimé en pourcentage la hausse moyenne des prix, le plus souvent en valeur annuelle. Ce taux ne doit pas être confondu avec le taux d'actualisation.

Etant donnée que tout les prix n'augmentent pas de la même façon, le calcul du taux d'inflation pose une difficulté théorique et technique, à savoir sur quel ensemble de bien le calculer. En pratique deux indices sont en général retenus :

- L'indice des prix entrant dans la composition du P.I.B.
- L'indice des prix à la consommation.

Pour exprimer une dépense avec une unité non dépréciée, il convient d'utiliser une estimation à monnaie constante.

2. Monnaie constante (réelles) :

Afin de séparer les problèmes de la dérive de la monnaie et de la dérive du prix, on raisonne souvent, dans les calculs économiques, à "monnaie constante", c'est à dire, après avoir éliminé les effets de l'inflation.

Un calcul à monnaie constante n'est pas un calcul à "prix constants". En effet, il peut y avoir mouvement relatif dans le temps des prix à monnaie constante de certains produits pour des raisons qui leur sont propres (amélioration de la productivité ou, en sens inverse, hausse du pouvoir d'achat des salaires corporels), ce qui entraîne des variations relatives (ou dérives) du prix de ces produits par rapport à la moyenne générale des prix.

Dans un calcul à monnaie constante, il faut toujours préciser la date de référence à laquelle on fixe la valeur de l'unité monétaire.

Pour évaluer une dépense d'une unité monétaire en cours, il convient d'utiliser la monnaie courante.

3. Monnaie courante:

Du fait de l'inflation, la valeur d'une monnaie en termes de possibilité d'achat diminue avec le temps. Dans ces conditions, on ne peut pas considérer la valeur de l'unité monétaire comme constante dans le temps et, si l'on veut utiliser dans une étude les prix réels du marché tenant compte des effets de l'inflation, on doit préciser qu'ils sont exprimés en monnaie courante.

L'évolution de la valeur de l'unité monétaire peut être appréciée correctement, sinon rigoureusement à partir de celle d'un indice à caractère suffisamment global tel que l'indice en prix du P.I.B marchand ou indice des prix à la consommation.

Si on désigne par:

P_n : le prix à l'année n du bien concerné exprimé en monnaie constante de l'année 0 prise comme référence,

Q_n : le prix à l'année n du bien concerné exprimé en monnaie courante de l'année n ,

I_0 : la valeur, à l'année 0, de l'indice retenu pour caractériser l'évolution de la valeur de la monnaie courante,

on a:

$$P_n = Q_n \frac{I_0}{I_n}$$

Le taux moyen annuel d'inflation t sur les années considérées est alors défini en % par l'expression:

$$Q_n = P_n \left(1 + \frac{t}{100}\right)^n$$

où:

$$t = 100 \left[\left(\frac{I_n}{I_0} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \right]$$

[21] Réserves

Nous distinguons quatre catégories de réserves, selon les informations que nous avons, concernant le champ étudié:

- ❶ les réserves probables: ce sont les quantités d'hydrocarbures que l'on peut espérer récupérer de réservoirs connus mais avec une incertitude telle que l'on ne peut pas les classer dans la catégorie précédente.
- ❷ les réserves possibles: ce sont les quantités d'hydrocarbures que l'on peut espérer découvrir à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus, et extraire aux conditions techniques et économiques envisageables pour les trente prochaines années.
- ❸ les réserves ultimes: correspondant à des réserves possibles aux conditions techniques et économiques envisageables sous des limites précises dans le temps.

[22] Méthode de calcul (camion-citerne), voir tableau (annexe 22).

[23] Méthode de calcul (pipeline), voir tableau (annexe 23).

TABLEAU 1

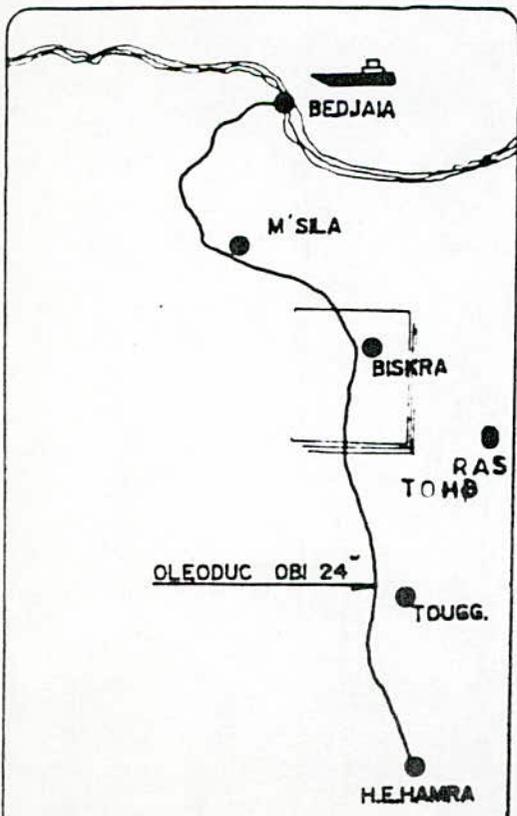
COMPARAISON DES MOYENS DE TRANSPORT

	ROUTE	VOIE FERREE	VOIE FLUVIALE	OLEODUC	TRANSPORT DE HAUTE MER
INVESTISSEMENT	Unitaire faible, global élevé	Pris en charge par les compagnies de location	Unitaire élevé si l'on veut une bonne rentabilité (pousseur)	Très élevé et fait sur une courte période	Unitaire très élevé
FRAIS D'INFRASTRUCTURE	Supportés essentiellement par l'Etat (cependant les carburants utilisés ne sont pas détaxés)			Important et entièrement supportés par la compagnie	Faibles: frais de port uniquement
FRAIS DE PERSONNEL	Très élevés	Assez élevés	Elevés pour les automoteurs, faibles pour les pousseurs	Faibles (personnel hautement spécialisé mais peu nombreux	Assez faibles surtout pour les grosse unités
FRAIS DE MANUTENTION	Très élevés	Elevés sauf si le débit permet des installations regroupées et automatisées		Très faibles	Très faibles
FRAIS DE RETOUR	Retour à vide	Retour à vide	Retour sur lest	Nuls	Retour sur lest
LONGUEUR DU TRAJET	Seule à aller pratiquement partout, les obstacles naturels obligent à des détours importants	Plus ou moins dense et limitée par les obstacles naturels	Lorsqu'elle existe, trajet plus long	La plus directe	Allongement parfois considérable
CONDITIONS CLIMATIQUES LE LONG DU TRAJET	Très sensible	Peu sensible	Sensible	Insensible	Sensible
SOUPLESSE D'UTILISATION	Très grande	Très limitée	Très limitée	Nulle	Très grande mais pour un type de produit donné

FERME DUFURG
 SP 2
 PK. 350,43
 ALT. 217,10
 Redresseur PC

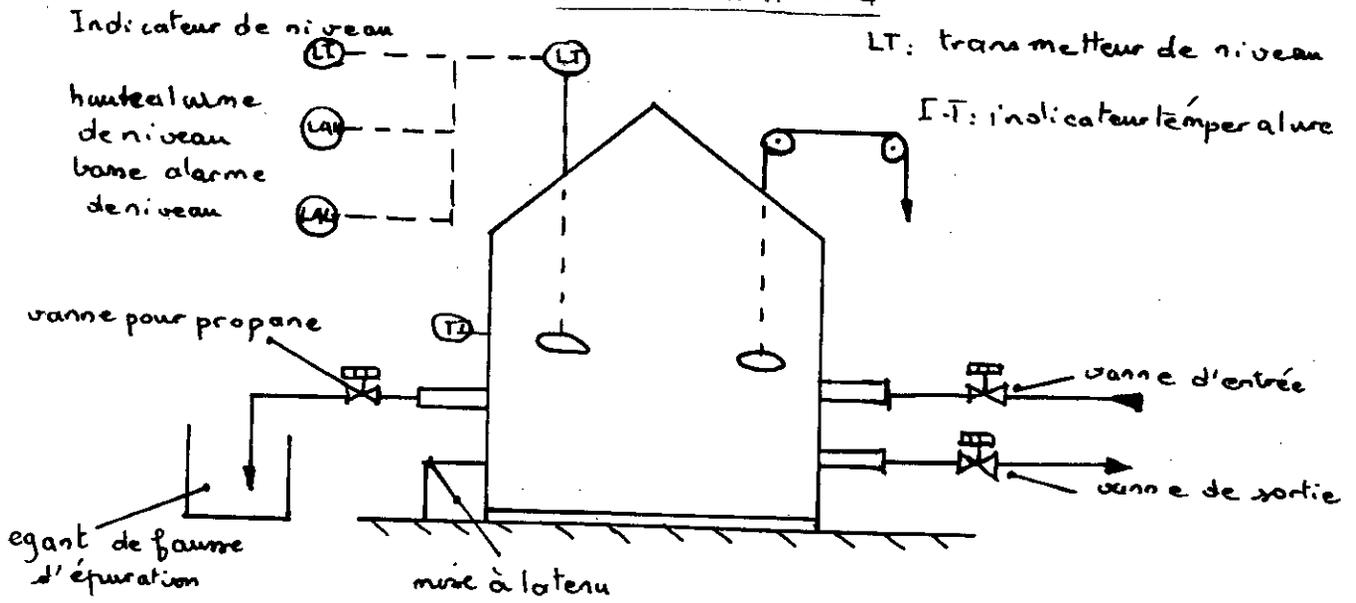
SP B
 Oupach
 V6 9P 004
 PK. 313,800
 ALT. 46,96

Travers Stile
 V5 9P 003
 PK. 285,304
 ALT. 82,82

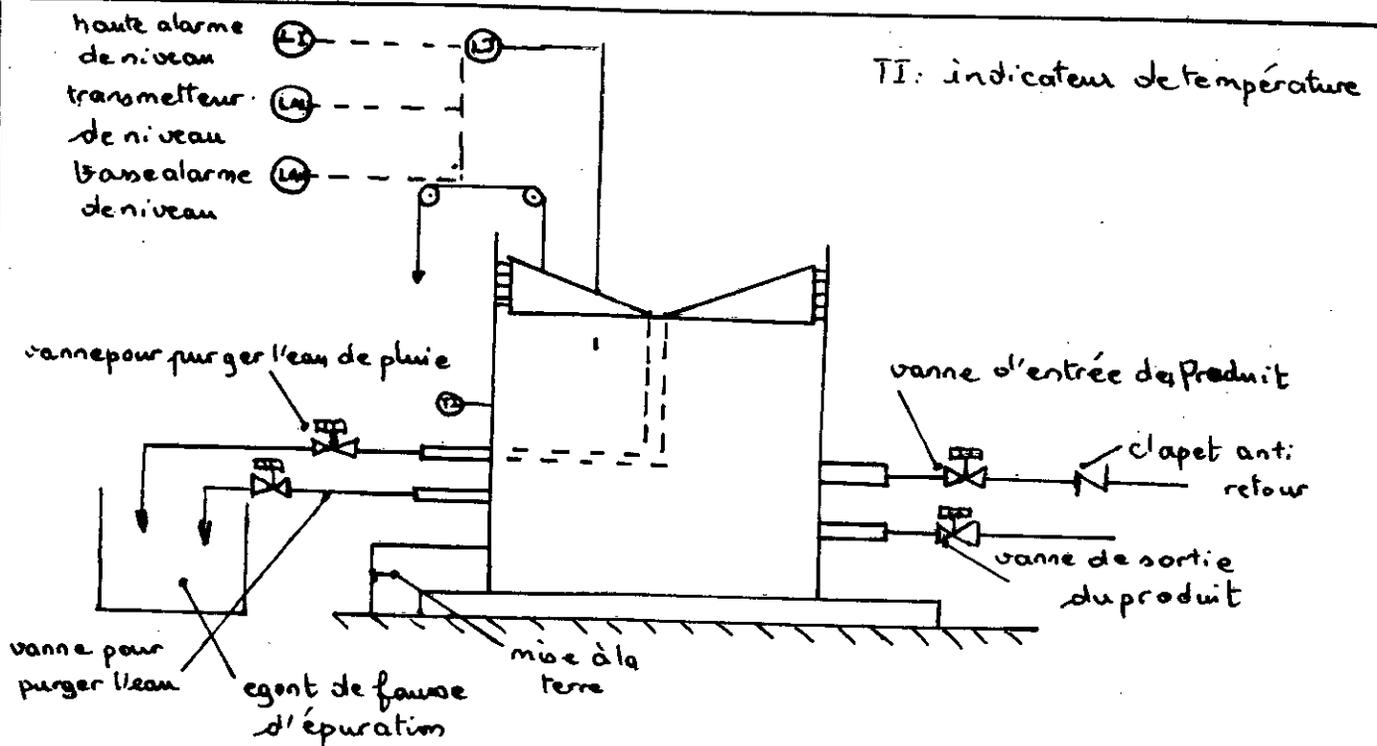


Carte 1

S C H E M A - 4



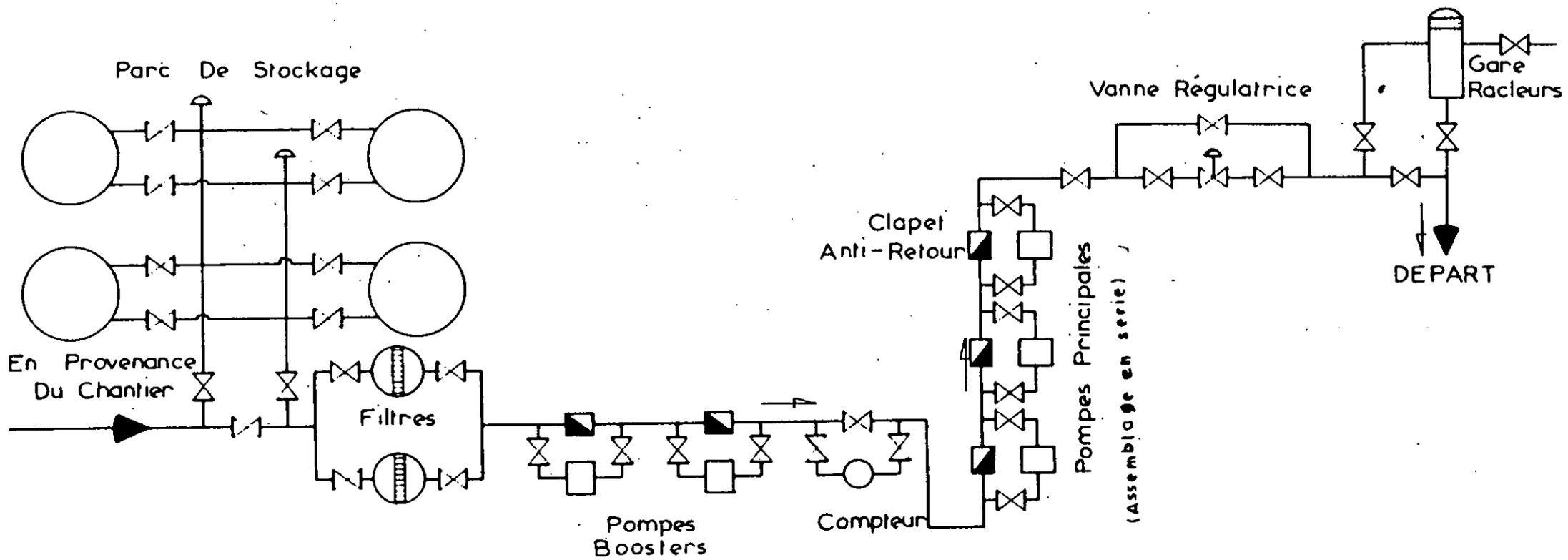
* Bac à toit fixe



* Bac à toit flottant

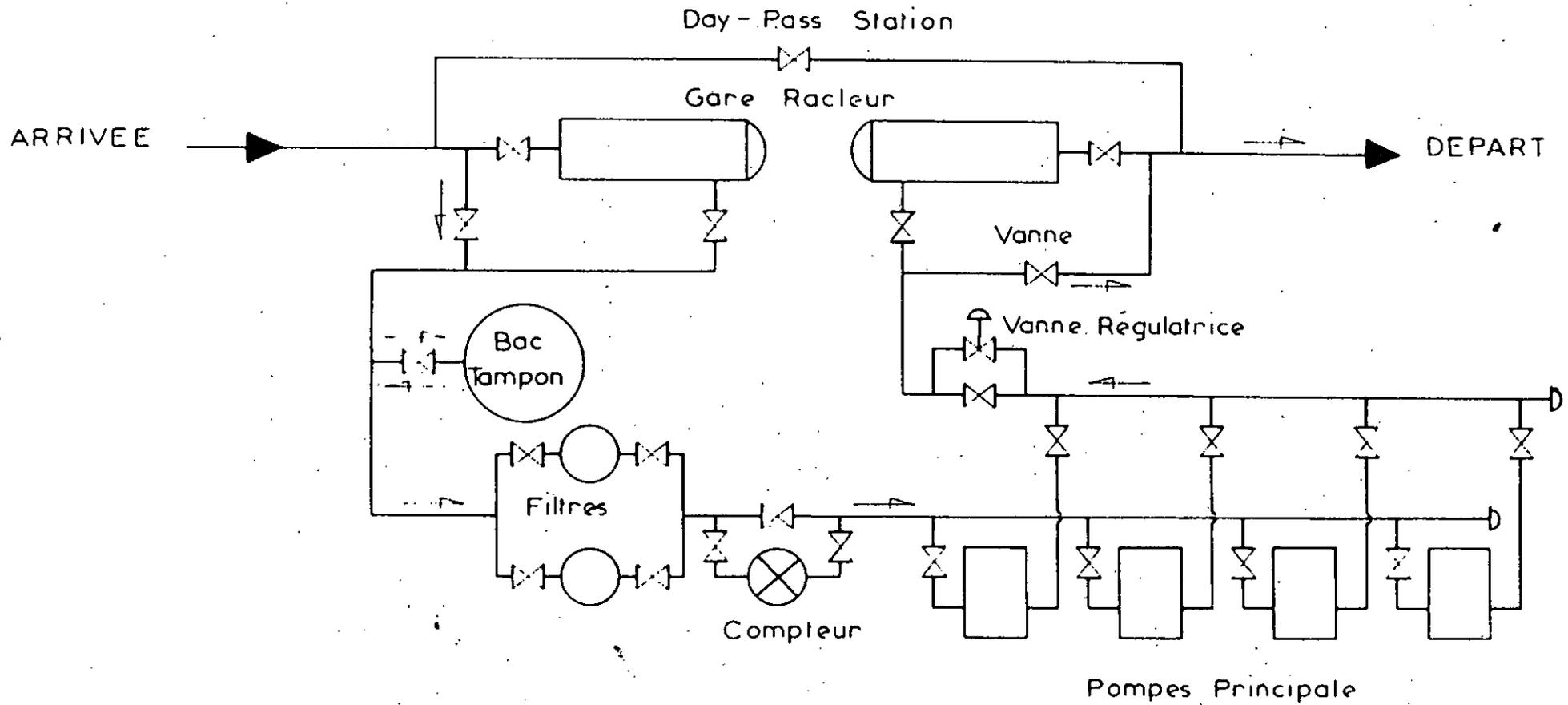
- STATION DE DEPART -

GRAPHE A



-SCHEMA DE PRINCIPE D'UNE STATION DE
POMPAGE

GRAPHE B



- Schéma global d'un oléoduc

GRAPHE C

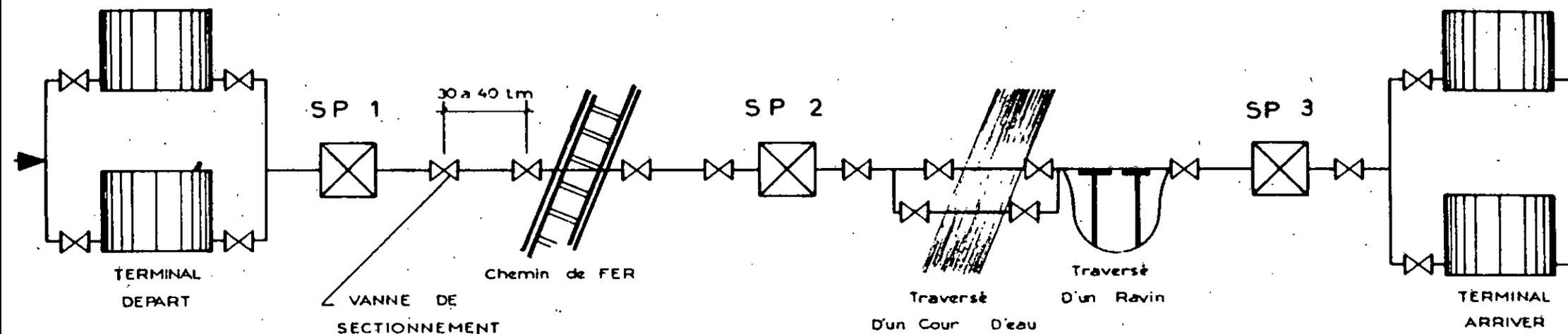


TABLEAU 6.2 Métrique (Suite 5)
 TUBES DE CONDUITE A EXTREMITES LISSES
 DIMENSIONS¹, MASSES ET PRESSIONS D'EPREUVE²

In.	mm	Masses à extrémités lisses		Epaisseur t	In.	mm	Pressions d'épreuve minimum, hPa x 100													
		lb/ft ²	kg/m ²				Diamètre intérieur d		Grade A		Grade B		Grade X42	Grade X48	Grade X52	Grade X56	Grade X60	Grade X66	Grade X70	Grade X80
							Gr.1	Gr.2	Gr.1	Gr.2										
16	406.4	180.20	238.64	1.000	25.4	353.6	183	183	181	183	207	207	207	207	207	207	207	207		
16	406.4	188.43	252.61	1.062	27.0	332.4	185	183	182	183	207	207	207	207	207	207	207	207		
16	406.4	178.72	248.45	1.125	28.8	349.2	174	183	183	183	207	207	207	207	207	207	207	207		
16	406.4	187.93	260.17	1.188	30.2	346.0	185	183	183	183	207	207	207	207	207	207	207	207		
16	406.4	196.91	263.76	1.250	31.8	342.8	183	183	183	183	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	35.76	53.53	0.188	4.8	447.4	26	32	30	36	52	56	63	68	74	79	85	98		
18	457.0	41.59	62.34	0.219	5.6	445.6	30	36	35	44	60	65	74	80	85	92	100	115		
18	457.0	47.39	71.12	0.250	6.4	444.2	34	43	40	50	68	75	85	91	98	105	114	131		
18	457.0	53.18	78.77	0.281	7.1	442.8	39	48	45	56	76	84	95	103	110	118	128	148		
18	457.0	58.94	87.49	0.312	7.9	441.2	43	54	50	63	85	94	105	114	122	132	142	162		
18	457.0	64.87	96.18	0.344	8.7	439.6	48	59	55	69	94	103	116	125	134	145	156	178		
18	457.0	70.89	104.84	0.375	9.5	438.0	52	65	61	75	103	112	127	136	146	158	171	195		
18	457.0	76.79	113.48	0.408	10.3	436.4	111	121	137	146	158	172	185	207		
18	457.0	82.15	122.05	0.438	11.1	434.8	61	76	70	86	120	131	148	160	171	185	200	207		
18	457.0	87.81	130.62	0.468	11.9	433.2	128	141	158	171	183	198	207	207		
18	457.0	93.47	139.15	0.500	12.7	431.6	68	86	81	101	136	150	169	182	195	207	207	207		
18	457.0	100.65	156.11	0.562	14.3	429.4	77	96	90	113	154	168	190	205	207	207	207	207		
18	457.0	115.98	172.95	0.625	15.9	425.2	86	107	101	125	171	187	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	127.21	189.67	0.688	17.5	422.0	95	119	111	138	188	208	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	138.17	206.25	0.750	19.1	418.8	103	130	121	151	205	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	149.06	221.69	0.812	20.6	415.6	112	140	130	163	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	160.03	238.03	0.875	22.2	412.8	121	151	141	176	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	170.72	254.25	0.938	23.8	409.4	130	161	151	189	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	181.86	270.34	1.000	25.4	406.2	138	172	161	193	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	192.11	286.30	1.062	27.0	403.0	146	183	171	193	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	202.75	302.14	1.125	28.6	399.8	155	193	181	193	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	213.31	317.85	1.188	30.2	396.6	163	193	191	193	207	207	207	207	207	207	207	207		
18	457.0	223.81	333.44	1.250	31.8	393.4	172	193	193	193	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	46.27	69.38	0.219	5.6	496.8	27	34	32	39	57	63	71	77	82	89	96	109		
20	508.0	52.73	79.16	0.250	6.4	495.2	31	39	36	45	66	72	81	88	94	102	109	125		
20	508.0	59.18	87.70	0.281	7.1	493.8	35	43	41	51	73	80	90	97	104	113	121	139		
20	508.0	65.60	97.43	0.312	7.9	492.2	39	48	45	56	81	89	100	108	116	125	135	154		
20	508.0	72.21	107.12	0.344	8.7	490.6	43	53	50	62	89	98	111	119	128	138	148	170		
20	508.0	78.60	116.78	0.375	9.5	489.0	47	58	54	68	97	107	121	130	139	151	162	185		
20	508.0	84.96	126.41	0.406	10.3	487.4	106	116	131	141	151	164	176	201		
20	508.0	91.51	136.01	0.438	11.1	485.8	54	66	63	79	114	125	141	152	163	176	190	207		
20	508.0	97.83	145.58	0.469	11.9	484.2	122	134	151	163	174	189	204	207		
20	508.0	104.13	155.12	0.500	12.7	482.6	62	77	72	90	130	143	161	174	186	202	207	207		
20	508.0	116.67	174.10	0.562	14.3	479.4	70	87	81	102	147	161	182	196	207	207	207	207		
20	508.0	129.33	192.93	0.625	15.9	476.2	77	97	90	113	163	179	202	202	207	207	207	207		
20	508.0	141.90	211.66	0.688	17.5	473.0	86	107	99	125	180	197	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	154.19	230.27	0.750	19.1	469.8	93	116	109	136	196	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	166.40	247.60	0.812	20.6	466.6	101	126	118	147	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	178.72	265.93	0.875	22.2	463.6	109	136	127	158	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	190.96	284.18	0.938	23.8	460.4	116	145	136	169	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	202.92	302.28	1.000	25.4	457.2	124	155	145	181	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	214.80	320.28	1.062	27.0	454.0	132	165	154	189	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	226.78	338.11	1.125	28.6	450.8	139	174	162	199	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	238.68	355.83	1.188	30.2	447.6	147	184	172	199	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	250.31	373.43	1.250	31.8	444.4	155	189	181	199	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	261.86	389.81	1.312	33.3	441.4	162	189	189	189	207	207	207	207	207	207	207	207		
20	508.0	273.51	407.17	1.375	34.9	438.2	171	189	189	189	207	207	207	207	207	207	207	207		
22	559.0	50.94	76.42	0.219	5.6	547.8	25	31	29	36	52	57	65	70	75	81	87	99		
22	559.0	58.07	87.71	0.250	6.4	546.2	28	35	33	41	60	65	74	80	85	92	99	114		
22	559.0	65.18	96.63	0.281	7.1	544.8	32	39	37	46	64	73	82	88	95	102	110	126		
22	559.0	72.27	107.36	0.312	7.9	543.2	35	44	41	51	74	81	91	98	105	114	123	140		
22	559.0	79.56	118.06	0.344	8.7	541.6	39	48	45	56	81	89	100	108	116	126	135	154		
22	559.0	86.81	128.73	0.375	9.5	540.0	42	53	50	61	89	97	110	118	127	137	148	169		
22	559.0	93.63	139.37	0.406	10.3	538.4	96	105	118	128	137	148	160	183		
22	559.0	100.86	149.97	0.438	11.1	536.8	50	62	58	72	104	113	128	138	148	160	173	197		
22	559.0	107.85	160.55	0.469	11.9	535.2	111	122	137	148	158	172	185	207		
22	559.0	114.81	171.09	0.500	12.7	533.6	56	70	65	82	118	130	147	158	169	183	197	207		
22	559.0	128.67	192.08	0.562	14.3	530.4	63	79	74	92	123	146	165	178	190	206	207	207		
22	559.0	142.68	212.95	0.625	15.9	527.2	70	88	82	103	148	162	184	198	207	207	207	207		
22	559.0	156.60	233.68	0.688	17.5	524.0	78	97	90	113	163	179	202	207	207	207	207	207		
22	559.0	170.21	254.30	0.750	19.1	520.8	85	105	99	123	178	195	207	207	207	207	207	207		
22	559.0	183.75	273.51	0.812	20.6	517.6	92	114	107	134	182	207	207	207	207	207	207	207		

CHAPITRE 4 CARACTERISTIQUES MECANQUES ET ESSAIS

4.1 Caractéristiques mécaniques. Les grades A25, A, B, X42, X46, X52, X56, X60, X65, X70 et X80 seront conformes aux prescriptions de traction indiquées au tableau 4.1. D'autres grades intermédiaires entre ceux indiqués entre X42 et X80 seront conformes aux caractéristiques mécaniques convenues entre l'acheteur et le fabricant. Ces caractéristiques seront compatibles avec celles du tableau 4.1. Pour les tubes ayant subi une expansion à froid, le rapport entre la limite d'élasticité du corps du tube et la résistance à la traction du corps du tube pour chaque éprouvette d'essai de traction sur laquelle la limite d'élasticité et la résistance à la traction du corps du tube sont déterminées, ne devra pas excéder

0,93.

La limite d'élasticité sera la valeur de la contrainte de traction nécessaire pour produire un allongement total de 0,5 % de la longueur entre repères de l'éprouvette, mesurée à l'aide d'un extensomètre. Lorsqu'on note l'allongement ou qu'on en rend compte, l'enregistrement ou le rapport devra mentionner la largeur nominale de l'éprouvette d'essai, quand il est fait usage d'éprouvettes prismatiques, ou indiquer si on a employé des éprouvettes de section entière. Pour les tubes de grade A 25 le fabricant peut attester que les produits fournis ont été testés et sont conformes aux prescriptions de caractéristiques mécaniques applicables au grade A 25.

TABLEAU 4.1
CARACTERISTIQUES MECANQUES

1 Grade	2 Limite élast Min		3 Résistance Min		4 Résistance Max		5 Allongement Pour cent sur 2 ln (50,80mm) ¹
	PSI	MPa	PSI	MPa	PSI	MPa	
A25	25.000	(172)	45.000	(310)			
A	30.000	(207)	48.000	(331)			
B	35.000	(241)	60.000	(413)			
X42	42.000	(289)	60.000	(413)			
X46	46.000	(317)	63.000	(434)			
X52	52.000	(358)	66.000	(455)			
X56	56.000	(380)	71.000	(489)			
X60	60.000	(413)	75.000	(517)			
X65	65.000	(448)	77.000	(530)			
X70	70.000	(482)	82.000	(566)			
X80	80.000	(551)	90.000	(620)	120.000	(827)	

1. L'allongement minimal sur 50,80 mm (2 in.) devra être déterminé par la formule suivante :

$$\text{Formule anglaise : } e = 625.000 \frac{A^{0.2}}{U^{0.8}}$$

$$\text{Formule métrique : } e = 1942,57 \frac{A^{0.2}}{U^{0.8}}$$

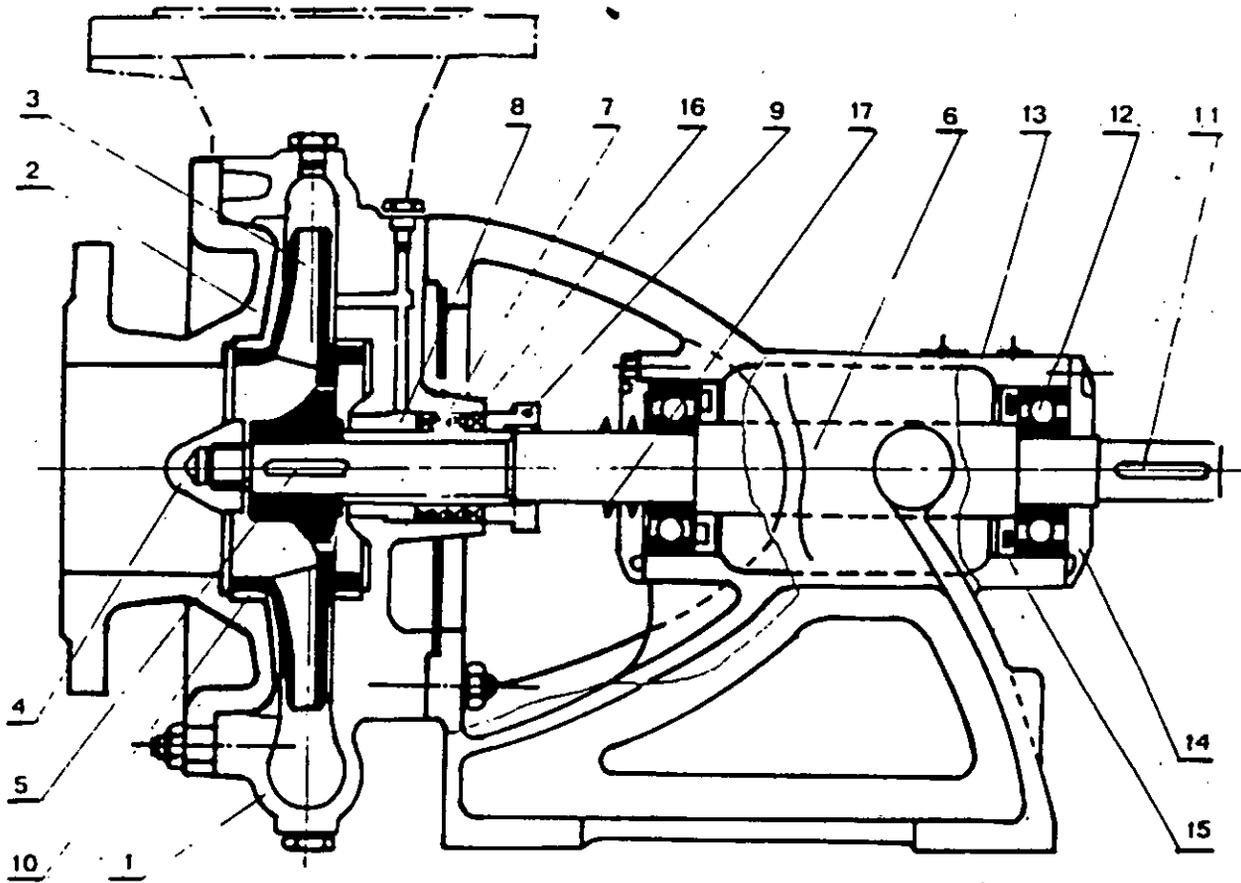
dans laquelle :

e = allongement minimal sur 2 ln. (50,80 mm) en pourcentage arrondi au 1/2 % le plus proche.

A = surface de la section transversale de l'éprouvette d'essai de traction en millimètre carrés, basés sur le diamètre extérieur spécifié ou la largeur nominale de l'éprouvette et l'épaisseur spécifiée, arrondi au 0.01 sq in. (6,5 mm²) le plus proche ou .75 sq in. (484 mm²) en prenant la plus petite de ces deux valeurs.

U = résistance à la traction spécifiée, en psi (MPa).

Voir Annexe C pour les valeurs d'allongement minimales des divers grades et dimensions des éprouvettes de traction. Les allongements minimaux pour les deux éprouvettes rondes de traction (0.350 in. (8,9 mm) de diamètre et 1.4 in. (35 mm) de longueur entre repères, 0.600 in. (12,7 mm) de diamètre et 2.00 in. (50,8 mm) de longueur entre repères) seront ceux correspondant à la ligne .20 sq.in. (129 mm²) de la colonne «Surface A» du Tableau des allongements de l'annexe C.



fait avec motor 6215 2x2

- 1 - Corps de pompe
- 2 - Couvercle d'aspiration
- 3 - Roue centrifuge
- 4 - Ecrou de roue centrifuge
- 5 - Clavette de roue centrifuge
- 6 - Arbre
- 7 - Garniture de presse-étoupe
- 8 - Douille
- 9 - Couvercle de presse-étoupe

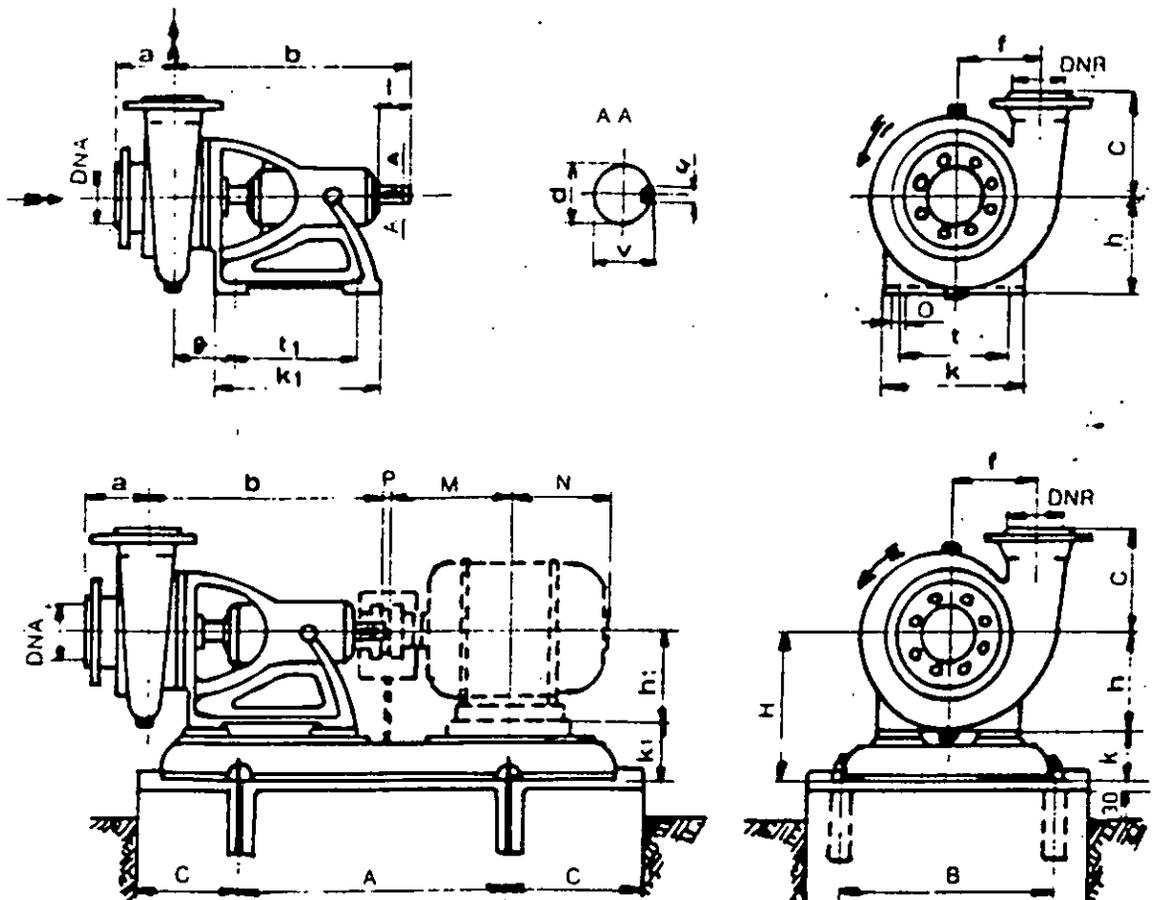
- 10 - Bague d'étanchéité
- 11 - Clavette d'accouplement
- 12 - Roulement à billes
- 13 - Corps du chevalet
- 14 - Couvercle de palier
- 15 - Tôle de recouvrement
- 16 - Douille de protection
- 17 - Racleur

COTES D'ENCOMBREMENT

POMPE ACCOUPLEE A UN MOTEUR ELECTRIQUE

ANNEXE 16

Type de pompes	Pompe											Ext. d'arbre				Tubulures intérieures	
	a	b	c	f	g	h	k	k ₁	o	t	t ₁	d	l	u	v	DN _A	DN _R
40 NVA-150-5	95	322	140	85	635	112	160	220	11,5	134	175	20	50	6	22,5	50	40
50 NVA-175-6	90	337	160	110	85	140	170	255	11,5	140	195	22	50	6	24,5	50	50
70 NVA-200-7	100	380	180	125	88	140	170	255	11,5	140	195	22	50	6	24,5	70	70
80 NVA-230-8	115	435	220	135	100	180	220	300	14	185	230	28	50	8	30,9	80	80
100 NVA-265-10	130	525	250	160	120	250	280	350	18	220	270	36	50	10	39,3	100	100
200 NVA-460-25	200	755	420	300	165	380	440	530	23	380	420	63	100	18	67,2	200	200



ANNEXE 22

Hypothèses de base		taux d'intérêt	10%	CHARGES FIXES	VALEURS (DA)	CHARGES VARIABLE	VALEURS (DA)
Camion citerne				FRAIS DE PERSONN	11 185 081.92	CARBURANT	7708800
		taux d'impôt	0%			LUBRIFIANT	931 480.00
		durée de remboursement	12	ENTRETIEN	2 069 399.80	PNEUMATIQUE	13 104 960.00
				ASSURANCE	203 580.00		
				FRAIS GENEREUX	34 096.23		
				TOTAL	13 492 157.95		
Tableau récapitulatif							
Année	principal	interêt	total	trafic	Dépense d'exploitation	Amortissement	Investissement
1							
2			0.00	0	0		308 292 494.00
3	25 691 041.17	30 829 249.40	56520290.57	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
4	25 691 041.17	28 260 145.28	53951186.45	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
5	25 691 041.17	25 691 041.17	51382082.33	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
6	25 691 041.17	23 121 937.05	48812978.22	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
7	25 691 041.17	20 552 832.93	46243874.1	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
8	25 691 041.17	17 983 728.82	43674769.98	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
9	25 691 041.17	15 414 624.70	41105665.87	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
10	25 691 041.17	12 845 520.58	38536561.75	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
11	25 691 041.17	10 276 416.47	35967457.63	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
12	25 691 041.17	7 707 312.35	33398353.52	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
13	25 691 041.17	5 138 208.23	30829249.4	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
14	25 691 041.17	2 569 104.12	28260145.28	92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
15				92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
16				92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
17				92345	35 237 397.95	39 642 688.80	
	308 292 494.00	200390121.1	508682615.1				
	93184.5						
total							
taux demprunt	CREU (DA / tonne)	CREU (\$ US /baril)					
25%	820.5076238	3.11					

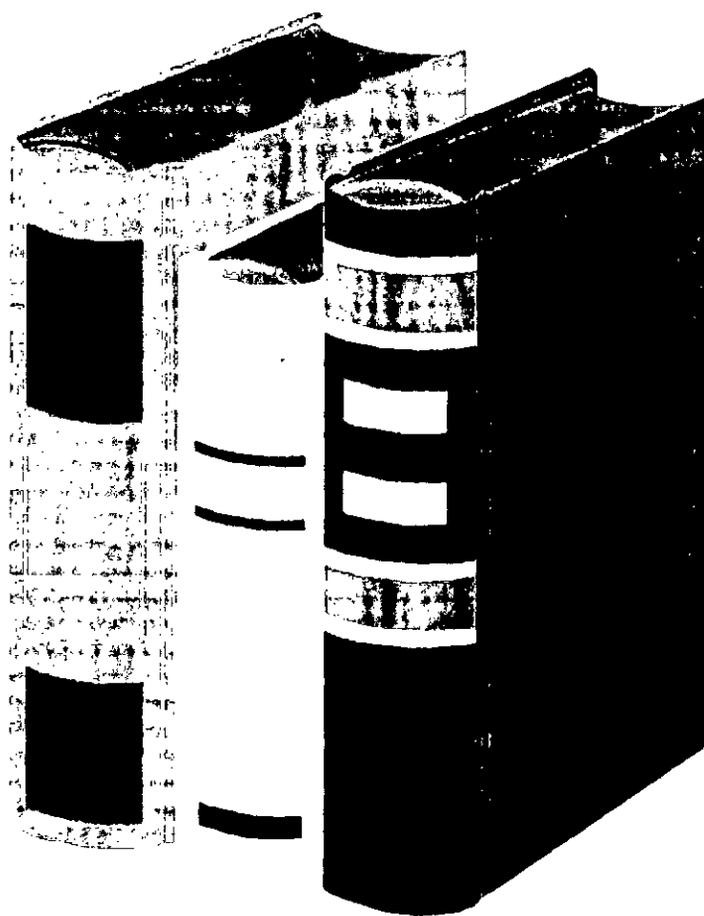
ANNEXE 23

Structure des coûts Pipeline					
Coûts	Valeurs (\$US)				coût du tube(\$US/m)
coût du tube	1 949 243.04	diamètre	6	13.7755692	
coût du transport	7 796.97	distance	141500		
enrobage	976 350.00	Poid tube (kg /m)	16.2066		
protection cathodique	29 238.65				
vanne accessoires	97 462.15				
pose du tube	6 792 000.00				
autres investissements	2 721 651.44				
total	12 573 742.25				
énergie	0.00				
coûts indirects	2 124 899.84				
imprévus	1 062 449.92				
total	3 187 349.76				
Investissements	15 761 092.01				
charges d'exploitations					
frais de personnels	25 460.00				
frais de gestion	5 092.00				
frais d'entretien	157 610.92				
assurances	73 870.79				
total	262 033.71				
Amortissement	1 050 739.47				
energie	0.00				
cop	262 033.71				
total des charges	16 023 125.73				
quantité transportée	93 184.50				

ANNEXE 23

Hypothèses de base		taux d'intérêt	10%				
Pipeline		taux d'emprunt	25%				
		taux d'impôt	0%				
		durée de rembourse	12 ans				
Année	Principal	Interêt	Total remboursement	Trafic	Coût opératoire	Amortissement	Investissement
1 semestre							
2 semestre							
3 semestre							
4 semestre			11 820 819	0	0		15 761 092
3	328356.084	394027.3004	722383.384	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
4	328356.084	361191.692	689547.7757	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
5	328356.084	328356.0836	656712.1673	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
6	328356.084	295520.4753	623876.5589	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
7	328356.084	262684.8669	591040.9506	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
8	328356.084	229849.2586	558205.3422	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
9	328356.084	197013.6502	525369.7338	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
10	328356.084	164178.0418	492534.1255	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
11	328356.084	131342.4335	459698.5171	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
12	328356.084	98506.82509	426862.9087	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
13	328356.084	65671.21673	394027.3004	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
14	328356.084	32835.60836	361191.692	93 184.50	262 033.71	1050739.47	
15				93 184.50	262 033.71	1050739.47	
16				93 184.50	262 033.71	1050739.47	
17				93 184.50	262 033.71	1050739.47	
total	3940273	2561177.452	6501450.456				
Taux d'actualisation		CREU (\$ US / tonne)	CREU (\$ US / baril)				
10%		25.04927327	3.42				

Bibliographie



- (1). Denis-BABUSIAUX [BABU ; 1990]**
"Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise"
- (2). Nicos CHRISTOFIDES et Samuel EILON [CHRI ; 1978]**
"Distribution management, mathematical modelling and practical analysis"
- (3). R-CABET et Y-LIZORET [CABE ; 1975]**
"L'économie du transport par conduite"
- (4). CATALOGUE - FORMULAIRE [CATA ; 1977]**
SERSEG, "Robinetterie manométrie"
- (5). DIRECTION ENGINEERING de SONATRACH [DREN ; 1982]**
"Transport de produits raffinés et GPL par pipeline" (ARZEW EL GOMRI SAIDA)
- (6). J - MASSERON [MASS ; 1982]**
"L'économie des hydrocarbures"
- (7). MANFRED HAFNER [MANF ; 1993]**
"Transport de gaz naturel (aspects technologiques et économiques)"
- (8). PONT-A-MOUSSON SA [PONT ; 1977]**
"Canalisations"
- (9). J VINCENT GENOD [VINC ; 1989]**
"Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalisation" (texte et planche)
- (10). P-WUITHIER [WUIT ; 1976]**
"Raffinage et Génie chimique" (tome 2)
- (11). American Petroleum institute [API ; 1990]**
"Spécification pour tubes de conduite"