

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE**

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT D'HYDRAULIQUE

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE



**EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR D'ETAT EN
HYDRAULIQUE**

THEME :

**ETUDE DE L'EVACUATION DU GAZ NATUREL.
APPLICATION AU PROJET GZ4 (HASSI R'MEL-BENI SAF)**

Réalisé par :

LALOUANI SOUFIANE

Suivi par : Mr BENZIADA.S

Mr AIT ABDESLAM.A

Année 2008/2009

ملخص:

الهدف من هذا المشروع الدراسي هو تصميم الأنبوب الناقل للغاز الطبيعي (حاسى رمل – بني صاف) انطلاقا من دراسة تقنية و اقتصادية و بانجاز برنامج حسابي يعطينا قيمة الضغط و درجة حرارة الغاز عبر الأنبوب كما يقوم بتعيين أماكن تواجد مراكز تضغيط الغاز و الطاقة اللازمة توفيرها مما يسمح لنا باختيار قطر الأنبوب المثالي و هذا حسب القيمة المالية للمشروع

كلمات مفتاحيه : الغاز الطبيعي, أنبوب الغاز, تضغيط الغاز, MATLAB, القيمة المالية.

Résumé :

Le but de ce projet de fin d'étude, est le dimensionnement du gazoduc qui permettra l'évacuation du gaz naturel (Hassi R'mel- Arzew- Beni Saf). En se basant sur une étude technico-économique et l'élaboration d'un programme de calcul donnant le profil des pressions et des températures le long du gazoduc, ainsi que l'emplacement et la puissance des stations de compression, avec un choix du diamètre optimal sur la base de l'estimation du coût du projet.

Mots clés : Gaz naturel, Gazoduc, Compression, MATLAB, Coût.

Abstract:

The goal of this project of end of study, is the dimensioning of the gas pipeline which will allow the evacuation of natural gas (Hassi R' mel - Beni Saf), while being based on a technico-economic study and with development of a calculation programme giving the profile of the pressures and the temperatures along the gas pipeline, as well as the site and the power of the compression's stations. In this way, we can choose the optimal diameter on the basis of estimate of the cost of the project.

Key words: Natural gas, Gas pipeline, Compression, MATLAB, Cost.

Dédicaces

A la mémoire de ma défunte mère, j'aurai aimé qu'elle soit là pour voir ce que je suis devenu

A mon père qui a toujours été là pour moi et que je ne remercierai jamais assez

A ma mère Houria pour le soutien et le réconfort qu'elle a pour moi

A ma sœur Kahina et mes frères Youyou, Bibou. Je vous dois beaucoup dans cette vie et Que Dieu vous protège et vous donne les clefs de la réussite

A mon frère Zizou qui a toujours été un exemple pour moi. A Christine et le petit Adam. Que Dieu vous garde avec tout le bonheur du monde

A la personne qui, par son amour, par son soutien, a fait de moi celui que je suis aujourd'hui, merci d'exister auprès de moi

A toute la famille

A tous mes amis

A tous mes amis de la promo 2009 :

*Amirouche, Djamel, Samir, Alex, Driss, Amine, Khaled K, Khaled B, Yanis, Fethi, Rouchdi
Et les filles :*

Amina, Hakima, Imene, et toutes les autres

A tous ceux qui aiment faire le bien et aider les gens

Remerciements

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

J'adresse ma profonde gratitude à mon père qui a tout mis à ma disposition pour que mon travail se déroule dans les meilleures conditions possibles.

Que Monsieur Noune trouve ici l'expression de mes remerciements et de ma profonde gratitude.

Je tiens à témoigner ma sincère reconnaissance à Monsieur Benziada d'avoir accepté de m'encadrer et pour ses enseignements, ses orientations et ses conseils tout au long de mon travail.

Je tiens à adresser mes vifs remerciements à Mr Ait Abdeslam pour m'avoir accordé ce qui est de plus précieux, son temps et son attention. Son aide m'a particulièrement été précieuse dans mon étude.

Je voudrais aussi exprimer tous mes remerciements à Melle Benmamar pour tout le temps qu'elle m'a consacré et l'honneur qu'elle me fait en présidant ce jury.

Je remercie Monsieur BILEK et Monsieur NAKIB, pour avoir accepté d'être membre du jury.

A tous les enseignants de l'école nationale polytechnique, en particulier ceux du département hydraulique pour la formation qu'ils m'ont offert et leurs orientations.

A tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'aboutissement de ce travail, j'aimerai leur dire MERCI.

NOMENCLATURE :

C_{p_m} : Chaleur spécifique du mélange de gaz [cal/mole.°K]
 D_i : Diamètre interne de la conduite [m]
 D_e : Diamètre externe de la conduite [m]
 D_{Rev} : Diamètre externe avec revêtement [m]
 H : Enthalpie du gaz naturel [j / m².s. °k]
 M : Masse molaire du gaz naturel [kg/s]
 Q : Débit massique du gaz [kg/s]
 P_{pc} : Pression pseudo-critique du mélange [bar]
 PCI : Pouvoir calorifique inférieur du gaz [j/kg]
 Q' : Chaleur échangée entre le terrain et le fluide [watt]
 R : Constante universelle des gaz [j/kg.°k]
 R_{Rev} : Résistance au transfert de chaleur dans le revêtement [m².s.°k/j]
 R_S : Résistance au transfert de chaleur dans le sol [m².s.°k/j]
 R_P : Résistance au transfert de chaleur dans le paroi (acier) [m².s.°k/j]
 R_{Conv} : Résistance au transfert de chaleur par convection [m².s.°k/j]
 S : Densité du gaz naturel
 T_{pc} : Température pseudo-critique [°k]
 U_g : Conductance globale au transfert de chaleur [j/m².s.°k]
 Z_c : Facteur de compressibilité critique du mélange
 Nu : Nombre de Nusselt ;
 Pr : Nombre de Prandtl ;
 Re : nombre de Reynolds ;
 V : Vitesse du Gaz [m/s];

SYMBOLES GRECS :

λ : Coefficient de frottement ou de perte de charge.
 λ_p : Conductivité thermique de l'acier [J/ m.s.°K]
 λ_{rev} : Conductivité thermique du revêtement [J/ m.s.°K]
 λ_s : Conductivité thermique du sol [J/ m.s.°K]
 λ_f : Conductivité thermique du fluide [J/ m.s.°K]
 λ_g : Conductivité Thermique du Gaz Naturel [J/ m.s.°K]
 μ : Viscosité dynamique [micro-poise].
 ε : rugosité des tubes (mm)

Introduction générale	01
Présentation de la structure d'accueil	03
Généralités	09
1/ le gaz naturel	09
2/ les gisements de gaz en Algérie	09
3/ Industrie du gaz	10
4/ Principaux réseaux de gazoducs en service.....	13
5/ Projets de gazoducs en étude ou en cours de réalisation	14
Chapitre I : Description et justification du projet	17
I.1 / Caractéristiques du gaz naturel à transporter	17
I.2 / Caractéristiques des tubes	18
I.3/ Conditions de gisements	18
I.4/ Etude du tracé et zones d'implantations.	19
1/ Description de la variante retenue	19
2/ Catégorie d'emplacements	19
I.5/ Dispositifs espacés le long de la canalisation	20
1/ Pots de purge	20
2/ Postes de coupure	20
3/ Postes racleurs	21
4/ Unités de filtration.....	21
5/ Postes de sectionnement.....	21
6 / Stations de compressions	22
7/ Terminal de départ	22
8 / Terminal arrivé.....	23
I.6– Description détaillée des travaux	24
1/ Pose souterraine	24
2/ Pose sous-marine	27
Chapitre II : Approche théorique et mise en équation	30
1^{ère} Partie : Caractéristiques Physiques du gaz naturel	31
1/ Gaz réel	31
2/ Facteur de compressibilité des gaz réel.....	31
3/ Densité du mélange	32
4/ Viscosité d'un mélange de gaz réel	33
5/ Chaleur spécifique d'un mélange de gaz réel	33
6/ Conduction thermique.....	35
7/ Pouvoirs calorifiques	35

2^{ème} Partie : Calcul thermique des gazoducs	35
Préambule.....	35
1/ Transfert Thermique dans les Pipelines	35
1.1/ Convection	35
1.2/ Conduction	36
1.3/ Calcul de la résistance globale au transfert de chaleur	36
2/ Coefficient de Transfert de chaleur Par convection du gaz	38
3/ Répartition de la température le long du gazoduc	39
3^{ème} Partie : Ecoulement d'un gaz dans une conduite cylindrique	40
Préambule	40
1/ Démonstration de l'équation de Bernoulli généralisée	41
2/ Formules du coefficient de pertes de charges linéaire	43
2.1 / Régime turbulent lisse.....	44
2.2 / Régime turbulent rugueux	44
2.3 / Régime complètement rugueux.....	45
3/ Corrélation applicables à tous les régimes	45
4 / Equation d'écoulement du gaz	46
5/ Equation de WEYMONTH	46
6/ Equation de PANHANDLE	46
7/ Equation de RENOUARDE	46
8/ Perte de charges singulières	47
4^{ème} Partie : Stations de compression	48
1/Introduction.....	48
2/ Installation de compression	48
2.1/Compresseurs centrifuges	48
2.2/Calcul de la puissance des compresseurs	48
2.3/Turbine à Gaz	50
2.3.1/La puissance utile	50
2.3.2/Rendement thermique d'une turbine à gaz.....	50
3/ Accouplement de la turbine à gaz au compresseur centrifuge	51
4/ Calcul de la puissance ISO.....	51
5/ Le débit consommé par la turbine à gaz	51
Chapitre III : Données de base	53
III-1/Introduction	53
III-2/Description de l'ouvrage	53
III-2-1/Tracé et profil en long du gazoduc	53
III-2-2/Débit de gaz à transporter.....	54
III-2-3/Caractéristiques des tubes.....	55
III-2-4/Epaisseurs	55

III-3/Caractéristiques du gaz	57
III-3-1/La composition chimique du gaz	57
III-3-2/Propriétés physiques	57
III-4/Stations de compression	58
III-4-1/Turbine à gaz	58
III-4-2/Compresseurs centrifuges.....	59
III-4-3/Turbogénérateur	59
III-5/Données générales	59
III-5-1/Conditions climatiques	59
III-5-2/Conductivité thermique	60
III-5-3/Pression de service	60
III-5-4/Température de départ	60
III-5-5/Pertes de charges singulières	60
III-5-6/Facteur de marche	60
Chapitre IV : Base de l'étude économique	62
IV-1/Introduction	62
IV-2/Taux d'actualisation	62
IV-3/Etapes de l'étude économique	63
IV-3-1/Estimation des investissements	63
IV-3-2/Estimation des charges d'exploitations	66
IV-4/Organigramme des dépenses	68
Chapitre V : Procédure de calcul et méthodes numériques	70
V-1/Introduction	70
V-2/Description du programme GASPIPE	70
V-2-1/Formulations théoriques choisies	71
1/Equation du débit	71
2/Equation de transfert de chaleur	72
3/Compression du gaz naturel	72
V-2-2/Procédure de calcul du programme	73
V-2-3/Algorithme du programme	75
V-3/Présentation du PIPEPHASE	77
V-4/Données et résultats de l'étude comparative	78
V-5/Conclusion	85
Chapitre VI : Dimensionnement et choix du diamètre optimal	87
VI-1/Introduction	87
VI-2/Diamètre optimal	87
VI-2-1/Résultats techniques	87

VI-2-2/Résultats économiques	100
VI-3/Conclusion	94

Chapitre VII : Etude d'impact sur l'environnement et mesure

d'atténuation	96
VII-1/ Impact potentiels génères en phase de construction	96
VII-1-1/ Rejets hydriques, solides et nuisances sonores	96
VII-1-2/ Cadre socio-économique	97
VII-2/ Impacts potentiels génères en phase d'exploitation	97
VII-3/ Impacts potentiels en phase de post-exploitation	98
VII-4/ Mesures d'atténuation et de bonification	98
VII-4-1/ Mesures d'atténuations en phase de construction	98
VII-4-2/ Mesures d'atténuation en phase d'exploitation	99

Conclusion générales

Bibliographie

Annexes

Liste des figures

Figure 1 : schéma structurant l'activité transport par canalisation	4
Figure 2 : Répartition du réseau de transport de canalisation	7
Figure 3 : Production mondiale de gaz naturel	12
Figure 4 : Représentation globale de toute la chaîne gazière de SONATRACH	15
Figure I.1 : disposition des tuyaux	24
Figure I.2 : machine de cintrage.....	24
Figure I.3 : soudage des tuyaux	26
Figure I.4 : évacuation de la tranchée	26
Figure I.5 : remblayage du tuyau	26
Figure I.6 : test hydrostatique	26
Figure I.7 : Navire poseur de pipeline	28
Figure II.1 : Représentation des forces agissant sur le tube	40
Figure III.1 : Profil en long du gazoduc GZ4	54
Figure IV.1 : Organigramme des dépenses	68
Figure V.1 : Algorithme du programme « GASPIPE »	76
Figure V.2 : Profil en long choisi pour l'étude comparative	78
Figure V.3 : Répartition des pressions (cas 1)	79
Figure V.4 : Répartition des températures (cas 1).....	80
Figure V.5 : Répartition des erreurs (cas 1)	80
Figure V.6 : Répartition des pressions (cas 2)	81
Figure V.7 : Répartition des températures (cas 2).....	82
Figure V.8 : Répartition des erreurs (cas 2)	82
Figure V.9 : Répartition des pressions (cas 3)	59
Figure V.10 : Répartition des températures (cas 3).....	83
Figure V.11 : Répartition des erreurs (cas 3)	84
Figure VI : Profils de pressions et de températures	84
Figure VII.1 : schémas du raclage des conduites	96

Liste des tableaux

Tableau 1 : Répartition des réserves dans le monde	5
Tableau 2 : Parts des réserves gazières et pétrolières	11
Tableau 3 : Volumes d'exportation de gaz naturel	11
Tableau II.1 : constantes des chaleurs spécifiques de chaque composant	34
Tableau III.1 : profil en long du gazoduc Hassi R'mel-Beni saf	53
Tableau III.2 : Répartition des besoins en gaz naturel	54
Tableau III.3 : Diamètre étudié en fonction du débit	55
Tableau III.4 : Limite d'élasticité et de rupture des nuances d'acier étudiées	56
Tableau III.5 : Coefficient de sécurités fixées par la réglementation Algérienne	56
Tableau III.6 : Epaisseur normalisée	56
Tableau III.7 : Composition chimique du gaz de Hassi R'mel	57
Tableau III.8 : Coordonnées critiques des composants du gaz de Hassi R'mel	58
Tableau III.9 : Coordonnées critiques du gaz de Hassi R'mel	58
Tableau III.10 : Caractéristiques des turbines à gaz utilisées	59
Tableau IV.1 : Coût de l'acier des tubes	64
Tableau V.1 : Profil en long choisi pour l'étude comparative	78
Tableau V.2 : Différents cas de l'étude comparative	78
Tableau V.3 : Résultats techniques (cas1)	79
Tableau V.4 : Résultats techniques (cas2)	81
Tableau V.5 : Résultats techniques (cas3)	83
Tableau VI.1 : Différents cas étudiés	87
Tableau VI.2 : Résultats techniques du 1 ^{er} cas d'application	87
Tableau VI.3 : Résultats techniques du 2 ^{eme} cas d'application	89
Tableau VI.4 : Résultats techniques du 3 ^{eme} cas d'application	91
Tableau VI.5 : Résultats économiques	93

Introduction Générale

Introduction générale :

Apparu il y a un siècle environ, le transport de quantités massives de gaz naturel n'a pris son véritable essor que depuis la seconde guerre mondiale. L'histoire de ce développement met en évidence une tendance constante à transporter sur des distances toujours plus grandes des quantités de plus en plus importantes et à des pressions de plus en plus élevées.

Le gaz naturel, considéré comme un combustible « plus propre » que le charbon et le pétrole vis-à-vis de la pollution acide et des gaz à effet de serre, est de plus en plus utilisé en tant que source d'énergie. Selon la plupart des estimations, sa consommation globale doit doubler d'ici 2030. Les réseaux de gazoducs sont dédiés au transport de grandes quantités de gaz naturel sur de longues distances. Tandis que le gaz parcourt le gazoduc, sa pression et son énergie diminuent du fait de la friction entre le gaz et la surface intérieure du gazoduc, ainsi qu'au transfert de chaleur entre le gaz et son environnement. Pour compenser ces pertes, des stations de compression sont généralement positionnées à intervalles réguliers. Elles consomment une quantité importante d'énergie qui est souvent fournie par une partie du gaz à comprimer, ce qui dans un premier temps, entraîne des coûts importants et dans un deuxième temps libère des rejets de CO₂.

Pour concevoir ces systèmes de transport de taille sans cesse croissante et donc de plus en plus coûteux, des méthodes de raisonnement et de calcul ont été mises au point afin de déterminer la meilleure structure de transport répondant à un besoin donné. La détermination de la configuration optimale d'un réseau de transport exige la maîtrise de données physiques, techniques et économiques. Au-delà de la connaissance des quantités à transporter (volume annuel, modulation)

Cependant, au-delà des résultats des études technico-économiques qui constituent la base du dimensionnement d'un ouvrage de transport. Il convient de prendre en compte d'autres considérations également importantes telles que : souplesse, fiabilité, sécurité, impact sur l'environnement et le voisinage. De même que l'éventualité de problèmes politiques pouvant surgir à la traversée de plusieurs pays et de problèmes financiers (montant des investissements initiaux, dépenses en devises) qui seront attachés à la mise en œuvre d'une solution adoptée.

Deux axes principaux sont généralement mis en évidence lorsqu'on s'intéresse aux réseaux de transport à savoir leur conception et leur exploitation. Ils entraînent des intérêts technico économiques souvent basés sur la minimisation du coût d'investissement et la maximisation de la capacité de transport ou en gestion sur la minimisation du gaz consommé au niveau des stations de compression.

L'objectif de notre travail est minimiser la combinaison des deux facteurs, le diamètre de la canalisation et la puissance de recompression, pour cela on utilisera une approche par simulation à l'aide d'un outil de programmation sous MATLAB.

Présentation de la structure d'accueil

Présentation de la structure d'accueil [STRC]

Présentation de SONATRACH

SONATRACH (Société Nationale de Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures) est un Groupe pétrolier et gazier. Elle a été créée par le décret N° 63-491 du 31 décembre 1963. A cette date, sa mission se limitait à la prise en charge du transport et de la commercialisation des hydrocarbures.

Quelques années plus tard, le 22 septembre 1966, un second décret (N° 66-296) a permis d'élargir ses prérogatives à l'ensemble des activités du secteur des hydrocarbures:

- L'exécution de toutes les opérations de recherche et d'exploitation industrielle et commerciale des gisements d'hydrocarbures,
- La construction et l'exploitation de tous les moyens de transport des hydrocarbures,
- Le traitement (gaz) et la transformation (pétrole) des hydrocarbures,
- La création d'une industrie pétrochimique ou de toute autre industrie connexe dérivant des hydrocarbures,
- La distribution et la vente des hydrocarbures et leurs dérivés en Algérie et à l'étranger.

Progressivement et au lendemain de la nationalisation des hydrocarbures du 24 février 1971, la SONATRACH se voit confier la mission de développer toutes les branches de l'industrie des hydrocarbures, depuis l'exploration jusqu'à la pétrochimie.

Les premières années de la décennie 80 ont vu la SONATRACH se réorganiser, engendrant la création de dix sept autres entreprises industrielles de réalisation et de service. Depuis, la SONATRACH a recentré ses activités autour de ses missions essentielles de rechercher, Produire, Transporter, Traiter et Commercialiser les Hydrocarbures.

❖ Ses missions

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

- Contribuer au développement national par la maximisation de la valeur long terme des ressources hydrocarbures en Algérie,
- Satisfaire les besoins actuels et futurs de l'Algérie en hydrocarbures,
- Contribuer au développement national notamment en lui procurant les devises étrangères nécessaires.

❖ Ses métiers

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

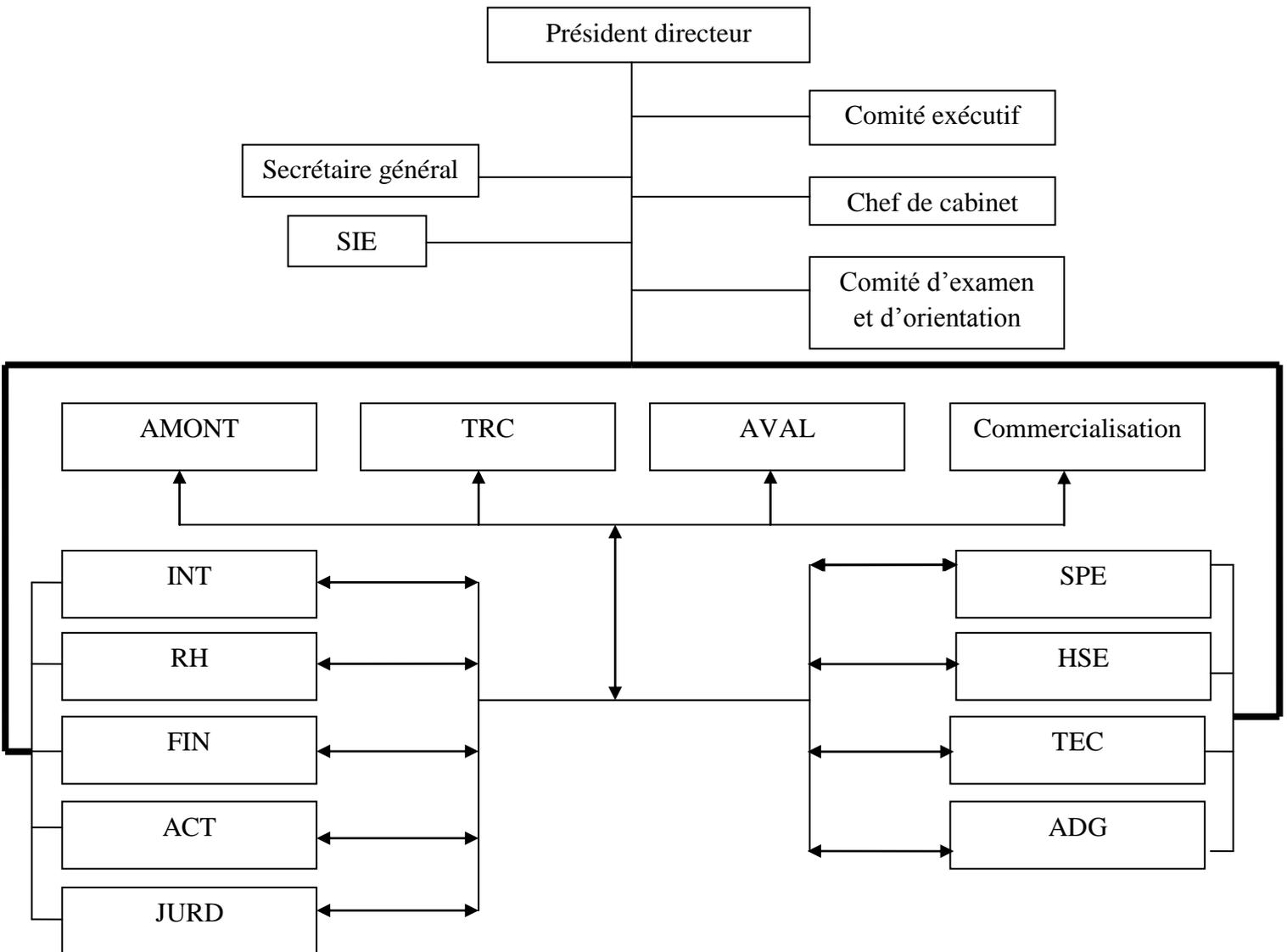


Figure 1 : schéma structurant l'activité transport par canalisation

❖ Sa part de marché et ses réalisations

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

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

En terme résultats pour l'Amont (production), SONATRACH est passée à la 14^{ième} place et elle est revenue à la 6^{ième} place pour les activités gazières. En Afrique : SONATRACH a gardé, en 2005, sa première place parmi les cinquante meilleures sociétés africaines avec un chiffre d'affaires de 32,8 milliards de dollars en 2004, ce classement a été réalisé par la revue Jeune Afrique l'Intelligent.

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

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

Tableau 1 : Répartition des réserves dans le monde

Produit	Gaz	Pétrole	Condensat	GPL
Répartition des réserves	57% estimée à 45000 milliards de m ³	28%	9%	6%

❖ Création de l'activité transport par canalisation (TRC)

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

• Missions de l'activité TRC

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

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

- **Organisation de l'activité TRC**

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

- **Les directions fonctionnelles :**

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

- **Les divisions opérationnelles :**

- **La division exploitation**

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

- Exploitation
- Technique
- Travaux neufs

- **La division études et développement (EDV)**

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

- La direction (PRJ)
- La direction études et technologie (DET)
- La division maintenance (MNT) :

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

- ❖ la direction des techniques nouvelles (TEC).
- ❖ la direction approvisionnement (APP).
- ❖ la direction réparation (DRC).
- ❖ la direction maintenance Laghouat (DML).
- ❖ la direction Maintenance Biskra (DMB).

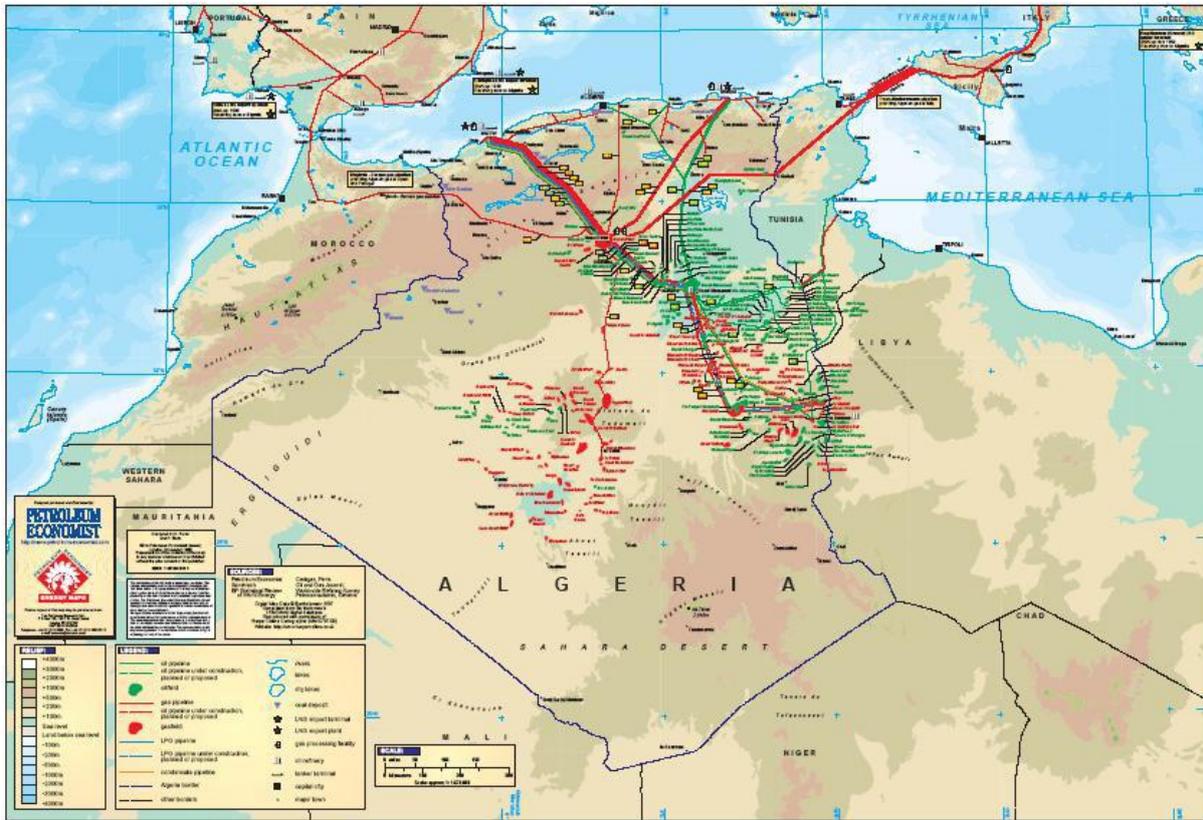


Figure 3 : Répartition du réseau de transport de canalisation.

Généralités

1/ Définition du gaz

Il existe plusieurs formes de gaz naturel, se distinguant par leur origine, leur composition et le type de réservoirs dans lesquels ils se trouvent. Néanmoins, le gaz est toujours composé principalement de méthane et issu de la désagrégation d'anciens organismes vivants. Aux différents types de gaz naturels cités ci-après, on pourrait adjoindre le biogaz, un substitut renouvelable.

1.1/ Les différents types de gaz

Nous pouvons distinguer entre les différents types de gaz naturel comme suit :

- Un **gaz sec** qui ne forme pas de phases liquides dans les conditions de production. Ce gaz est concentré en méthane avec une petite proportion d'éthane (un domaine diphasique étroit).
- Un gaz est dit **humide** s'il y a production de phase liquide en surface, sans qu'il y ait dépôt de phase liquide d'hydrocarbures dans le réservoir par condensation. Ce gaz est moins concentré en méthane que le gaz sec.
- Pour un gaz à **condensât**, une phase liquide peut se former dans le réservoir par condensation rétrograde. Lors de la production, la décompression isotherme du gaz au niveau du réservoir conduit à un dépôt, par condensation rétrograde, de phase liquide sur la roche réservoir. D'autre part, pendant la remontée du gaz à la surface, il y a formation de gouttelettes de liquide, qui sont récupérées en surface.

Il est important de signaler que contrairement au gaz sec, les gaz humides ou à condensât sont très riches en hydrocarbures lourds comme le propane, le butane, le pentane. Il faut savoir que ce sont les hydrocarbures lourds C₅₊ qui sont concernés par la condensation rétrograde au niveau du gisement. C'est pour cette raison le produit Condensât désigne cette catégorie d'hydrocarbures (C₅₊).

Une maximisation de la récupération des condensât ne peut se faire qu'en maintenant la pression du réservoir relativement constante et cela en réinjectant dans le réservoir un pourcentage plus ou moins important du gaz sec produit. [1]

2/ Les gisements de Gaz en Algérie

Depuis 1986, SONATRACH a réalisé 143 découvertes d'hydrocarbures. Elle en a réalisé 69 en effort propre et 74 en partenariat.

La richesse du gaz naturel algérien réside principalement dans sa teneur en condensât (liquide de gaz naturel). Le traitement de ce gaz humide et la réinjection dans les puits de quelque 30 milliards de m³ de gaz sec permettent d'extraire chaque année près de 16 millions de tonnes de condensât.

Les gisements de gaz qui sont en exploitation en Algérie sont :

- Le gisement d'**Alrar** : (100% SONATRACH) il est situé à la frontière avec la Libye (au sud est de Hassi Messaoud). Les réserves initiales en place ont été estimées de l'ordre de 244 milliards de m³.

- Le gisement de **Hassi R'mel**, c'est le premier gisement de gaz à condensât découvert en Algérie (découvert en 1956). Ses réserves initiales en place ont été estimées à 3040 milliards de m³. (100% SONATRACH).
- Le complexe de **Rhoude Nouss** (100% SONATRACH) avec des réserves initiales en place de 464 milliards de m³, y compris les structures satellites.
- Le gisement de **Tin-Fouyé-Tabenkort** (en association SONATRACH/Total/Repsol) dont les réserves initiales en place estimées à 260 milliards de m³.
- Les gisements de **Gassi touil** supérieur (100% SONATRACH), **Ohanet** (BHP/SONATRACH), **In Amenas** (SONATRACH/STATOIL) et les gisements de (**TEG-REG et Khrechba**) (SONATRACH et BP), **Hamra** (SONATRACH/ Total).

Nous pouvons aussi ajouter les gisements qui sont en cours de réalisation à savoir :

- Le projet intégré de Gassi Touil, qui regroupe les gisements de Gassi Touil Trias et des quartzites de Hamra de la région de Rhoude Nouss, sera développé par l'association (SONATRACH/Repsol).
- Le Projet des gisements de gaz du **Tinhert**, dans le cadre de l'utilisation de la technologie GTL.

Selon la richesse des différents gisements en condensât, l'exploitation du gisement se fait soit avec injection ou en déplétion naturelle.

En ce qui concerne les gisements qui sont riches en condensât (Alrar, Ohanet, le complexe de Rhoude Nouss et Hassi R'mel) l'exploitation se fait avec cyclage pour optimiser la récupération des condensât. Pour les autres qui sont moins riches, les calculs économiques ont indiqué que le cyclage n'est pas nécessaire et l'exploitation se fait donc par déplétion naturelle. Le gisement d'In salah est le seul gisement qui contient un gaz pratiquement sec.

Pour éviter la formation de phases liquides pendant le transport du gaz dans les canalisations, ainsi que des gaz corrosifs pour les canalisations. Le gaz subit donc une déshydratation totale et une décarbonatation (jusqu'à une concentration 2% de CO₂) au niveau des gisements. [2]

3/ Industrie du gaz

Depuis 1980, on a constaté que les réserves mondiales prouvées de gaz naturel sont en progression continue de l'ordre de 3,6 % par an en moyenne (2,4 % pour le pétrole), Cette progression a pour origine les nombreuses découvertes et les réévaluations de réserves sur les gisements existants.

En effet, Depuis 2000, les réserves mondiales de gaz ont augmenté de 15 % (Voir tableau n°4). 38 % de cette hausse résultent des découvertes de nouveaux champs et 62 % des réévaluations de champs existants. Ainsi, le volume des réserves sur la période (1980- 2005) a doublé, passant de 77 1012 m³ à 180 1012 m³ (avec une hausse de 4 1012 m³ en moyenne chaque année), et qui correspond à une durée de vie de 59 ans.

Environ 70 % des réserves gazières mondiales sont concentrées dans deux régions :

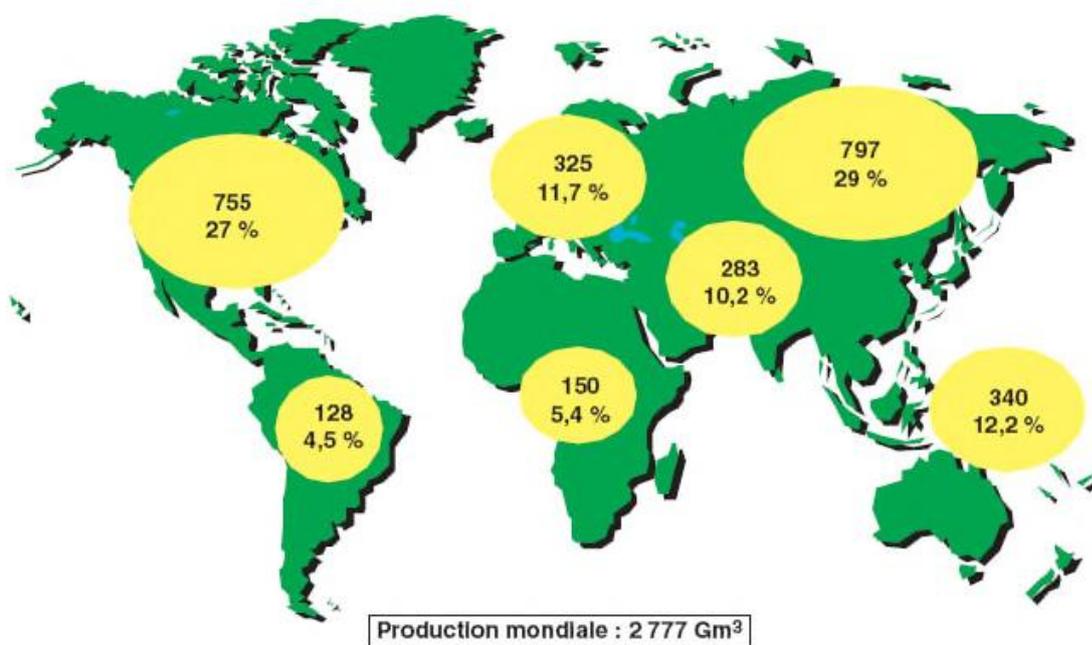
Le Moyen-Orient et la CEI. La répartition géopolitique de ces réserves reste malgré tout, assez similaire à celle du pétrole comme le montre le tableau n°3. En effet, la Russie, l’Iran et le Qatar détiennent respectivement 26, 15 et 14 % du total. [1]

Tableau 2 : Parts des réserves gazières et pétrolières.

Pays	Parts des réserves gazières	Parts des réserves pétrolières
Les pays de l’OPEP	50%	75%
Les pays de la CEI	32%	10,2%
Les pays de l’OCDE	10%	7%

Tableau 3 : Volumes d’exportation de gaz naturel.

	Pays	Exportations (G.m3)	Exportations (Mtep)	Types d'exportations	Clients principaux
1	Russie	203	183	Gazoduc	Europe, Turquie
2	Canada	106	95	Gazoduc	Etats-Unis
3	Norvège	82	74	Gazoduc	Europe
4	Algérie	68	62	Gazoducs et GNL	Europe
5	Pays-Bas	52	47	Gazoduc	Pays voisins



Source : CEDIGAZ.

Figure 3 : Production mondiale de gaz naturel.

➤ **Amont : extraction et traitement**

Le gaz naturel et le pétrole brut sont souvent associés et extraits simultanément des mêmes gisements, ou encore des mêmes zones de production. Les hydrocarbures liquides proviennent du pétrole brut pour une proportion moyenne de l'ordre de 80 % ; les 20 % restants, parmi les fractions les plus légères, le propane et le butane sont presque toujours liquéfiés pour en faciliter le transport.

L'exploration (recherche de gisements) et l'extraction du gaz naturel utilisent des techniques à peu près identiques à celles de l'industrie du pétrole. Une grande partie des gisements de gaz connus à travers le monde a d'ailleurs été trouvé au cours de campagnes d'exploration dont l'objectif était de trouver du pétrole.

Lors de l'extraction, la détente à la tête de puits provoque la condensation des hydrocarbures C5 à C8. Les liquides récupérés, appelés « condensats de gaz naturel » ou « liquide de puits de gaz naturel » correspondent à un pétrole extrêmement léger, de très haute valeur (donnant de l'essence et du naphtha). Tout le reste (hydrocarbures C1 à C4, CO₂, H₂S et He) est gazeux à température ambiante et acheminé par gazoduc vers une usine de traitement de gaz. Il faut donc deux réseaux de collecte, un pour le gaz et un pour les condensats.

Les condensats et les GPL ont une telle valeur marchande que certains gisements sont exploités uniquement pour eux, le « gaz pauvre » (méthane) étant réinjecté au fur et à mesure, faute de débouchés locaux. Même lorsque l'essentiel du gaz pauvre est vendu, on en réinjecte souvent une partie dans le gisement, pour ralentir la baisse de pression, et récupérer au final une plus grande partie des condensats et du GPL. L'autre partie (la plus grande) est transportée par gazoduc ou par méthanier vers les lieux de consommation.

➤ **Aval : transport gazeux ou liquide**

Le transport du gaz traité (gaz pauvre, presque exclusivement du méthane) est par nature beaucoup plus difficile que pour le pétrole. Cela explique que, pendant longtemps, les gisements de gaz n'intéressaient les compagnies que s'ils étaient relativement proches des lieux de consommation, tandis que les gisements trouvés dans des endroits isolés n'étaient développés que si leur taille justifiait les infrastructures nécessaires. Sachant que la rentabilité des gisements gaziers s'est considérablement améliorée depuis plusieurs années, plusieurs gisements qui étaient vus comme « sub-commerciaux » sont maintenant profitables.

Pour transporter le gaz naturel des gisements vers les lieux de consommation, les gazoducs sont le moyen le plus courant. Mais une part croissante du gaz consommé est transportée sous forme liquide, à -162°C et à pression atmosphérique, dans des méthaniers du lieu de production vers les lieux de consommation : c'est ce que l'on appelle le GNL, ou Gaz Naturel Liquéfié. Sous cette forme liquide, le gaz naturel offre, à volume égal avec le fioul domestique, un pouvoir calorifique qui correspond à plus de la moitié du pouvoir calorifique de celui-ci.

4 / Principaux réseaux de gazoducs en service

SONATRACH dispose d'un réseau de trois (03) gazoducs (GR1, GR2, GR3) qui évacuent le gaz naturel (gaz sec) depuis les gisements sud Hassi R'mel vers Hassi R'mel au niveau du Centre National de Dispatching Gaz (CNDG).

Le CNDG de Hassi-R'mel constitue un centre névralgique du réseau de transport par canalisation de SONATRACH. Il collecte la totalité de la production de gaz naturel (gaz sec) en Algérie, en vue de son acheminement par gazoducs vers les complexes de liquéfaction de Skikda et d'Arzew et vers l'exportation (Espagne et Italie).

Le CNDG a également pour fonction le comptage des quantités expédiées ainsi que la régulation de la pression de départ et du débit sur chaque gazoduc.

A partir du CNDG, SONATRACH dispose d'un réseau de transport nord qui comporte 8 gazoducs :

- Les GZ0/1/2/3 de Hassi R'mel vers Arzew.
- Les GK1/2 de Hassi R'mel vers Skikda.
- Le GG1 de Hassi R'mel vers Alger.
- Les deux gazoducs transméditerranéens (GPDF, GEM) de Hassi R'mel vers l'Espagne et l'Italie.

5/Projets de gazoducs en étude ou en cours de réalisation

Deux autres projets sont en cours pour la réalisation de deux autres accès vers l'Espagne et l'Italie. Il s'agit de:

- **Projet GALSI (Gazoduc Algérie - Italie via la Sardaigne)** : Le gazoduc Algérie-Italie via la Sardaigne devra s'étendre sur une distance totale de 1470 km environ. Il partira de Hassi-Rmel pour rejoindre, via El Kala, le sud puis le nord de la Sardaigne pour aboutir à Castiglione Della Pescaia. Sa capacité initiale sera de 8 Gm³ par an.
- **Projet MEDGAZ : le lien Algérie-Europe via l'Espagne** : Les études préliminaires portent sur une canalisation de 24 pouces avec une capacité de 8 à 10 Gm³ par an. Partant de Béni-Saf, près d'Arzew, la canalisation devra traverser la méditerranée sur une longueur d'environ 200 Km et à une profondeur maximale de 2160 m, pour aboutir près d'Almeria, sur la côte espagnole. Le projet a été lancé juillet 2005.
- **TSGP, le projet de gazoduc Nigeria –Algérie** : Cette conduite, d'une longueur de 4000 km environ, acheminera, via le Sahara, le gaz nigérian des champs d'Abuja jusqu'à Béni Saf, près d'Arzew. L'étude de préfaisabilité du projet entre dans le cadre du NEPAD. Il a une fonction écologique puisque il récupère des quantités importantes de gaz torchés participant ainsi à l'initiative mondiale, visant à l'élimination à terme de l'essentiel ou de la totalité des gaz torchés à l'échelle de la planète. Enfin, il a une valeur économique puisqu'il contribuera une nouvelle route d'exportation du gaz africain vers l'Europe.

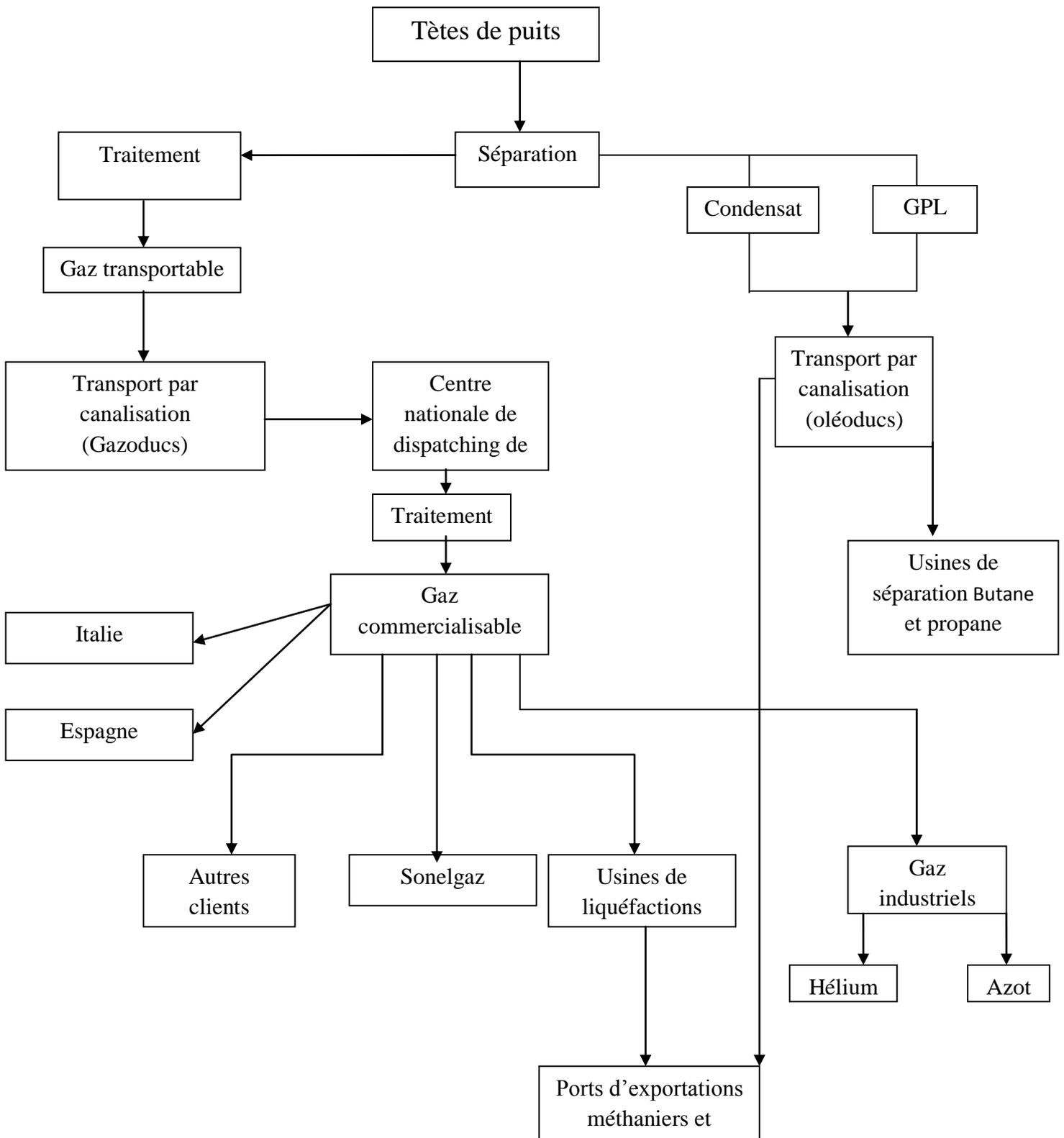


Figure 4 : Représentation globale de toute la chaîne gazière de SONATRACH.

Chapitre I : Description et justification du projet

I.1/ Caractéristiques du gaz naturel à transporter

La classification du gaz naturel commence par une classification des types de gaz naturel, surtout en fonction de leur composition.

On définit habituellement trois grands types de gaz naturel.

- Le gaz non associé qui n'est pas en contact avec le pétrole.
- Le gaz associé qui repose sur la phase de pétrole dans un gisement possédant un chapeau de gaz.
- Le gaz associé dissous dans le pétrole selon les conditions du réservoir (aussi simplement appelé gaz dissous).

Il convient de noter que cette classification ne permet pas parfois de distinguer des situations qui pourraient être très différentes à l'intérieur d'une catégorie donnée de gaz. Certains réservoirs possédant un chapeau de gaz sont relativement marginaux tandis que d'autres, sur le plan de l'équivalence énergétique, contiennent des réserves de gaz plus importantes que celles du pétrole sous-jacent.

Les phases suivantes du gaz naturel dépendent de la température et de la pression dans le réservoir et à la surface.

- Le gaz sec, qui ne forme pas de phase liquide dans les conditions de production.
- Le gaz humide, qui forme une phase liquide au cours de la production dans les conditions de surface.
- Le gaz à condensat qui forme une phase liquide dans le réservoir au cours de la production.

La composition chimique du gaz naturel est un facteur des plus importants car elle détermine le traitement que devra subir le gaz. Le sulfure d'hydrogène pose les problèmes les plus graves. La production de gaz naturel se heurte souvent à des difficultés liées au bouchage des pipelines à cause du dépôt de cristaux, que l'on a cru tout d'abord être des cristaux de glace. Ces cristaux sont en fait des hydrates de gaz naturel qui peuvent apparaître bien au-dessus de la température à laquelle se forme la glace.

Pour prévenir le bouchage des canalisations, il faut protéger les installations de production et de transport du risque de la formation d'hydrates. Pour ce faire, on peut notamment sécher le gaz naturel. Si ce n'est pas réalisable, des conditions de température et de pression doivent être créées pour prévenir la formation d'hydrates ou un inhibiteur doit être ajouté.

Au cours du traitement, il peut être nécessaire d'enlever, du moins partiellement :

- le sulfure d'hydrogène (H_2S), qui est toxique et corrosif;
- le dioxyde de carbone (CO_2), qui est corrosif, n'a aucun pouvoir calorifique et peut se cristalliser aux cours des procédés cryogéniques;
- le mercure, qui est toxique et corrosif, surtout avec des alliages à base d'aluminium;
- l'eau, qui mène à la formation d'hydrates et à la corrosion;
- les hydrocarbures lourds, qui se condensent dans les systèmes de transport;
- l'azote, qui n'a aucun pouvoir calorifique.

I.2/ Caractéristiques des tubes

Compte tenu des techniques de mise en œuvre utilisée dans l'élaboration du métal pour la fabrication des tubes, l'acier doit être d'une qualité facilement soudable sur chantier et ne doit pas être susceptible de vieillissement, il doit être exempt de fragilité dans les conditions de service.

Les vannes, les pièces de forme et les appareils accessoires sont soumis aux mêmes dispositions que les éléments tubulaires.

La construction en usine des éléments des ouvrages de transport du gaz, en particulier la fabrication en usine des tubes sera effectuée sous le contrôle des techniciens du Maître de l'Ouvrage et des inspecteurs d'un bureau de contrôle agréé par l'Etat.

Ce contrôle portera notamment sur :

1. Le contrôle en laboratoire des analyses chimiques, essais mécaniques, etc. ;
2. Le contrôle dimensionnel à 100% des tubes (diamètre, épaisseur, longueur ovalisation, dénivellation, chan freinage, équerrage et aspect visuel.) ;
3. Le contrôle de la qualité du revêtement en polyéthylène des tubes.

I.3/ Conditions de gisements

Le gaz naturel peut exister sous plusieurs formes selon les conditions de gisement, dans les réservoirs d'huile où le gaz est entièrement dissous dans la phase liquide, la séparation des deux phases ne se fait que dans les tubes d'extraction pendant la montée des produits, ou en surface dans les séparateurs, si la pression intérieure du gisement demeure supérieure à la pression de saturation, la composition du gaz produit est constante. On appelle ce gaz « le gaz associé ».

Lorsque la pression du gisement est inférieure à celle de saturation, une partie du gaz existant est en solution dans l'huile et celle-ci est surmontée par un chapeau de gaz, appelé « gaz libre », au cours de la production, seul le gaz en solution est ramené à la surface avec l'huile que l'on fait remonter, au fur et à mesure que la pression du réservoir diminue la solubilité des gaz les plus légers diminue plus rapidement que celle des gaz les plus lourds. Ainsi, le gaz récupéré à la surface voit varier sa composition car il y a un enrichissement relatif en produits plus lourds, ce gaz est aussi un « gaz associé ». [1]

I.4/ Étude du tracé et zone d'implantation

I.4.1/ Description de la variante retenue

La variante correspondant au choix du tracé s'établit en fonction des paramètres suivants :

- La densité de l'habitat introduit des risques graves en cas d'accident, impose des précautions supplémentaires de construction et d'entretien
- Les chemins de fer électrifiés peuvent entraîner des phénomènes d'électrolyse.
- Les zones minières à effondrement sont pratiquement interdites aux canalisations.
- Les zones de captage d'eau dans lesquelles les fuites de produits peuvent provoquer une pollution des eaux destinées à la consommation.
- La nécessité de faire passer des racleurs dans les pipelines oblige à limiter les courbures, c'est ainsi que l'on observe généralement la règle de limitation inférieure du rayon de courbure à une valeur égale à 5 ou 6 fois le diamètre de la canalisation.

I.4.2/ Catégories d'emplacements

Les emplacements où les ouvrages de transport de gaz visés par la norme NT 109.01 et susceptibles d'être installés sont classés en trois catégories A, B et C par nature d'occupation des sols :

- **Catégorie A** : régions désertiques ou montagneuses, les terres de culture, les forêts, les terres de parcours, les pâturages et les régions rurales dont la densité d'habitants à l'hectare est inférieure à 6.
- **Catégorie B** : les régions rurales dont la densité d'habitants à l'hectare varie entre 6 et 30 maximums, dans les zones suburbaines des agglomérations, à moins de 75 m d'un établissement recevant le public, dans le domaine public routier, maritime ou fluvial.
- **Catégorie C** : les agglomérations urbaines ou les centres ruraux dont la densité d'habitants à l'hectare est supérieure à 30.

I.4.3/ Emplacement des postes

Les postes de sectionnement et de coupure sont implantés suivant les exigences suivantes :

- La distance maximale entre les postes de sectionnement ne dépasse pas les 20 Km pour les catégories A et B ;
- Accès aisé et facilité d'alimentation en énergie électrique ;
- La distance maximale entre les postes de coupure ne dépasse pas les 100 Km. [3]

I.5/ Dispositifs espacés le long de la canalisation [STRC]

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

- Pots de purge.
- Postes de coupure.
- Unités de filtration.
- Postes de sectionnement.
- Stations de compression.
- Terminaux.
- Télétransmission et automatismes.

I.5.1/ Pots de purge

Les pots de purge servent à piéger les condensats véhiculés par le gaz dans la conduite, ils sont généralement installés aux points bas de la ligne ainsi qu'à l'entrée des postes de coupures.

Chaque pot est constitué d'un réservoir sous pression d'une capacité d'environ 10 m³ qui est installé sous la canalisation, une tuyauterie lui est raccordée afin de purger au moyen d'une pompe électrique les condensats dans un camion de vidange.

I.5.2/ Postes de coupure

La pression élevée qui règne à l'intérieur des gazoducs, favorise la combinaison de l'eau avec le gaz naturel pour former des hydrates solides (à comparer à de la neige), qui peuvent conduire à l'obstruction de la canalisation.

Aussi, toute conduite de transport du gaz est le siège de dépôts, constitués par des poussières et des condensations d'hydrocarbures, il est donc nécessaire de les évacuer par passage dans la canalisation d'un piston racleur, pour cela des postes de coupures sont prévus sur le gazoduc pour permettre l'introduction et l'extraction des pistons.

Ces ouvrages sont disposés sur la conduite de transport tous les 100 à 150 Km généralement aux mêmes endroits que les stations de compression, ils comprennent un sas permettant d'introduire le piston dans le courant gazeux, ou de l'en extraire sans avoir à décompresser la conduite. Les sas ou gares de pistons racleurs, fermés par une culasse, sont placés en bout de la conduite dont ils peuvent être isolés par des vannes à passage intégral, le gaz pouvant passer par une bretelle en dérivation. Du fait que la conduite est interrompue entre les deux culasses, ces postes s'appellent postes de coupure.

I.5.3/ Pistons racleurs

L'emploi des pistons racleurs exige certaines techniques lors de la pose de la canalisation, les rayons de courbure dans les changements de direction du tube doivent obéir à des règles strictes, pour éviter le blocage du piston.

Deux types de racleurs sont généralement utilisés :

- Le piston de chantier ou piston mousse, constitué d'un cylindre en caoutchouc, qui assure la propreté du tube, et permet d'évacuer les corps étrangers qui peuvent y avoir été laissés lors des travaux de pose.
- Le piston d'exploitation qui refoule les condensations ou poussières
- accumulées au bout d'un certain temps de mise en service du gazoduc.

Tout piston racleur est mis en marche sous simple action du courant gazeux obtenu à partir de l'écoulement du gaz dans la conduite, la vitesse généralement adoptée est de l'ordre de 10 Km/h, vitesse pouvant être dans certain cas nettement augmentée pour atteindre les 100 Km/h, c'est le cas en particulier, lorsqu'il y a risque de bouchon important de poussières dans la conduite.

I.5.4/ Unités de filtration

L'utilisation des pistons racleurs permet d'obtenir un nettoyage périodique des gazoducs, néanmoins, il est nécessaire d'assurer un dépoussiérage continu en certains points particuliers, pour éviter l'usure prématurée des organes exposés au courant gazeux (vannes, clapet et buse).

La poussière contenue dans le gaz provient de deux sources principales, la corrosion interne des conduites et l'effet d'abrasion produit par le sable rejeté par certains puits lorsqu'ils sont en pleine activité. Cette nécessité d'évacuer en permanence les poussières véhiculées par le gaz conduit à utiliser des filtres dépoussiéreurs.

I.5.5/ Postes de sectionnement

Un incident dû à une rupture de canalisation peut toujours être envisagé, l'isolement d'un tronçon défectueux peut s'effectuer par fermeture de vannes situées de part et d'autre du tronçon, mais il est nécessaire en outre, de procéder à une vidange rapide afin d'évacuer sans danger le gaz contenu dans la canalisation défectueuse pour que, d'une part, la fuite cesse et que, d'autre part, il soit possible d'effectuer les réparations.

Un poste de sectionnement est donc constitué d'une vanne à passage intégral pour éviter des pertes de charge inutiles et pour permettre le passage du piston racleur, et d'un bruleur (torche) pour évacuer le gaz contenu dans la conduite entre les deux postes de sectionnement abritant la fuite, le règlement de sécurité prévoit au moins un poste de sectionnement tous les 60 Km en zone désertique.

Les vannes utilisées sont motorisées, elles peuvent donc être actionnées par des systèmes asservis ou par un signal transmis par la salle de contrôle, en zone désertique dépourvus de lignes électriques, les postes de sectionnement sont dotés de générateurs électriques, utilisées entre autre pour assurer la protection cathodique de la canalisation.

I.5.6/ Stations de compression

Les stations de compression ont pour but d'élever la pression du gaz dans la canalisation, enfin de palier aux effets des pertes de charge, le gaz est recomprimé par des compresseurs centrifuges qui sont entraînés par des turbines à gaz considérées comme étant très avantageuses du point de vue entretien.

Chaque groupe turbocompresseur possède un panneau de contrôle comportant les séquences et les automatismes qui permettent de démarrer et de surveiller la marche du groupe soit à partir de salle de contrôle ou à partir du centre de dispatching de Hassi R'mel, ces groupes sont protégés des intempéries par un auvent en charpente métallique qui supporte un pont roulant pour l'entretien et le démontage et remontage des groupes.

Aussi chaque station de compression contient des aéroréfrigérants et des turbogénérateurs, les aéroréfrigérants sont des échangeurs de chaleur qui servent à abaisser la température du gaz à la sortie des compresseurs jusqu'à 60°C, afin de prévenir la détérioration et le décollement du revêtement du gazoduc, il est prévu un nombre de deux aéroréfrigérants par groupe de turbocompresseur.

I.5.7/ Terminal de départ

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

- D'alimenter le gazoduc.
- De limiter la pression maximale de service.
- De filtrer le gaz naturel.
- De lancer le piston racleur.
- De compter le débit du gaz naturel.
- D'isoler rapidement le gazoduc.
- De prélever pour analyse des échantillons de gaz.

I.5.8/ Terminal arrivée

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

- Une gare de réception de racleur.
- Une unité de filtration.
- Un banc de régulation.

- Un banc de comptage.
- Un laboratoire.
- Deux électropompes pour le déversement du condensat du pot de purge vers le bourbier ou sur des camions.

I.5.9/ Télétransmission et automatismes

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

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

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

Aussi, la mise en service ou hors service de la compression est contrôlée par un système de vannes motorisées commandées par la logique de la machine, les stations de compression contiennent aussi des instruments pour contrôler la pression et la température à l'aspiration et au refoulement, l'ensemble des signaux et alarmes sont reportés dans un panneau à la salle de contrôle.

I.6/ Description des travaux détaillés [3]

I.6.1/ Pose sous terraine

- Piquetage et balisage :

Cette phase consiste à matérialiser l'axe de la tranchée et les deux bords de la piste de travail à l'aide de piquets repères.

- Ouverture et aménagement de la piste de travail :

La piste de travail doit être constamment accessible aux engins. Les principales opérations à effectuer sont :

- Dépose de clôtures existantes,
- Nivellement si nécessaire après décapage de la terre végétale,
- Matérialisation des obstacles souterrains par des piquets.

- Transport et bardage des tubes :

Les tubes sont pris en charge par l'entreprise de pose et seront transportés sur la piste par camions porte tubes. Les tubes seront posés sur cales, bardés préalablement et calés avec des coins. Un soin particulier sera accordé à la manutention des tubes afin d'éviter tout dégâts ou détériorations des chanfreins des tubes.

- Cintrage :

Pour tenir compte des changements de direction et des dénivellations du terrain, les tubes seront cintrés à froid à l'aide d'une cintruse hydraulique. Le rayon de cintrage est égal à 40 fois le diamètre.



Figure I.1: disposition des tuyaux



figure I.2 : machine de cintrage

- Pré-alignement :

Cette opération de manutention consiste à placer les tubes dans l'ordre défini par le géomètre cintré et à positionner les alignements de chaque tronçon. Ce pré alignement est souvent effectué par l'équipe de cintrage.

- Soudage :

C'est une opération qui consiste à souder les tubes bout à bout selon un procédé approuvé préalablement par un organisme de contrôle. Les soudeurs seront également qualifiés sur ce procédé, les tests de qualification du mode opératoire de soudage ainsi que l'homologation des soudeurs seront effectués conformément à la Norme API 1104 et à l'article 5 du Cahier des Charges Techniques (CCT). Ces essais et contrôles portent également sur l'aspect visuel, non destructif et destructif sur éprouvettes (radiographie, essais de traction, résilience, etc..).

- Contrôle non destructif sur chantier :

Ce contrôle est effectué par un Organisme de Contrôle et porte sur la radiographie à 100% des joints soudés, les résultats seront communiqués à l'entreprise de pose pour effectuer les réparations nécessaires en cas de défauts.

- Enrobage des joints soudés :

Les joints soudés doivent être protégés contre la corrosion. L'opération consiste à recouvrir les joints soudés à l'aide des bandes thermo rétractables. Ce recouvrement se fait sur 10 cm de part et d'autre du revêtement existant.

- Ouverture de la tranchée :

La tranchée sert à enfouir la canalisation à une profondeur minimale de 1,00 m par rapport à la génératrice supérieur de la conduite. L'ouverture de la tranchée se fait souvent à la pelle mécanique et éventuellement par brise roche hydraulique en zone rocheuse et manuelle au voisinage des réseaux existants (eau potable, câble de télécommunication, eaux usées, etc..).

- Préparation du fond de fouille :

Cette opération consiste à ameublir le fond de fouille par apport de sable, et ce notamment en zone rocheuse.



Figure I.3: soudage des tuyaux



Figure I.4 : évacuation de la tranchée

- Mise en fouille :

Avant la mise en fouille, le revêtement est contrôlé à l'aide d'un balai électrique sous une tension de 15 000 V. La descente s'effectue à l'aide d'engins appropriés (Sidé-Booms Grues etc..). Dans les terrains saturés en eau, la canalisation doit être stabilisée à l'aide des cavaliers de surcharge ou lestée afin qu'elle ne puisse être soulevée sous l'effet de la poussée d'Archimède.

- Remblai :

Le remblai est mis immédiatement après la mise en fouille. En présence de terrains fertiles, des dispositions seront prises de façon à ne pas mélanger la terre arable au reste du remblai extrait de la tranchée.

- Les épreuves sur site :

Avant la mise en gaz, la canalisation doit être soumise aux épreuves hydrauliques de résistance et d'étanchéité :

- L'épreuve de résistance permet de tester la tenue mécanique de la canalisation à une pression hydraulique de 1,5 fois la pression de service pendant deux heures.
- L'épreuve d'étanchéité permet de vérifier à la pression de service et pendant 24 heures la conservation de la masse d'eau contenue dans le tronçon à tester.
- L'épreuve d'étanchéité est effectuée après un essai concluant de présence d'air.

- Vidange et essuyage :

Après les épreuves hydrauliques et la vidange de la canalisation une opération qui consiste à éliminer l'eau emprisonnée dans la canalisation par envoi successif de racleurs à mousse.

- Remise en état des lieux après travaux :

Cette opération a pour objet de reconstituer l'état initial des terrains dans les zones de travail.



Figure I.5 : remblayage du tuyau

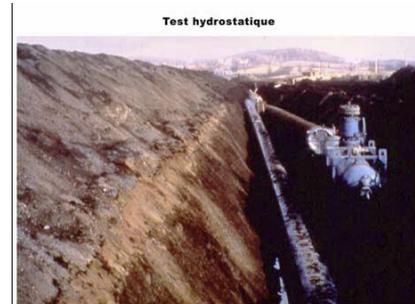


Figure I.6 : test hydrostatique

I.5.2/ pose sous marine :

- Pose du tronçon sous marin :

Un gazoduc sous-marin est construit à l'aide d'une "Lay Barge". Cela consiste à utiliser un bateau ou une plateforme mobile dans laquelle les tubes seront soudés avant d'être posés au fond de la mer. Il existe deux méthodes pour ce type d'installations : « pose en S » et « pose en J ». La première peut s'appliquer tant dans les zones peu profondes que dans de zones très profondes (jusqu'à 2.500 mètres). Il s'agit de souder et poser les tubes en position horizontale, de tel sorte que le gazoduc adoptera une forme en "S" à la sortie du bateau jusqu'au point où il s'appuie sur le fond marin. La "pose en J" suppose une soudure des tubes en position verticale. Elle est seulement utilisée pour les profondeurs entre 400 et 3.500 mètres, en fonction du diamètre du tube. Pendant que la plateforme avance le gazoduc plonge sous la mer verticalement en forme de "J", depuis le point du lancement jusqu'au fond.

- Approvisionnement des tubes :

Chaque tube a une longueur de 12 mètres et un diamètre de 24 pouces (610 mm). Pour sa protection mécanique et anticorrosive, les tubes arrivent d'usine avec un revêtement trois couches: une de résine époxy, une autre de matériel adhésif et la troisième de polypropylène. Dans les zones peu profondes il y aura en plus un revêtement de béton pour protéger le gazoduc des facteurs externes.

- Transfert à la tour de soudage :

Transfert à la tour de soudage Une fois sur la plateforme, les tubes sont posés dans la partie centrale et relevés dans la tour de soudage afin de les unir. Alignement et soudage Dans la tour, les tubes sont alignés, préalablement à la soudure par arc électrique. A la suite les soudures sont vérifiées par des techniques non destructives (Non Destructive Techniques). Pose du tube Au fur et à mesure que se déroulent les opérations décrites antérieurement, le

bateau avance en posant le tube sur le fond marin. La vitesse d'avancement est de l'ordre de trois kilomètres par jour.

- Revêtement des joints :

Pendant cette opération les joints sont revêtus. Ils sont recouverts par deux couches une de propylène et l'autre d'époxy, afin de que la totalité du gazoduc incluant les soudures soit protégée.

- Ensuillage du tube selon l'endroit :

Le gazoduc est posé directement sur le fond marin, à l'exception des zones proches de la côte, où il est enterré pour minimiser les effets de l'activité humaine et pour le protéger des courants marins. Une trancheuse ouvrira la tranchée dans laquelle le tube sera enterré; la tranchée sera ensuite remplie par une couche de cailloux calibrés.

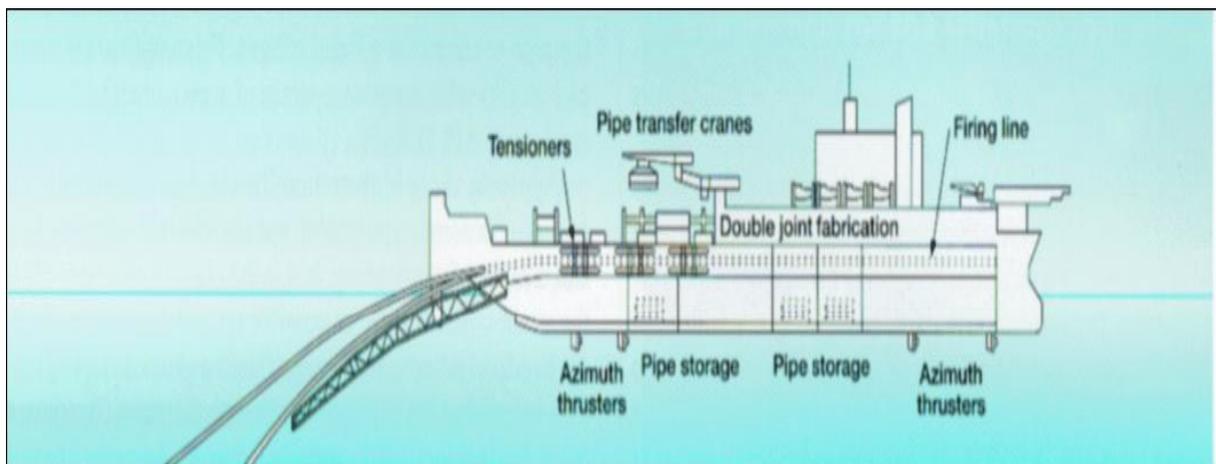


Figure I.7 : Navire poseur de pipeline

Chapitre II : Approche théorique et mise en équation

Introduction

Un ouvrage de transport par canalisation du gaz naturel, consiste à transporter chaque année une quantité donnée d'un gaz entre un point source (un gisement par exemple) et un point de livraison (comme un centre de consommation). La réalisation d'un tel projet nécessite la détermination des caractéristiques importantes de la canalisation, qui sont le diamètre et l'épaisseur de la conduite. Ces caractéristiques ainsi définies conduisent à la détermination des pertes d'énergie par frottement au cours du transport, la quantité d'énergie à injecter pour assurer ce transport et ainsi l'espacement des stations de compression le long de la ligne.

Première partie

Considérons le gaz comme réel et en connaissant la composition molaire, nous déterminons les caractéristiques physiques du gaz tels que :

- Facteur de compressibilité
- Viscosité (dynamique)
- Chaleur spécifique
- Conductivité thermique
- Pouvoir calorifique inférieur
- Densité

Deuxième partie

En tenant compte des échanges de chaleur avec les terrains et le refroidissement du gaz, nous déterminerons la répartition de la température le long de la canalisation.

Troisième partie

A l'aide du principe fondamental de la dynamique, nous établirons une équation dite de Bernoulli Généralisée, qui permet après intégration de développer une formule pour déterminer la répartition des pressions en fonction du débit transporté, du diamètre intérieur et du coefficient de perte de charge linéaire correspondant au régime d'écoulement.

Quatrième partie

Connaissant les pertes de charge produites par les rugosités et les accidents de parcours, nous évaluerons la puissance nécessaire à injecter dans la conduite et on déduit ainsi la consommation spécifique des turbines à gaz qui assurent l'entraînement des compresseurs.

Dans ce qui va suivre, nous allons présenter dans l'ordre chaque partie en détail.

1^{ère} Partie : Caractéristiques physique du gaz naturel [4], [5], [6], [7]

1. Gaz réel

Lorsque la densité d'un gaz n'est pas très faible et sa pression est de l'ordre de $P > 10\text{atm}$, les interactions entre molécule ne sont plus négligeables et les propriétés du gaz s'écartent de celle du gaz parfait et ne satisfont pas l'équation d'état $P.V = n.R.T$. Et puisque dans le transport par gazoduc, on rencontre des pressions de l'ordre de dizaines d'atmosphères. Il est nécessaire que l'équation d'état soit prise sous une forme qui tienne compte du facteur de compressibilité.

D'amples recherches expérimentales sur le comportement des gaz réels du point de vue thermodynamique, aux températures et pressions élevées, ont conduit à l'introduction dans l'équation $P.V = n.R.T$ d'un facteur de correction Z . L'équation d'état des gaz réels pourra s'écrire ainsi sous la forme :

$$P.V = n.Z.R.T \quad (2.1)$$

2. Facteur de compressibilité d'un mélange de gaz réel

Connaissant la composition chimique du gaz, les fractions molaires, la pression, la température et le facteur de compressibilité critique de chaque composant, on peut calculer les valeurs pseudo critiques.

$$P_{pc} = \frac{\sum x_i P_{ci}}{100} \quad : \quad \text{Pression pseudo critique du mélange ;}$$

$$T_{pc} = \frac{\sum x_i T_{ci}}{100} \quad : \quad \text{Température pseudo-critique du mélange ;}$$

$$Z = \frac{\sum x_i Z_{ci}}{100} \quad : \quad \text{Facteur compressibilité critique du mélange ;}$$

x_i ; facteur molaire du composant chimique ;

P_{ci} , T_{ci} et

Z_{ci} ; pression, température et facteur de compressibilité critiques du composant chimique.

Z peut être calculé en résolvant l'équation du 4^{ème} degré :

$$Z^4 - Z^3 - A_2 \cdot Z^2 - A_1 \cdot Z - A_0 = 0 \quad (2.2)$$

Avec,

$$A_0 = \left(\frac{b_0 \cdot b \cdot c}{T_r} \right) \alpha$$

$$A_1 = \left(-b b_0 - \frac{a_0 a}{T_r} - \frac{b c}{T_r^3} \right) \alpha^2$$

$$A_2 = \left(b_0 - \frac{a_0}{T_r} - \frac{c}{T_r^3} \right) \alpha$$

(2.3)

$\frac{T}{T_{pc}}$: Température réduite, $\frac{P}{P_{pc}}$: pression réduite, $\alpha = Z_c \frac{P_r}{T_r}$

T : température d'écoulement [°K]

P : pression d'écoulement [bar]

Ces facteurs sont calculés à partir des données obtenues par SONATRACH.

$$a_0 = 1.4428 \quad b = 0.076707 \quad b_0 = 0.56015$$

$$a = 0.290508 \quad c = 0.23274$$

L'équation (2.2) est résolue par la méthode itérative de Newton :

$$f(x) = a.x + b.x + c.x + d.x + e = 0$$

$$\left. \begin{array}{l} x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \\ x_0 = 0 \\ |x_{n+1} - x_n| < \varepsilon \end{array} \right\} \varepsilon = \text{précision du test de convergence} \quad (2.4)$$

Autre méthodes

$$\left. \begin{array}{lll} P \leq 70 \text{ bars} & Z = 1 - \frac{p}{100} & P \text{ en bars} \\ 70 \leq P \leq 130 & Z = \alpha \cdot 1.81 - 2 \cdot \varepsilon & \alpha = 1.81 \quad \varepsilon = 0.089 \\ P < 60 \text{ bars} & Z = 1 + j(t) \cdot P & j(t) \text{ données sous forme de table.} \end{array} \right\} (2.5)$$

3. Densité du mélange

La densité d'un mélange par rapport à celle de l'air est le rapport entre la masse d'un certain volume de gaz et la masse du même volume d'air pris dans les mêmes conditions de température et de pression, donc, la densité est un paramètre sans dimension, nous la désignons par la lettre S.

$$S = \frac{M}{29} \quad \text{Densité du mélange de gaz.}$$

$$M = \frac{\sum M_i \cdot x_i}{100} \quad \text{Masse molaire du mélange.}$$

4. Viscosité d'un mélange de gaz réel

Ce phénomène est caractérisé par l'apparition de force d'interaction d'intensité F proportionnelle à la surface ΔA du contact, tendant à s'apposer au gradient de vitesse $\frac{\Delta V}{\Delta x}$ existant entre les deux filets gazeux.

$$F = -\mu \cdot \Delta A \cdot \frac{\Delta V}{\Delta x} \quad (2.6)$$

Le coefficient de proportionnalité entre la force par unité de surface et le gradient de vitesse est la viscosité dynamique. L'existence de ces forces ne s'explique que si des molécules passent constamment d'un filet dans l'autre en emportant une quantité de mouvement différente de celle de la population ou elles arrivent et l'échange à la quantité de chocs avec les molécules rencontrées.

Pour le gaz naturel, une corrélation généralisée a été mise au point par **Lee, Starling, Dolan et Elington**.

$$\mu = K \cdot \exp(X \cdot \rho^y) \quad (2.7)$$

$$K = \frac{(7.77 + 0.0063 \cdot M) \cdot T^{1.5}}{(122.4 + 12.9 \cdot M + T)}$$

$$X = 2.57 + \frac{1914.5}{T} + 0.0095 \cdot M$$

$$y = 1.11 + 0.04 X$$

μ : Viscosité dynamique en micro poise ; T : température en degré Rankine (1° Rankine = $9/5^\circ$ kelvin) ; ρ : Masse volumique en $\text{g}\cdot\text{cm}^{-3}$ et M : Masse molaire en $\text{g}\cdot\text{mole}^{-1}$.

5. Chaleur spécifique d'un mélange de gaz réels

La chaleur spécifique est la quantité de chaleur nécessaire pour élever de 1°C la température d'un corps, dans le cas parfait la capacité thermique ne dépend que de la température, alors que dans le cas des gaz réels les interaction moléculaires rendent la capacité thermique différente de celle des gaz parfaits, elle ne dépend plus uniquement de la température, mais elle dépend aussi de la pression.

- **Pour les gaz parfaits**

$$C_{pm} = \frac{\sum C_{pi}^0 \cdot x_i}{100}$$

C_{pm} : Chaleur spécifique du mélange gazeux ; $C_{p}^{\circ i}$: Chaleur spécifique de chaque composant du gaz ; X_i : fraction molaire de chaque composant du gaz et a_{0i}, a_{1i}, a_{12} et a_{13} : constantes qui dépendent de chaque composant.

Tableau II.1 : constantes des chaleurs spécifiques de chaque composant

	a0	a1	a2	a3
N2	7.44	-0.324 e-2	6.4 e-6	-2.79 e-9
CO2	4.728	1.754 e-2	-1.338 e-5	4.097 e-9
CH4	4.598	4.254 e-2	2.86 e-6	-2.703 e-9
C ₂ H ₆	1.292	4.254 e-2	-1.657 e-5	2.08 e-9
C3H8	-1.009	7.315 e-2	-3.789 e-5	7.678 e-9
Iso-C ₄ H ₁₀	-0.332	9.189 e-2	-4.09 e-5	6.915 e-9
n-C ₄ H ₁₀	2.266	7.913 e-2	-2.647 e-5	-0.674 e-8
nC ₅ H ₁₂	-0.866	0.1164	-6.163 e-5	1.267 e-8
H ₂	6.952	-4.576 e-4	9.563 e-7	-2.079 e-10
He	4.94	0	0	0

- **Pour les gaz réels**

La chaleur spécifique est connue par des corrélations particulières telles celles des **Eucken** et **Berger** donnant :

$$C_{pm} = \frac{\sum C_{pi}^0 \cdot x_i}{100} + \frac{1.63 \cdot 10^5 \cdot p}{4.18 \cdot T^{2.5}} \quad (2.8)$$

C_{pm} : [Cal/mole°K] P: [bar]; T: [°K].

6. Conduction thermique d'un mélange de gaz réels

Si l'on considère une couche de gaz au repos comprise entre deux parois entre lesquelles une différence de température ΔT est établie. L'expérience montre qu'un flux de chaleur permanent travers le gaz de la paroi chaude à la paroi froide par élément de surface ΔA du plan P, la quantité de chaleur Q échangée par intervalle de temps Δt entre les deux couches gazeuses s'exprime par :

$$\frac{Q}{\Delta t} = \lambda \cdot \Delta A \cdot \frac{\Delta T}{\Delta x} \quad (2.9)$$

Cette expression n'est autre que l'expression de la loi de **Fourier** dans laquelle le coefficient de proportionnalité est le coefficient de conductibilité thermique.

7. Pouvoir calorifique

On appelle pouvoir calorifique supérieur du gaz combustible (PCS), la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de 1m^3 de ce gaz mesuré à 0°C sous la pression de 1.013 bar, l'eau produit par la combustion se trouve sous forme liquide, Le pouvoir calorifique inférieur (PCI) est mesuré dans les mêmes condition que le (PCS), la différence c'est que l'eau se trouve sous forme de vapeur.

2^{ème} Partie : Calcul Thermique des Gazoduc [4]

Préambule

La température du gaz dans un gazoduc n'est pas constante. Le gaz s'échauffe lorsqu'il est comprimé dans des unités de compression. Puis sa température diminue le long de la canalisation. Les formules de base qui calculent les pertes de charges contiennent les valeurs des températures moyennes du gaz. Pour cela il est nécessaire de déterminer ces températures. Le calcul qui nous permettra de connaître la variation de la température en fonction de la distance de la canalisation consiste à étudier les échanges de chaleur entre le gaz et les terrains ainsi que dans les échanges de chaleur avec l'eau de mer.

La connaissance de la variation de la température est aussi utile à la résolution du problème de formation des hydrates de gaz, qui dans certaines conditions de température et de pression, conduit à une obturation partielle ou totale des conduites.

1. Transfert Thermique dans les Pipelines

1.1. Convection

Il s'agit de la transmission de la chaleur entre fluide en mouvement et une surface solide. Le transfert de chaleur par convection s'effectue en plusieurs étapes. Dans un premier temps, la chaleur s'écoule par conduction des particules de gaz chaudes à la surface interne du gazoduc ce qui augmente la température de celle-ci, ensuite les particules froides sont remplacées par d'autre particules situées dans une région à plus haute température; l'énergie est donc emmagasinée dans les particules fluides et transportée sous l'effet de leur mouvements, le phénomène est régit par la loi suivante équation :

$$Q = h \cdot s \cdot (T - T_p) \quad (2.10)$$

Où,

Q : chaleur échangée entre le fluide et paroi interne ; h : coefficient de transfert de chaleur par convection ; S : surface d'échange de chaleur ; T : Température du fluide et T_p : température de paroi.

1.2 Conduction

La température est une manifestation de l'agitation moléculaire ou de la variation des atomes. Dans un milieu en équilibre thermique, c'est-à-dire température uniforme et constante, cette agitation est statiquement la même en tout point.

Toute variation de cette agitation en un point provoquée par perturbation extérieure se propage de proche en proche jusqu'à l'établissement d'un nouvel équilibre, ce phénomène s'appelle la conduction thermique et régit par la loi de Fourier :

$$\frac{dQ}{ds} = -\lambda \cdot \frac{dT}{dx} \quad (2.11)$$

λ : Conductivité thermique

1.3 Calcul de la résistance globale des gazoducs :

Phénomène de convection : (fluide paroi interne)

$$Q_{conv} = h \cdot \pi \cdot D_i \cdot L \cdot (T - T_i) \quad (2.12)$$

Phénomène de conduction : (paroi interne - paroi externe)

$$Q_p = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_p \cdot L \cdot (T_i - T_e)}{\ln\left(\frac{D_e}{D_i}\right)} \quad (2.13)$$

Phénomène de conduction : (paroi externe - revêtement)

$$Q_{rev} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda_{rev} \cdot L \cdot (T_e - T_{rev})}{\ln\left(\frac{D_{rev}}{D_e}\right)} \quad (2.14)$$

Phénomène de conduction : (revêtement - sol)

$$Q_s = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_s \cdot L \cdot (T_{rev} - T_s)}{\ln\left(\frac{H + \sqrt{H^2 - \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}{H - \sqrt{H^2 + \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}\right)} \quad (2.15)$$

D_i : Diamètre interne de la conduite ;

D_e : Diamètre externe de la conduite ;

D_{rev} : Diamètre externe au niveau du revêtement ;

h_i : Coefficient de convection pour la gaz (interne) ;

λ_p : Conductivité thermique de l'acier ;

λ_{rev} : Conductivité thermique du revêtement ;

λ_s : Conductivité thermique du sol ;

λ_s : Conductivité thermique du fluide

H : Profondeur de l'axe du gazoduc par rapport au niveau du sol.

Pour exprimer les flux de chaleur par rapport à la surface externe S, on multiplie (2.12), (2.13), (2.14), (2.15) par D_{rev}/D_{rev} :

$$\frac{Q_{conv}}{S_{rev}} = \frac{(T - T_i)}{\left(\frac{1}{h} \cdot \frac{D_{rev}}{D_i}\right)}$$

$$\frac{Q_p}{S_{rev}} = \frac{(T_i - T_e)}{\left(\ln\left(\frac{D_e}{D_i}\right) \cdot \frac{D_{rev}}{2 \cdot \lambda_p}\right)}$$

$$\frac{Q_{rev}}{S_{rev}} = \frac{(T_e - T_{rev})}{\left(\ln\left(\frac{D_{rev}}{D_e}\right) \cdot \frac{D_{rev}}{2 \cdot \lambda_{rev}}\right)}$$

$$\frac{Q_s}{S_{rev}} = \frac{(T_{rev} - T_s)}{\frac{D_{rev}}{4 \cdot \lambda_s} \cdot \ln\left(\frac{H + \sqrt{H^2 - \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}{H - \sqrt{H^2 + \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}\right)}$$

Chaque dénominateur représente la résistance du milieu spécifique par rapport à la surface S :

$$R_{conv} = \frac{1}{h} \cdot \frac{D_{rev}}{D_i}$$

$$R_p = \frac{D_{rev}}{2 \cdot \lambda_p} \cdot \ln\left(\frac{D_e}{D_i}\right)$$

$$R_{rev} = \frac{D_{rev}}{2 \cdot \lambda_{rev}} \cdot \ln\left(\frac{D_{rev}}{D_e}\right)$$

$$R_s = \frac{D_{rev}}{4 \cdot \lambda_s} \cdot \ln\left(\frac{H + \sqrt{H^2 - \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}{H - \sqrt{H^2 + \left(\frac{D_{rev}}{2}\right)^2}}\right)$$

$$R_{totale} = \sum_{i=1}^4 R_i = R_{conv} + R_p + R_{rev} + R_s$$

R_{totale} Représente la résistance totale au transfert de chaleur par rapport à la surface extérieure, du tube, on détermine la conductance globale du transfert de chaleur U_g par :

$$U_g = \frac{1}{\sum R_i} = \frac{1}{R_{conv} + R_p + R_{rev} + R_s}$$

2. Coefficient de transfert de chaleur par convection

Le calcul du coefficient de transfert de chaleur par convection à l'intérieur du gazoduc, dépend de la température du fluide, il est donné par la corrélation de **Ditus Bolter**

$$Nu_u = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.3} \quad \frac{L}{D_i} \geq 50 \quad \text{et} \quad Re \geq 10^4$$

$$h = \frac{Nu \cdot \lambda_f}{D_i} = \frac{0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.3} \cdot \lambda_f}{D_i} \quad (2.16)$$

$$Re = \frac{D_i \cdot V}{\gamma_f} \quad Nu = \frac{h \cdot D_i}{\lambda_f} \quad Pr = \frac{\mu \cdot C_p}{\lambda_f}$$

Nu : Nombre de **Nusselt** ;

Pr : Nombre de **Prandtl** ;

Re : nombre de **Raynolds** ;

V : Vitesse du Gaz ;

λ_f : Conductivité Thermique du Gaz Naturel

3. Répartition de la température le long du gazoduc

Si on admet que la chaleur qui résulte du frottement est négligeable, le premier principe de la thermodynamique nous donne :

$$Q = \dot{m} \cdot C_{p_m} \cdot (T_2 - T_1) + \dot{m} \cdot g \cdot (z_2 - z_1) + \dot{m} \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right) \quad (2.17)$$

Q : Chaleur perdue au cours de l'écoulement [W] ;

$C_{p_m} = \frac{c_{p1} + c_{p2}}{2}$ Chaleur spécifique moyenne [J/Kg. °K] ;

T_1 : température du départ [°K] ;

T_2 : température d'arrivée [°K] ;

$Z_2 - Z_1$: Différence d'altitude [m] ;

\dot{m} Débit du gaz [Kg/s] ;

V_1 : Vitesse de départ [m/s] ;

V_2 : Vitesse d'arrivée [m/s] ;

La chaleur échangée entre le fluide milieu environnement est :

$$Q = -U_g \cdot \pi \cdot D_{rev} \cdot \Delta L \cdot (T_{moy} - T_s) \quad (2.18)$$

$$T_{moy} = \frac{T_1 + T_2}{2}, \quad U_g = \frac{U_{g1} + U_{g2}}{2}$$

U_g : Conductance globale moyenne [$\text{j/m}^2 \cdot \text{s} \cdot ^\circ\text{K}$] ;

D_{rev} : diamètre du lestage ;

ΔL : Longueur intérieure de la conduite [m] ;

T_s : température du sol [$^\circ\text{K}$]

On fait l'égalité entre (2.17) et (2.18), on obtient :

$$\dot{m} \cdot C_{p_m} \cdot (T_2 - T_1) + \dot{m} \cdot g \cdot (z_2 - z_1) + \dot{m} \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right) = -U_g \cdot \pi \cdot D_{rev} \cdot \Delta L \cdot (T_{moy} - T_s)$$

On obtient alors :

$$T_2 = \frac{w \cdot (2 \cdot T_s - T_1) + \dot{m} \cdot \left(C_{p_m} \cdot T_1 - \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right) - g(z_2 - z_1) \right)}{\dot{m} \cdot C_{p_m} + w} \quad (2.19)$$

$$w = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot D_{rev} \cdot \Delta L \cdot U_g$$

Cette équation se résout par itération, on propose une température d'arrivée $T_2 = T_2'$, puis on calcule p_m , U_g et T_2 , et on fait le teste $|T_2 - T_2'| < \varepsilon$ (ε est la température du teste), si l'erreur est importante, on diminue à T_2' une petite valeur puis on refait l'itération jusqu'à la convergence.

3^{ème} Partie : Ecoulement du gaz dans une conduite cylindrique [4], [5]

Préambule

Toute étude de transport est en premier lieu un problème d'écoulement, aucune étude de transport du gaz ne peut être effectuée sans que soit bien connue la loi donnant la perte de charge linéaire en fonction de la température, du débit, des propriétés physique du fluide (Z, μ, λ, C_p, S) et des caractéristiques géométriques de la conduite (son diamètre intérieur et le profil du parcours).

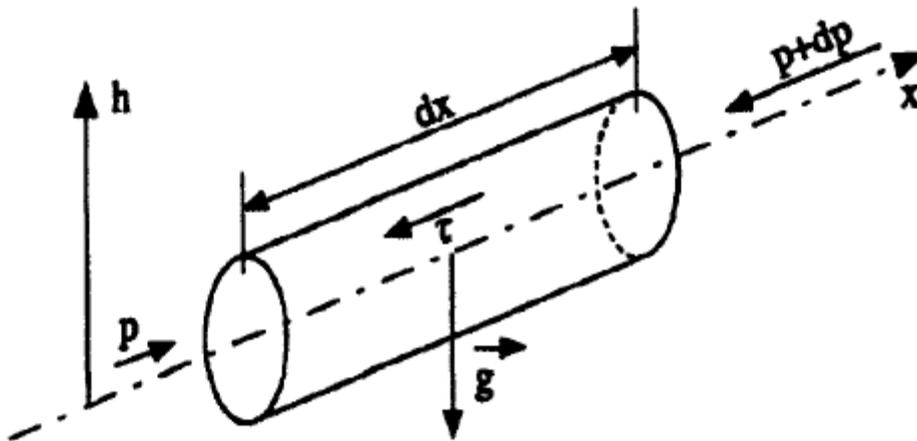


Figure II.1 : Représentation des forces agissant sur le tube.

Nous allons présenter l'écoulement d'un gaz dans un tube en tenant compte des variations d'altitude et des échanges de chaleur avec le milieu environnant le gazoduc.

La description complète de l'écoulement permanent d'un fluide compressible dans une conduite cylindrique se fait à l'aide de l'équation de Bernoulli généralisée.

$$dP + \rho \cdot u \cdot du + \rho \cdot g \cdot dh + \lambda \cdot \left(\frac{\rho \cdot u^2}{2 \cdot D} \right) \cdot dx \quad (2.20)$$

P : Pression du gaz ; T : Température du gaz ; ρ : Masse volumique du gaz ; u : Vitesse du gaz ; g : Accélération de la pesanteur ; h : Altitude (ou profondeur) de l'élément de conduite considéré ; x : Abscisse sur le tube dans le sens de l'écoulement ; λ : Coefficient de frottement ou de perte de charge.

Les hypothèses principales sont :

- Ecoulement permanent monodimensionnel.
- Ecoulement turbulent moyenné.

1. Démonstration de l'équation de Bernoulli généralisée

S étant la section du tube, l'élément de gaz de masse $dm = \rho \cdot S \cdot dx$ est soumis suivant l'axe aux forces suivantes :

1. Force de pression sur la surface amont $P \cdot S$;
2. Force de pression sur la surface aval $-\left(P + \frac{dP}{dx} \cdot dx\right) \cdot S$
3. Force de pesanteur $-g \cdot \frac{dh}{dx} dm$
4. Force de surface due à la contrainte tangentielle τ , on admet que τ suit la loi suivante :

$$\tau = -\mu \frac{du}{dn}$$

μ : Viscosité dynamique ;

n : Normale au tube dirigée vers l'intérieur.

On applique le principe fondamental de la dynamique :

$$\sum \vec{F} = m \cdot \frac{du}{dt}$$

On arrive à :

$$dm \cdot \frac{du}{dt} = P \cdot S - \left(P + \frac{dP}{dx} \cdot dx\right) \cdot S - g \cdot \frac{dh}{dx} dm - \tau \cdot \pi \cdot D \cdot dx$$

$$\text{Soit : } \frac{dp}{\rho} + g \cdot dh + u \cdot du = -\frac{4 \cdot \tau}{\rho \cdot D} \cdot dx$$

On introduit le coefficient de perte de charge :

$$\tau = \frac{\lambda}{4} \cdot \frac{\rho \cdot u^2}{2}$$

$$\text{Soit : } \frac{dp}{\rho} + g \cdot dh + u \cdot du = -\lambda \cdot \frac{u^2}{2 \cdot D} dx$$

A priori, λ dépend :

- De l'état du fluide, c'est-à-dire de sa pression p et de sa masse volumique ρ , de sa viscosité
- De la vitesse V ;
- De l'état de la paroi, c'est-à-dire sa rugosité ϵ définie comme la hauteur moyenne des aspérités ;
- D'une dimension caractéristique : le diamètre D par exemple pour un tube de section circulaire.

Etant donné que :

$$u = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} \quad Q = \frac{z}{z_0} \cdot \frac{P_0}{T_0} \cdot \frac{T}{P} \cdot Q_0 \quad \rho = \rho_0 \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot \frac{T_0}{T}$$

Q_0, P_0, T_0 : Désignent respectivement le débit, la pression et la température dans les conditions de référence (0°C, 1 atm). On déduit que :

$$\rho \cdot u \cdot du + \rho_0 \cdot g \cdot \frac{P}{P_0} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{dh}{dx} + \frac{8}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot \frac{z}{z_0} + \frac{dP}{dx} = 0$$

Moyennant trois hypothèses complémentaires

- Ecoulement isotherme : $T=T_m$;
- Z et X varient autour de leur valeur moyenne ;
- La variation de l'énergie cinétique est négligeable devant le travail des forces de frottement :

Compte tenu de ces hypothèses on obtient :

$$\frac{d(P^2)}{dx} + 2 \cdot \frac{\rho_0 \cdot g \cdot T_0}{P_0 \cdot Z_m \cdot T_m} \cdot \frac{h_2-h_1}{L} \cdot P^2 + \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda_m \cdot \frac{Q_0^2}{T_0 \cdot D^5} = 0 \quad (2.21)$$

• **Conduite à pente constante**

L'équation (2.21) peut sous mettre sous la forme :

$$\frac{d(P^2)}{dx} + A P^2 + B = 0 \quad \text{Equation différentielle du 1^{er} ordre.} \quad (2.22)$$

$$A = 2 \cdot \frac{\rho_0 \cdot g \cdot T_0}{P_0 \cdot Z_m \cdot T_m} \cdot \frac{h_2-h_1}{L}$$

$$B = \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda_m \cdot \frac{Q_0^2}{T_0 \cdot D^5}$$

Mettons : $A P^2 + B = y \Rightarrow P^2 = \frac{y-B}{A} \Rightarrow \frac{d(P^2)}{dx} = \frac{1}{A} \frac{dy}{dx}$

Remplaçant dans (2.21) : $\frac{1}{A} \frac{dy}{dx} + y = 0 \Rightarrow \frac{dy}{dx} = -A \cdot y \Rightarrow \frac{dy}{y} = -A \cdot dx$

Après intégration, on a : $\ln y = -A \cdot x + c \Rightarrow y = k \cdot e^{-A \cdot x}$

avec, K constante arbitraire.

$$A P^2 + B = k \cdot e^{-A \cdot x} \Rightarrow P^2 = \frac{k}{A} \cdot e^{-A \cdot x} - \frac{B}{A}$$

Pour :

$$\left\{ \begin{array}{l} x=0 \quad P_1^2 = \frac{k}{A} - \frac{B}{A} \dots\dots\dots (2.22) \\ x = L \quad P_2^2 = \frac{k}{A} e^{-A \cdot L} - \frac{B}{A} \Rightarrow e^{A \cdot L} \cdot P_2^2 = \frac{k}{A} - \frac{B}{A} e^{A \cdot L} \dots\dots (2.23) \end{array} \right.$$

(2.22)-(2.23) :

$$P_1^2 - e^{A \cdot L} \cdot P_2^2 = \frac{B}{A} \cdot (e^{A \cdot L} - 1) \Rightarrow (P_1^2 - e^{A \cdot L} \cdot P_2^2) \frac{A}{(e^{A \cdot L} - 1)} = B$$

$$\Rightarrow (P_1^2 - e^{A \cdot L} \cdot P_2^2) \frac{A \cdot L}{(e^{A \cdot L} - 1)} = B \cdot L$$

Mettons :

$$A \cdot L = S = 2 \cdot \frac{\rho_0 \cdot g \cdot T_0}{P_0 \cdot Z_m \cdot T_m} \cdot (h_2 - h_1)$$

$$(P_1^2 - e^S \cdot P_2^2) \frac{S}{(e^S - 1)} = B \cdot L$$

Remplaçant par la valeur de B, on obtient l'équation du débit :

$$P_1^2 - e^S \cdot P_2^2 = \left(\frac{e^S - 1}{S} \right) \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda_m \cdot \frac{Q_0^2}{T_0 \cdot D^5} \cdot L \quad (2.24)$$

- **Conduite horizontale**

Compte tenu des hypothèses et avec: $\frac{dh}{dx} = 0$;

l'équation (2.24) devient:

$$P_1^2 - P_2^2 = -\frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda_m \cdot \frac{Q_0^2}{T_0 \cdot D^5} \cdot L \quad (2.25)$$

2. Formule du coefficient de perte de charge linéaire

Le régime d'écoulement des gaz dans les gazoducs est généralement turbulent, les valeurs du nombre de Reynolds sont élevées, et les conduites sont rugueuses. Des nombreux auteurs ont montré que dans le domaine du régime turbulent, on peut distinguer trois zones où le coefficient de frottement prend des valeurs différentes.

2.1/ Régime turbulent lisse

Lorsque la hauteur des aspérités est complètement recouverte par la couche limite, le coefficient de frottement dépend seulement du nombre de Reynolds.

Blasius : $\lambda = 0.316 \cdot Re^{-\frac{1}{4}}$ $2300 < Re \leq 10^5$ $\varepsilon/D < 10^{-3}$

Nikuradzé : $\lambda = 0.00332 + 0.221 \cdot Re^{0.237}$ $10^5 \leq Re \leq Re_1$ $\varepsilon/D < 10^{-3}$

$$Re_1 = \frac{59.5}{\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{\frac{8}{7}}}$$

Renouard: $\lambda = 0.0103 + 1.59 \cdot Re^{-0.44}$ $10^4 \leq Re \leq 10^7$

Drew et Joner: $\lambda = 0.121 \cdot Re^{-0.15}$ $5 \cdot 10^5 \leq Re \leq 5 \cdot 10^7$

Karman – Prandtl: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \cdot \log(Re \cdot \sqrt{\lambda}) - 0.8 = 2 \cdot \log\left(\frac{Re \cdot \sqrt{\lambda}}{2.51}\right)$ $Re > 10^5$

2.2/ Régime turbulent rugueux

Lorsque la couche limite ne dépasse pas la hauteur des aspérités, le coefficient de frottement dépend non seulement de Reynolds mais aussi de la rugosité relative.

Adamov: $\lambda = 0.01 \cdot \left(\frac{2.14 \cdot 10^6}{Re} + 30400 \cdot \frac{\varepsilon}{D}\right)^{0.2}$

Colbrook: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \cdot \ln\left(\frac{\varepsilon}{3.71 \cdot D} + \frac{2.51}{Re \cdot \sqrt{\lambda}}\right)$

Panhandle: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{0.0147 \cdot Re^{-0.039}}{\left(\frac{2 \cdot \varepsilon}{D}\right)}$

Chen: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.737 \cdot \ln\left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} - \frac{2.1911}{Re} \cdot \ln\left[\frac{\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{Re}\right)^{0.8981}\right]\right]$

$$5.10^{-7} \leq \varepsilon/D \leq 5.10^{-2} ; \quad 400 \leq Re \leq 10^8$$

Altsul: $\lambda = 0.11 \cdot \left(1.462 \cdot \frac{\varepsilon}{D} + \frac{100}{Re}\right)^{0.25}$ $Re_1 < Re < Re_2$ $\varepsilon/D < 10^{-3}$

$$Re_1 = \frac{59.5}{\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)^{\frac{8}{7}}} ; \quad Re_2 = \frac{665 - 765 \cdot \log\left(\frac{\varepsilon}{D}\right)}{\frac{\varepsilon}{D}}$$

Jain - Swami: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.737 \cdot \ln\left(\frac{5.72}{Re^{0.9}} + \frac{\varepsilon}{3.707 \cdot D}\right)$ $10^{-6} \leq \frac{\varepsilon}{D} \leq 10^{-2}$

Round: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.563 \cdot \ln\left(\frac{Re}{0.135 \cdot Re \cdot \frac{\varepsilon}{D} + 6.5}\right)$ $4000 \leq Re \leq 10000$

Moody: $\lambda = 1375 \cdot \left[1 + \left(2 \cdot 10^4 \cdot \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re}\right)^{\frac{1}{3}}\right]$ $4000 \leq Re \leq 10^7$

$$\text{Zirrang-Sylvester : } \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.737 \cdot \ln \left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} - \frac{2.18}{Re} \cdot \ln \left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} - \frac{2.18}{Re} \cdot \ln \left(\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} + \frac{14.5}{Re} \right) \right] \right]$$

$$\frac{\varepsilon \cdot Re \cdot \sqrt{\lambda}}{D} > 100$$

2.3/ Régime complètement rugueux

Lorsque l'épaisseur de la couche limite est pratiquement négligeable par rapport à la hauteur des aspérités, le coefficient de frottement ne dépend que de la rugosité relative.

$$\text{Altsul: } \lambda = 0.11 \cdot \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)^{0.25} \quad Re > Re_2 \quad \frac{\varepsilon}{D} > 10^{-3}$$

$$\text{Karman-Prandtl: } \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2 \cdot \ln \left(\frac{\varepsilon}{D} \right) + 1.14$$

$$\text{Weymouth: } \lambda = \frac{0.0941}{D^{1/3}} \quad D \text{ en mm}$$

$$\lambda = 1.74 + 2 \cdot \ln \left(\frac{D}{2 \cdot \varepsilon} \right)^{-2}$$

$$\lambda = \frac{0.03831}{D^{0.1425}} \quad D \text{ en m}$$

2.4/ Corrélation applicable a tous les régimes

$$\text{Cherchill: } \lambda = 2 \cdot \left[\left(\frac{8}{Re} \right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{1.5}} \right]^{\frac{1}{12}}$$

$$A = \left[-2.457 \cdot \ln \left[\left(\frac{7}{Re} \right)^{0.9} + \left(\frac{0.27 \cdot \varepsilon}{D} \right) \right] \right]^{16} \quad B = \left(\frac{37530}{Re} \right)^{16}$$

4. Équations d'écoulement du gaz

Plusieurs auteurs ont développé des équations caractérisant l'écoulement du gaz naturel dans les conduites, ces équations ont été développées à partir d'une équation de base :

$$Q_0 = K \cdot \frac{T_0}{P_0} \cdot \left(\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{G \cdot Z_m \cdot T_m \cdot L} \right) \cdot \left(\frac{1}{\sqrt{\lambda}} \right)^{0.5} \quad (2.26)$$

G : Densité du gaz ;

K : Constante qui dépend des unités utilisées ;

Nous allons présenter celles qui sont couramment utilisées :

5. Equation de Weymouth

$$\lambda = 0.0938 \cdot \frac{1}{D^{1/3}} \quad D \text{ en mm.}$$

Cette formule ne tient pas compte du nombre de Reynolds, son emploi est réservé aux cas de petits diamètres dont le régime est complètement rugueux, elle donne des résultats satisfaisants pour les diamètres compris entre 8 et 12 pouce, et des rugosités de l'ordre de 50 à 100 μ .

En substituant le facteur de friction dans l'équation de base, on obtient :

$$Q = 633.12 \cdot \frac{T_0}{P_0} \cdot \left(\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^{16/3}}{G \cdot Z_m \cdot T_m \cdot L} \right)$$

Q : débit du gaz calculé dans les conditions normales (15°C, 1 bar) ;

P_0 (bar), T_0 (°K), pression et température dans les conditions de référence (0°C, 1 bar) ;

L : distance (Km) ;

D : diamètre interne de la conduite (cm).

6. Equation de Panhandle

$$\frac{1}{\lambda} = 63.9 \cdot \left(\frac{G \cdot Q}{D} \right)^{0.1461} \quad D : \text{diamètre en cm} \quad Q : \text{débit en m}^3/\text{an.}$$

En introduisant le facteur de friction dans l'équation (II-13), on obtient :

$$Q = 695.7 \cdot E \cdot \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.07881} \cdot \left(\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{Z_m \cdot T_m \cdot L} \right)^{0.5394} \cdot \left(\frac{1}{G} \right)^{0.4606} \cdot D^{2.6182}$$

E : facteur d'efficacité égale en moyenne à 0.92.

7. Équation de RENOARD

$$\lambda = 10.3 \cdot 10^{-3} + 1.59 \cdot Re^{-0.44} \quad \text{ou} \quad \lambda = 0.172 \cdot Re^{-0.18}$$

On remplace dans l'équation de base on obtient :

$$Q = K \cdot \left(\frac{T_0}{P_0} \right)^{1.198} \cdot \left(\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{Z_m \cdot T_m \cdot L} \right)^{0.5495} \cdot \left(\frac{1}{G} \right)^{0.4505} \cdot D^{2.6484}$$

K dépend du système d'unité choisi.

Les variables suivantes :

1. Débit en volume ;
2. Perte de charge ;
3. Pression en amont ou en aval ;
4. Diamètre de la conduite ;
5. Longueur du tronçon.

8. Pertes de charges singulières

Les pertes de charges singulières entraînées par la présence de coude à grand rayon de courbure, ou d'autres accidents de parcours, ne correspondent qu'à des valeurs très faibles devant les pertes de charge linéaires d'une canalisation de grande longueur. Elles représentent 5% des Pertes de charges Linéaire.

4^{ème} partie : Stations de compression [8],[9]

1/ Introduction

L'existence des rugosités dans les conduites et les accidents de parcours, conduit à diminuer la capacité de transport de la canalisation, lorsque cette capacité devient inférieure au débit que l'on veut transporter, ceci se manifeste par une pression en aval du tronçon inférieur à un certain minimum admissible.

Afin de transporter d'avantage de gaz on doit installer des stations de compression permettant de fournir de l'énergie de pression au gaz et de ramener ainsi la pression en aval du tronçon au dessus du minimum (le minimum correspondant au point optimal de fonctionnement du compresseur).

L'augmentation de la capacité par compression peut être atteinte par une seule ou plusieurs stations de compression implantées le long de la canalisation.

2/ Installation de compression

On trouve essentiellement 3 types de matériels qui assurent actuellement la compression du gaz sur les réseaux de transport :

- Des compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz
- Des compresseurs à pistons entraînés par des moteurs à gaz
- Des compresseurs centrifuges ou des compresseurs à pistons entraînés par des moteurs électriques.

2-1/ Compresseur centrifuge

Les compresseurs centrifuges sont les plus largement utilisés dans l'industrie des pipelines en raison de leurs larges domaines d'application, de leurs prix moins élevés que celui des compresseurs à pistons, de leur souplesse d'exploitation et de leur bon rendement.

Les compresseurs actuellement disponibles sont à haut débit et à faible taux de compression (jusqu'à 1,5) et ils ont des rendements adiabatiques de 80 à 86 %.

2-2/ Calcul de la puissance des compresseurs

1^{ère} Partie : calcul de la puissance de compression théorique P_{th}

La transformation théorique subit par le gaz dans un compresseur centrifuge est adiabatique et réversible, elle s'effectue sans pertes ni mécaniques ni thermodynamiques, le rendement global d'une telle compression est égale à 1. La transformation réelle qui est plus proche de la réalité se situe entre l'isentropique et l'isothermique, c'est la compression polytropique.

$$P_{th} = R \cdot \dot{m} \cdot Z_1 \cdot T_1 \cdot \frac{k}{k-1} \cdot \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right] \quad (2.27)$$

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \eta_p = \frac{\frac{k}{n-1}}{\frac{k-1}{n}} \quad k > n \quad \eta_p = 0.82$$

P_{th} Puissance de compression polytropique.

$P_1 T_1$ Pression et température à l'aspiration.

$P_2 T_2$ Pression et température au refoulement.

Z_1 Facteur de compressibilité à l'aspiration.

\dot{m} Débit massique du gaz.

k Coefficient polytropique.

n Coefficient adiabatique.

R Constante universelle.

2^{ème} étape : calcul de la puissance de compression réelle $P_{réel}$

On calcul la puissance de compression réelle en appliquant le rendement globale.

$$P_{réel} = \frac{P_{th}}{\eta_g} = \frac{P_{th}}{\eta_{mec} \cdot \eta_{ad}} \quad (2.28)$$

Le rendement thermodynamique globale est le produit :

- Du rendement adiabatique interne $\eta_{ad} \in [0.84, 0.86]$
- Du rendement mécanique externe proche de 0.99.

Remarque

Dans la station de compression on tient compte des pertes de charge singulières à l'amont et à l'aval des compresseurs.

$$P_{asp} = P_1 - \Delta P_1$$

$$P_{ref} = P_2 - \Delta P_2$$

ΔP_1 la perte de charge entre le point d'arrivée du gaz à la station et l'entrée du compresseur centrifuge elle est de 0.5 bar.

ΔP_2 la perte de charge entre la sortie du compresseur centrifuge et le point de sortie du gaz de la station elle est de 0.5 bar.

2-3/ Turbine à gaz

La turbine à gaz a connu ces dernières années un développement considérable dans de nombreuses applications industrielles, et en particulier dans le domaine du transport du gaz où elles assurent l'entraînement des compresseurs. Actuellement, elle est réalisée pour une large gamme de puissance allant de 10 KW à 30000 KW, mais son évolution et son succès ont été conditionnés par l'amélioration des performances techniques des turbines et des compresseurs axiaux dont le rendement atteint maintenant 0.85 et 0.91, et par l'élaboration de métaux alliés ayant une bonne résistance mécanique et chimique aux températures élevées.

Sous la forme la plus simple, la turbine comprend trois éléments :

- a) Une turbine
- b) Une chambre de combustion
- c) Un compresseur axial.

2-3-1/ La puissance utile

C'est l'énergie fournie par la turbine moins l'énergie absorbée par le compresseur axial, cette différence sert à entraîner le compresseur centrifuge qui fournit la puissance nécessaire au gaz naturel transporté dans les gazoducs.

La puissance utile est donnée par :

$$P_u = P_t \cdot \eta_t - \frac{P_c}{\eta_c} \quad (2.29)$$

2-3-2/ Rendement thermique d'une turbine à gaz

C'est la puissance utile sur la puissance d'échauffe de la chambre de combustion.

$$\eta_{th} = \frac{P_u}{\dot{m} \cdot \eta_{cb} \cdot PCI} = \frac{P_t \cdot \eta_t - \frac{P_c}{\eta_c}}{\dot{m} \cdot \eta_{cb} \cdot PCI} \quad (2.30)$$

- P_c Puissance théorique du compresseur axial.
 P_t Puissance théorique de la turbine.
 η_{th} Rendement thermique de la TG $\in [0.28, 0.3]$
 η_t Rendement de la turbine.
 η_c Rendement du compresseur axial.
 η_{cb} Rendement de la combustion.
 PCI Pouvoir calorifique inférieur du gaz.

3/ Accouplement Turbine à gaz – Compresseur centrifuge

L'accouplement de la turbine à gaz et le compresseur centrifuge engendre des pertes mécaniques qui gênent la transmission de la puissance utile de la TG au compresseur centrifuge, pour cela on introduit un rendement de transmission η_{tr} tel qu'on aura :

$$P_{reel} = P_u \cdot \eta_{cb}$$

On obtient encore :

$$P_{reel} = \eta_{th} \cdot \eta_{cb} \cdot \eta_{tr} \cdot \dot{m} \cdot PCI \quad (2.31)$$

4/ Calcul de la puissance ISO

Pour des moteurs entraînés par des moteurs à gaz, il faut appliquer à la puissance motrice des correctifs tenant compte des conditions ambiantes de site de façon à ramener cette puissance dans les conditions standards de la norme ISO : pression atmosphérique égale à 1.01325 bar et température de 15°C.

La correction à appliquer à la puissance motrice pour obtenir la puissance motrice ISO est la suivante :

$$P_{iso} = \frac{P_u}{(1.15 - 0.01 \cdot T) \cdot (1 - 0.000112 H)}$$

T est la température ambiante en (°C) et H l'altitude du site en (m).

5/ Le débit consommé par la turbine à gaz

Les frais de la consommation de la turbine à gaz sont pris en considération dans l'étude économique, pour cela il est important de connaître le débit consommé :

$$\dot{m} = \frac{P_{reel}}{PCI \cdot \eta_{th} \cdot \eta_{cb} \cdot \eta_{tr}} \quad (2.33)$$

$$\eta_{th} = 0.3 \quad \eta_{cb} = 0.9 \quad \eta_{tr} = 0.95$$

Remarque

\dot{m} est compris entre 0.8% et 1.2% du débit total transporté.

Chapitre III : Données de base

III-1/ Introduction

L'ensemble des données techniques et économiques relatives au projet du gazoduc GZ4 Hassi R'mel-Beni saf, sont regroupées dans ce chapitre, ainsi que le tracé de la canalisation, la composition chimique du gaz transporté et les caractéristiques des turbines à gaz et des compresseurs centrifuges sont détaillés dans ce qui suit.

III-2/ Description de l'ouvrage

III-2-1/ Tracé et profil en long du gazoduc

Le gazoduc Hassi-R'mel-Beni saf a pour origine le centre de dispatching de Hassi R'mel, le tracé du gazoduc a été établie par les topographes de Sonatrach en essayant d'avoir un tracé aussi rectiligne que possible et en évitant les zones difficiles (montagnes, rivières), la longueur totale de la canalisation est de 548 Km et son profil en long se résume dans le tableau suivant.

Tableau III.1 : profil en long du gazoduc Hassi R'mel-Beni saf

	PK (Km)	H (m)		PK(Km)	H(m)
TD : Hassi R'mel	0	755		320	1000
	9,4	780		335	995
	17,31	748		340	1000
	19,84	746,6		351	1000
	27,97	759,1		360	1200
	37,22	780		372	1100
	48,7	877		380	1000
	52,56	812,2		395	900
	55,67	820	PC 5	400	800
	59	843		407	750
PC1	74,43	852		410	700
	87,46	809,3		418	650
	91,728	772		420	600
	100,67	823,6		422	550
	108,51	850		430	500
	120,45	887		436	510
	127,19	1000		440	522
	130,1	1065		450	544
PC2	144,44	1047,6		460	550
	159,67	1252		470	555
	164,97	1268		476	558
	170,91	1274		480	560
	180,97	1106,7		482	560
	185,63	1120		490	575
	190,11	1143,3		497	588

	204,69	990	PC 6	500	590
	210,282	946,2		506	596
PC3	226,065	980,9		510	600
	226,485	980,9		520	500
	243,28	990		530	400
	256,065	1000		540	300
	260,57	1025		544	250
	277,85	1029	TA Béni Saf	548	200
Sougueur(PC4)	300	1035			
	306,065	990			

III-2-2/ Débit de gaz transporté

L'évaluation du débit s'est faite sur la base des besoins en gaz naturel des futurs clients de la Sonatrach, Le débit final qui devrait être transporté par le gazoduc est de 9,185 milliards m³ par an, le tableau suivant résume les besoins annuels des clients et la date de la mise à disposition :

Tableau III.2 : Répartition des besoins en gaz naturel

Clients	Date de mise à disposition	Quantités (MM3/an)
Centrale électrique		
Terga (Ain Timouchent)	2012	1920
Pétrochimie		
Complexe ammoniac OCI	Février 2011	1645
Complexe Méthanol ALMET	Février 2012	1000
Complexe ammoniac SGBH	Mars 2012	1920
Complexe ammoniac Fertiberia	Mars 2012	1200
Craquage Ethane	Sept 2013	1500

III-2-3/ Caractéristiques des tubes

Les caractéristiques des tubes considérés dans cette étude sont les suivantes :

- Nuance de l'acier X60 ou X70
- Rugosité des tubes 0,015 mm
- Profondeur de l'axe des tubes 1,525 m

Le diamètre de la canalisation ayant un lien direct avec le débit transporté, on nous demande dans cette étude de déterminer le diamètre optimal parmi une marge de diamètre établis pour notre débit.

Tableau III.3 : Diamètre étudié en fonction du débit

Débit (10 ⁹ m ³ /an)	9,185		
Diamètre (pouces)	40	42	48

III-2-4/ Epaisseur des tubes

L'épaisseur des tubes est calculée par la formule de Barlow :

$$e = \frac{PMS \cdot D}{2 \cdot \sigma} \quad (3.1)$$

PMS : Pression maximale de service.

D : Diamètre extérieur de la conduite.

σ : Contrainte maximale admissible.

- **Pression maximale de service**

C'est la pression maximale admissible dans les réseaux de transport de gaz naturel, elle est fixée par la réglementation de chaque pays, le calcul économique montre que la sensibilité du coût de transport par rapport au choix de la pression maximale de service est très faible pour la marge (70-100 Bars), cela a conduit chaque pays à adopter une PMS comprise dans cet intervalle, ainsi la réglementation Algérienne a fixé la PMS à 71 Bars.

- **Contrainte maximale admissible**

Le fait de transporter du gaz sous pression engendre des contraintes importantes dans l'acier des tubes, lorsque cette pression s'accroît, le tube commence par se déformer puis se rompt, une telle rupture doit être totalement prohibée car les hydrocarbures sont très dangereux surtout lorsqu'un pipeline traverse une zone urbaine.

Pour éviter toute rupture ou déformation, la contrainte engendrée par la circulation du gaz dans le tube doit être limitée par une contrainte maximale σ tel que :

$$\sigma = \min [S_1 \cdot E , S_2 \cdot E]$$

Tableau III.4 : Limite d'élasticité et de rupture des nuances d'acier étudiées

Grade de l'acier	E (M Pa)	R (M Pa)
X60	413	517
X70	482	565

Les coefficients S_1 et S_2 sont fixés par le règlement de sécurité de chaque pays, ils varient selon la densité de la population des zones traversées par le gazoduc, leurs valeurs sont d'autant plus sévères que cette densité est plus grande.

Tableau III.5 : Coefficient de sécurités fixées par la réglementation Algérienne

	S_1	S_2
Zone 1 : urbaine	0,5	0,3
Zone 2 : Rurale	0.73	0.55
Zone 3 : désertique	0,8	0,6

$$D = D_{Ext} + 0.01 \cdot D_{Ext}$$

$$e = e_{Nominale} - 0.5 = \frac{PMS \cdot D}{2 \cdot \sigma} \Rightarrow e_{Nominale} = \frac{PMS \cdot (D_{Ext} + 0.01 \cdot D_{Ext})}{2 \cdot \sigma} + 0.5$$

PMS : Pression maximale de service [M Pa].

D : Diamètre extérieur de la conduite [mm].

σ : Contrainte maximale admissible [M Pa].

$e_{Nominale}$: Épaisseur [mm].

Après le calcul nous obtenons les épaisseurs des tubes en fonction du diamètre et de la nuance de l'acier pour les deux variantes du débit transporté.

Tableau III.6 : Epaisseur normalisée

Diamètre extérieur [Pouce]		40	42	48
X60	Epaisseur calculé [mm]	12,24	12,83	14,59
	Epaisseur normalisé [mm]	12,7	14,3	15,9
	Diamètre intérieur [mm]	990,6	1038,2	1187,4
	Masse métrique [Kg/m]	314,18	370,47	471,02
X70	Epaisseur calculé [mm]	11,24	11,78	13,39
	Epaisseur normalisé [mm]	11,9	11,9	14,3
	Diamètre intérieur [mm]	992,2	1043	1190,6
	Masse métrique [Kg/m]	294,94	309,86	424,11

III-3/ Caractéristiques du gaz transporté

III-3-1/ Caractéristiques chimiques du gaz de Hassi R'mel

Tableau III.7 : Composition chimique du gaz de Hassi R'mel

composition	% Yi	Mi [g/mole]	% Yi Mi	ρ_i [kg/m ³]	% Yi ρ_i
gaz carbonique CO2	0,23	44,01	10,122	1,950	0,448
Azote CN2	5,33	28,013	149,309	1,233	6,572
Méthane C1	83,46	16,043	1338,940	0,708	59,055
Ethane C2	7,82	30,369	235,139	1,336	10,450
Propane C3	2,05	44,096	90,396	1,982	4,063
Iso Butane iC4	0,32	58,123	18,599	2,641	0,845
Normal Butane nC4	0,49	25,123	12,310	1,155	0,565
Iso pentane iC5	0,11	72,151	7,936	3,388	0,372
Normal pentane nC5	0,12	72,151	8,658	3,457	0,414
Hexane et sup C6+	0,07	86,177	6,032	4,260	0,298

Avec :

Y_i : pourcentage moléculaire du composant.

M_i : masse molaire du composant [g/mole].

ρ_i : masse volumique du composant [kg/m^3].

III-3-2/ Propriétés physiques du gaz

- Masse molaire du gaz

$$M = \frac{\sum Y_i M_i}{100} = 18,076 \text{ g/mole.}$$

- Masse volumique du gaz

$$\rho_{\text{mélange}} = \frac{\sum Y_i \cdot \rho_i}{100} = 18,076 \text{ g/mole.}$$

Avec $\rho_{\text{mélange}} = \frac{P}{R \cdot T} \cdot \frac{M_i}{Z_i} = 18,076 \text{ g/mole.}$ P et T aux conditions normales.

- Coordonnées critiques

Les coordonnées critiques P_c , T_c , Z_c correspondant au point où le constituant passe de l'état liquide à l'état vapeur et vice versa sans passer par l'état diphasique, le tableau ci-dessous donne les coordonnées critiques des constituants du gaz naturel étudié :

Tableau III.8 : Coordonnées critiques des composants du gaz de Hassi R'mel

composition	Y %	P_{ci}	T_{ci}	Z_{ci}
Méthane	83,46	45,99	190,55	0,284
Ethane	7,82	88,8	305,43	0,284
Azote	5,33	33,94	126,2	0,289
propane	2,05	42,5	369,82	0,281
Normal butane	0,49	37,97	425,16	0,273
Iso butane	0,32	36,48	408,13	0,283
Gaz carbonique	0,23	73,76	304,19	0,275
Normal pentane	0,12	33,69	469,6	0,268
Iso pentane	0,11	33,81	460,39	0,270
Hexane et sup C6+	0,07	30,12	507,3	0,266

En appliquant la loi sur les mélanges on obtient pour le gaz de Hassi R'mel les coordonnées Critiques suivantes :

Tableau III.9 : Coordonnées critiques du gaz de Hassi R'mel

P_{ci}	T_{ci}	Z_{ci}
47,05	200,54	0,288

- **Pouvoir calorifique**

Le pouvoir calorifique d'un combustible est dit inférieur lorsque l'eau qui résulte de sa combustion est supposé ramenée à l'état de vapeur dans les produits de combustion. Dans notre cas, notre PCI est de :

$$\text{PCI} = 11283,186 \text{ Kcal/kg} = 47163,717 \text{ KJ/Kg}$$

III-4/ Stations de compression

Les stations de compressions ont pour fonctions d'accroître la pression du gaz naturel en compensant les pertes de charge engendrées tout au long de la ligne, elles se composent de compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz et turbogénérateur assurant l'alimentation en courant électrique.

III-4-1/ Turbine à gaz

En fonction du débit transporté, on considère dans notre étude les deux modèles de turbines à gaz suivant :

- Le 'DR 61' d'une puissance de 23 MW pour un débit de $10.10^9 \text{ m}^3/\text{an}$

Ces turbines à gaz fonctionnent selon un cycle thermodynamique simple sans récupération, elles se composent d'un compresseur axial à plusieurs étages qui comprime l'air nécessaire à la combustion, d'une chambre de combustion annulaire et d'une turbine à deux étages récupérant l'énergie dégagée par la combustion du gaz naturel.

Les principales caractéristiques techniques du modèle sont regroupées dans le tableau suivant

Tableau III.10 : Caractéristiques des turbines à gaz utilisées

Modèle	DR 61
Constructeur	DRESSER RAND
Puissance (Mw)	23
Vitesse de rotation (rpm)	10000
Taux de compression du compresseur axial	20
Température à la sortie de la chambre à combustion (°C)	818
Température à la sortie de la turbine (°C)	538

III-4-2/ Compresseur centrifuge

Le modèle du compresseur centrifuge considéré dans notre cas est le '60P3' du constructeur DRESSER RAND, ses principales caractéristiques sont les suivantes :

- Nombres d'étage : 3
- Taux de compression : 1.56
- Vitesse de rotation : 5500 rpm

III-4-3/ Turbogénérateur

Pour assurer les besoins en électricité des stations de compression situées en zone désertique, des turbogénérateur KONGBERG KG2-3E ayant les caractéristiques suivantes sont prévus :

- Puissance développée par la turbine 1579 Kw.
- Puissance électrique générée 1495 Kw.
- Rendement du générateur 0.947
- Vitesse de rotation de la turbine 18667 rpm
- Vitesse de rotation du générateur 1500 rpm
- Débit de gaz consommé 0.22 kg/s.

III-5/ Données générales

III-5-1/ Conditions climatiques

Dans notre étude nous avons considéré les conditions climatiques défavorables de l'été qui sont :

- Température de l'air ambiant : 45°C
- Température du sol : 25°C

III-5-2/ Conductivité thermique

Les conductivités thermiques adoptées dans notre étude sont les suivantes :

- Conductivité moyenne du sol 0,55 Kcal/h.m.°K
- Conductivité du revêtement 0,3 Kcal/h.m.°K
- Conductivité de l'acier des tubes 45 Kcal/h.m.°K
- Conductivité moyenne du gaz naturel 0,04 Kcal/h.m.°K

III-5-3/ Pression de service

La pression du gaz s'écoulant dans les canalisations est régit par la réglementation Algérienne, qui fixe un seuil maximal et un seuil minimal de pression donnée par :

- Pression maximale de service 71 bar
- Pression minimale de service 45 bar.

III-5-4/ Température de départ

Afin d'éviter la détérioration du revêtement de la canalisation, la température maximale admise est de 60°C, ainsi au point de départ du gazoduc et à la sortie des stations de compression, la température du gaz naturel doit être inférieure ou égale à cette limite.

III-5-5/ Pertes de charge singulières

Les pertes de charge singulières tout au long du gazoduc, sont essentiellement concentrées dans les stations de compression, en effet les vannes des postes de sectionnement sont à passage intégral et les ratons de courbures lors des changements de direction sont très grands.

Ainsi, les pertes de charge dans chaque station de compression sont estimées par le constructeur de ces stations à :

- 0,5 bar à l'aspiration.
- 0,5 bar au refoulement.

III-5-6/ Facteur de marche

Ce facteur est définie comme étant le rapport entre le nombre de jour de fonctionnement de l'installation et le nombre de jour de l'année ($F_m=0.904$).

Le nombre de jours de fonctionnement est $N = 365 \cdot 0.904 = 330$ jours.

Chapitre IV : Base de l'étude économique

IV-1/ Introduction

Investir dans la construction d'un pipeline, c'est comme toute réalisation industrielle consentir une dépense immédiate en vue de l'obtention de revenus futures. Cependant, en tenant compte de l'importance de l'investissement initial, il est clair que le risque inhérent à toute décision technique est très important. Ceci justifie pour chaque projet, une étude économique spécifique très poussée.

De ce fait, la partie économique a une grande importance dans notre étude, car c'est elle qui nous permet de choisir entre les différentes solutions possibles. En effet, le choix de la nuance d'acier et du diamètre de la canalisation, se fait sur la base de l'estimation du coût du projet en fonction de ces paramètres. Par exemple, en choisissant un diamètre plus élevé, il y'aura moins de perte de charge, donc moins de stations de compression. Chacune d'elle coute approximativement 100 millions de dollars. Cependant le prix des tubes est d'autant plus élevé que le diamètre est grand, ceci implique qu'il faut estimer toutes les solutions possibles et choisir celle qui conduit à l'investissement le plus économique.

Dans toute réalisation industrielle, c'est bien entendu le cas en matière de construction et d'exploitation des canalisations d'hydrocarbures, il y a lieu de considérer deux natures de dépenses :

- Il faut d'abord construire l'ouvrage : ce sont les dépenses d'investissement qui comportent principalement les frais d'étude, les achats de tubes et de matériels, les frais de pose des tuyaux et de construction des installations.
- Il faut ensuite exploiter l'ouvrage : ce sont les dépenses d'exploitation qui comprennent principalement les charges de personnel, d'énergie, d'entretien, frais généraux....etc.

Le critère utilisé pour procéder à une comparaison économique des différentes solutions, du projet de transport du gaz naturel par canalisation entre Hassi R'mel et Arzew, est celui de la valeur globale actualisée des couts d'investissement et des couts d'exploitation durant la période d'amortissement du projet, soit 20 ans. Pour chaque solution, les couts d'investissement et couts annuels d'exploitations sont actualisée, puis additionnés pour produire un chiffre unique, appelé « la valeur globale actualisée » il est à noter que toutes les dépenses ont été évalués en dollars afin de faciliter la comparaison entre les différentes solutions.

IV-2/ Taux d'actualisation

De façon générale, tout agent économique préfère, pour une somme donnée une disponibilité immédiate à une disponibilité futur, mais s'il préfère un dinar aujourd'hui à un dinar l'année prochaine, peut être préférera t'il un dinar disponible l'année prochaine à 0.5 dinar disponible aujourd'hui, entre 0.5 et 1 DA, il pourra alors définir une valeur aujourd'hui, ou de disposer de 1 DA l'année prochaine.

Le problème posé par l'actualisation est donc celui de la comparaison de sommes d'argent reçues ou dépensées à des dates différentes. Nous supposons dans notre étude le temps divisé en périodes élémentaires, à chaque période nous associerons un indice n ($n=0, 1, 2, 20$) nous raisonnerons en prenant comme période unitaire l'année et, par convention, nous appellerons année 0 l'année présente.

Ainsi nous définissons un coefficient C_0 , tel qu'il soit équivalent de disposer d'une somme F_1 l'année prochaine ou de disposer d'une somme $C_0 F_1$ aujourd'hui. En général, il sera alors équivalent de disposer d'une somme F_n à l'année n ou bien de disposer à l'année 0 d'une somme :

$$A_0 = C_0^1 C_1^2 C_2^3 C_3^4 \dots \dots \dots C_{n-1}^n F_n$$

Avec : $C_{n-1}^n = \frac{1}{1+a_{n-1}^n}$ et a_{n-1}^n : taux d'actualisation de (l'année n /l'année $n-1$).

$$D'où : A_0 = \frac{F_n}{(1+a_0^1) (1+a_1^2) (1+a_2^3) \dots \dots \dots (1+a_{n-1}^n)}$$

Cependant, dans la plupart des cas, on est amené à retenir des taux d'actualisation constants au cours du temps, donc :

$$\begin{aligned} a_0^1 &= a_1^2 = a_2^3 \dots \dots = a_{n-1}^n = a \\ \Rightarrow C_0^1 &= C_1^2 = C_2^3 = C_3^4 = \dots = C_{n-1}^n = C = \frac{1}{1+a} \\ \Rightarrow A_0 &= \frac{F_n}{(1+a)^n} \end{aligned}$$

NB : les économistes estiment généralement que le taux d'actualisation peut être égal au taux d'intérêt bancaire, donc dans notre étude le taux d'actualisation sera égal à 15%. [STRC]

IV-3/ Étapes de l'étude économique [STRC]

IV-3-1/ Estimation des investissements

Les dépenses d'investissements peuvent être classées en trois catégories distinctes qui sont :

- Les coûts directs.
- Les coûts indirects.
- Les imprévus.

IV-3-1-1/ Coûts directs

Il s'agit des coûts de fournitures et de constructions de tous les ouvrages nécessaires au transport du gaz par canalisation.

A). cout de la ligne

- **Coût des tubes**

La détermination du coût des tubes se fait sur la base de :

- La nuance d'acier utilisé: X60 ou X70
- De la longueur de la canalisation : celle-ci doit être majorée de 3 % pour tenir compte des éventuelles pertes lors des travaux de pose des tubes.

Le prix des nuances d'aciers utilisées dans notre étude est précisé dans le tableau ci-dessous.

Tableau IV.1 : Coût de l'acier des tubes

Nuance d'acier	Prix de la tonne (\$/Tonne)
X60	750
X70	800

Exemple de calcul :

Pour le cas d'une canalisation en acier de nuance X70, ayant un diamètre de 42 pouces et une épaisseur normalisée de 11,9 mm, à partir des tables de normalisation API, on tire la masse métrique du tube choisi qui est égale à 0,30986 Tonne/mètre, connaissant la longueur de la canalisation (560 km) et sans oublier de majorer cette longueur de 3 % on obtient le coût des tubes de la manière suivante :

$$C_{\text{tube}} = 1,03 \cdot (560000) \cdot 0,30986 \cdot 800 = 198\,131\,920 \$$$

Coût du transport des tubes :

Le coût du transport des tubes dépend de plusieurs paramètres tels que la distance parcourue, le mode de transport et le nombre de tubes.

- **Revêtement des tubes**

Le revêtement extérieur choisi pour assurer la protection passive contre la corrosion est du type tri — couche au polyéthylène extrudé, son coût varie selon le diamètre et la longueur de la canalisation est estimé à 1,5 dollars par pouce et par mètre linéaire (1,5\$/pouce/ml).

- **Coûts de la pose des tubes**

La pose de la canalisation comprend les étapes principales suivantes :

- ❖ Aménagement de la piste et ouverture de la tranchée.
- ❖ Transport et manutention des tubes.
- ❖ Alignement, cintrage, soudage et enrobage.
- ❖ Test hydraulique.
- ❖ Essais mécaniques, mise en service et remise en état des lieux.

Le prix retenu est de 12 dollars par pouce et mètre linéaire (12 \$/pouce/ml).

- **Coût de la protection cathodique**

Le coût de cette protection active contre la corrosion de la canalisation, a été évalué à 2% du coût des tubes.

B) Vannes et accessoires

On les retrouve généralement dans les postes de sectionnements, les postes de coupures et les terminaux, leur coût est évalué à 5% du coût des tubes.

Le coût d'une station de compression est scindé en deux termes qui sont :

- Un terme fixe, comprenant le génie civil et l'infrastructure générale de la station, ainsi que les équipements mécaniques et électriques à l'exclusion des groupes turbocompresseurs et leurs équipements auxiliaires.
- Un terme variant suivant la puissance installée dans chaque station, couvrant la fourniture, le transport et le montage des groupes turbocompresseurs et de leurs accessoires.

Le terme fixe est estimé à 70 millions de dollars, tandis que le terme variable dépend de la puissance de compression nécessaire et du modèle du groupe turbocompresseur choisi.

- DR-61 (23 MW) \Rightarrow 13 millions de dollars par groupe.

Exemple de calcul :

Supposons le cas où le débit transporté est de $10 \cdot 10^9$ m³/an et que, la puissance de compression ISO d'une station de compression soit égale à 28 MW, la détermination du nombre de groupes turbocompresseurs nécessaire pour cette station est calculé de la manière suivante :

$$N = 28/23 = 1.217 \Rightarrow N = 2+1(\text{groupe de secours}) = 3$$

Donc le coût global de la station est déterminé comme suit :

$$C_{SC} = 70 \cdot 10^6 + 3 \cdot 13 \cdot 10^6 = 109 \cdot 10^6 \$$$

Le coût ainsi calculé est celui d'une seule station de compression, donc si pour un diamètre choisi on aura trois stations de compression, il faudra estimer chacune d'elle et faire la somme pour obtenir le coût global de la compression.

C) Coût de la télétransmission et des automatismes

Dans ce poste sont estimés en fourniture et montage, les équipements de téléphonie, les automatismes divers, les équipements de dérivation ainsi que le câble en fibre optique et les autres équipements connexes, leur valeur globale est évaluée à 4,5% du coût des tubes.

IV-3-1-2/ Coûts indirects

Les coûts indirects dont il est tenu compte dans la présente étude comprennent les éléments de coûts suivants :

- Etude et engineering.
- Charge du maître de l'ouvrage.
- Surveillance des travaux
- Pièces de rechange.
- Matériels, mobilier et autre.

Les coûts de l'ensemble de ces éléments sont estimés à 20 % des coûts directs hors tubes.

IV-3-1-3/ Imprévus

Pris sur les travaux, ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple de retards imprévus pour cause de grèves, intempéries, de modifications dans la construction ou encore des réévaluations des prix.

Les imprévus constituent une marge d'erreur, nous permettant de ne pas sous estimer le coût du projet, ils sont évalués à 10 % des coûts directs hors tubes.

IV-3-2/ Estimation des charges d'exploitation

Les charges d'exploitations relatives au projet comprennent essentiellement :

- Les frais d'énergie.
- Les frais du personnel.
- Les frais de gestion.
- Les frais d'entretien.
- Les charges sociales.

- **Frais d'énergie**

Les frais d'énergie sont dus principalement à la consommation du gaz carburant par les turbines, le prix unitaire du gaz autoconsommé est pris à 1\$ le million de BTU.

Exemple de calcul :

Reprenons le cas d'une station qui fournit une puissance sur site de 19 Mw, le pouvoir calorifique du gaz naturel utilisé comme combustible étant connu on calcul le débit de gaz consommé comme suit :

$$\dot{m} = \frac{P_c}{\eta_{TH} \cdot \eta_{Cb} \cdot \eta_{Tr} \cdot PCI} = \frac{19 \cdot 10^6}{0,3 \cdot 0,9 \cdot 0,95 \cdot 47163,717 \cdot 10^3} = 1.57 \text{ Kg/s}$$

Connaissant le coût du combustible (1\$ le million de BTU) et le nombre de jours de fonctionnement de la station durant l'année (330 jours=28512000 secondes) on peut calculer le coût annuelle du combustible de la manière suivante :

$$C_E = \frac{\dot{m} \cdot PCI \cdot (28512000) \cdot (94,85 \cdot 10^{-5}) \cdot (1)}{10^6}$$

$$= \frac{1,57 \cdot 47163,717 \cdot 10^3 \cdot (28512000) \cdot (94,85 \cdot 10^{-5}) \cdot (1)}{10^6}$$

$$C_E = 2002500,78 \text{ Dollars}$$

- **Frais du personnel**

Pour l'exploitation et la gestion du projet, il est prévu 40 employés pour chaque station de compression, le salaire annuel moyen de chaque employé est évalué à 8000\$/ans.

- **Charges sociales**

Les charges sociales sont estimées à 30% des frais du personnel.

- **Frais généraux**

Il s'agit des frais divers, tels que l'éclairage, la climatisation, le téléphone, etc. L'ensemble de ces frais est estimé à 25% des frais du personnel.

- **Frais d'entretien**

Les frais d'entretien des ouvrages de la ligne et des terminaux sont estimés à 1% du coût des tubes.

IV-4/ Organigramme des dépenses

L'organigramme ci-dessous résume d'une manière générale, la procédure économique suivie pour évaluer le coût global du projet ainsi que les principaux éléments des dépenses considérées dans notre étude.

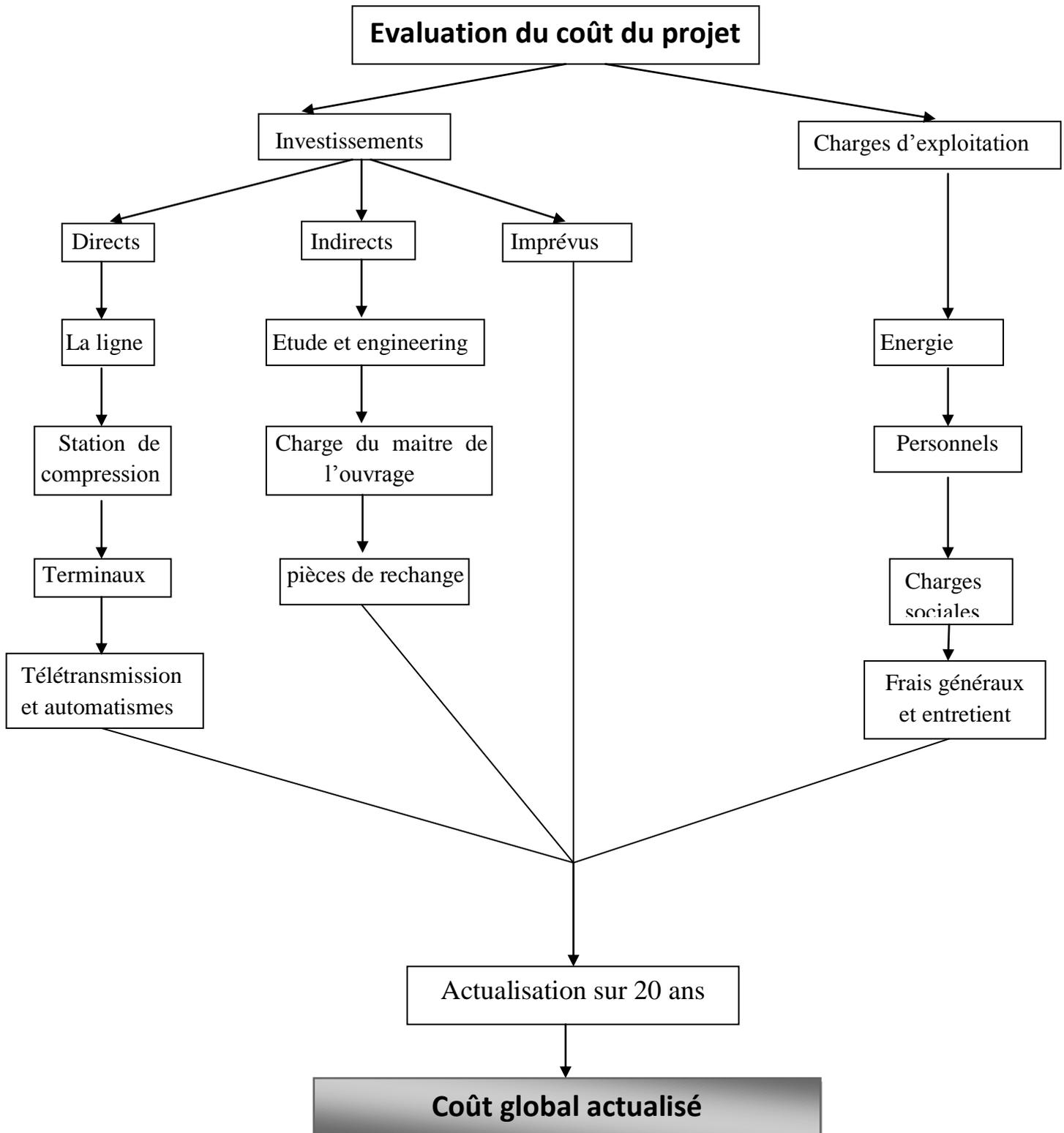


Figure IV.1 : Organigramme des dépenses

Chapitre V : Procédure de calcul et méthodes numériques

V-1/ Introduction

Après avoir abordé l'aspect théorique de l'écoulement du gaz naturel dans les canalisations et l'aspect économique lié à la réalisation de l'ouvrage de transport, nous allons détailler dans ce chapitre la procédure de calcul et les différentes formules choisies pour l'élaboration de notre programme de calcul « GASPIPE ».

Ainsi, en tenant compte de la composition chimique du gaz transporté et du tracé de la canalisation et pour un débit donné, notre programme permet d'établir le profil des pressions, températures et vitesses du gaz naturel s'écoulant à l'intérieur du gazoduc, il détermine aussi l'emplacement, la puissance de compression, le nombre de turbocompresseurs et la consommation de carburant des stations de compressions qui permettent de maintenir le gaz entre la pression minimale et maximale de service. Enfin, à partir de ces résultats techniques, notre programme de calcul détermine le coût global actualisé du projet, en calculant les coûts d'investissements et les coûts d'exploitations.

Cependant, afin de valider les résultats obtenus par notre programme, il s'est avéré nécessaire de les comparer à ceux obtenus par un logiciel ayant fait ses preuves pendant plusieurs années dans les bureaux d'étude de la Sonatrach qui est le PIPEPHASE. Une étude comparative « GASPIPE-PIPEPHASE » sera effectuée dans ce chapitre pour différentes configurations de diamètres afin de valider notre programme de calcul, ce qui nous permettra par la suite d'utiliser notre programme pour choisir le diamètre optimal et dimensionner le gazoduc GZ4.

V-2/ Description du programme « GASPIPE »

Le « GASPIPE » dont le langage de programmation est le Matlab, est un programme de calcul qui donne une prévision de la répartition des pressions, températures et vitesses le long d'un pipeline enterré transportant un fluide compressible, pour un débit, un diamètre et un profil en long donnés, cela en fonction de nombreux paramètres tels que la composition chimique du gaz transporté, sa viscosité dynamique et la rugosité des tubes. Ensuite, le programme estime le coût global du projet selon la procédure de calcul économique présentée dans le chapitre IV.

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

Diamètre intérieur, épaisseur, débit transporté, nuance d'acier des tubes, masse métrique des tubes, distance et altitude de chaque point kilométrique, masse molaire du gaz naturel, sa composition chimique, son pouvoir calorifique, rugosité des tubes, profondeur sol-axe, conductivités thermiques (sol, revêtement, acier), conditions de base (T_0 , P_0 , ρ_0), température du sol, température ambiante, pression maximale et minimale de service, tous les coûts relatifs à l'étude économique.

Les résultats obtenus peuvent être classés en deux catégories :

➤ **Résultats techniques**

- Pression, température, vitesse et facteur de compressibilité du gaz en chaque PK.
- Le nombre et l'emplacement des stations de compressions.
- La puissance de compression sur site et la puissance de compression ISO de chaque station.
- Le débit de gaz combustible consommé dans chaque station.
- La température du gaz à la sortie du compresseur centrifuge.

➤ **Résultats économiques**

- Estimation du coût global des investissements.
- Estimation des charges d'exploitation.
- Le coût global actualisé.

V-2-1/ Formulation mathématiques choisies

V-2-1-1/ Equation du débit

L'équation du débit sur laquelle on se base pour estimer les pertes de charges le long de la canalisation est celle démontrée dans le chapitre tel que :

$$P(i)^2 - e^S \cdot P(i+1)^2 = \left(\frac{e^S - 1}{S} \right) \cdot \frac{16}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda_m \cdot \frac{Q_0^2}{T_0 \cdot D^5} \cdot L \quad (5.1)$$

$$S = 2 \cdot \frac{\rho_0 \cdot g \cdot T_0}{P_0 \cdot Z_m \cdot T_m} \cdot (Y(i+1) - Y(i))$$

Q : Débit volumique du gaz naturel [m³/s].

Di : Diamètre intérieur de la canalisation [m].

g : Accélération de la pesanteur [m/s²].

P₀ : Pression de base [Pa].

T₀ : Température de base [°K].

ρ₀ : Masse volumique aux conditions de base [Kg/m³].

P(i) : Pression du gaz au PK(i) [Pa].

L(i) : Longueur de la canalisation au PK(i) [m].

Y(i) : Altitude au PK(i) [m].

T_m : Température moyenne du gaz dans le tronçon [°K]

Z_m : Facteur de compressibilité moyen du gaz dans le tronçon.

λ_m : Coefficient de perte de charge linéaire moyen dans le tronçon.

En fonction du nombre de Reynolds (de l'ordre de 10^7) et de la rugosité relative (de l'ordre de 10^{-5}), notre choix s'est porté sur l'équation de Panhandle donnant le coefficient de

$$\text{perte de charge linéaire : } \frac{1}{\sqrt{\lambda}} = \frac{0.0147 \cdot Re^{-0.039}}{\left(\frac{2 \cdot \varepsilon}{D}\right)}$$

ε : Rugosité des tubes.

V-2-1-2/ Equation de transfert de chaleur

Après avoir établie le bilan thermique d'un gazoduc enterré, nous avons démontré dans le chapitre l'équation qui permet de calculer la température d'arrivée en chaque PK et qui est donnée par :

$$T(i+1) = \frac{w \cdot (2 \cdot T_s - T(i)) + \dot{m} \cdot \left(Cp_m \cdot T(i) - \left(\frac{V(i+1)^2}{2} - \frac{V(i)^2}{2} \right) - g(Y(i+1) - Y(i)) \right)}{\dot{m} \cdot Cp_m + w}$$

... (5.2)

$$Cp_m = \frac{Cp_1 + Cp_2}{2}$$

$$w = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot D_{rev} \cdot \Delta L \cdot U_g$$

$$U_g = \frac{Ug(i) + Ug(i+1)}{2}$$

Q : Chaleur perdue au cours de l'écoulement [W] ;

Cp_m : Chaleur spécifique moyenne [J/Kg. °K] ;

$T(i)$: température du départ [°K] ;

$T(i+1)$: température d'arrivée [°K] ;

$Y(i+1)-Y(i)$: Différence d'altitude [m] ;

\dot{m} : Débit du gaz [Kg/s] ;

$V(i)$: Vitesse du départ [m/s] ;

$V(i+1)$: Vitesse d'arrivée [m/s] ;

U_g : Conductance global moyenne [J/s.m².°K].

V-2-1-3/ Compression du gaz naturel

La puissance de compression nécessaire pour recomprimer le gaz dans les stations de compression est calculée d'après l'équation suivante :

$$P_c = \frac{R \cdot \dot{m} \cdot Z_1 \cdot T_1 \cdot \frac{k}{k-1} \cdot \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right]}{\eta_p} \quad (5.3)$$

Avec $k = \frac{1}{1 - \frac{\gamma-1}{\gamma \cdot \eta_p}}$ et $\gamma = \frac{C_P}{C_V}$

P_c : Puissance de compression polytropique [Pa].

$P_1 T_1$: Pression et température à l'aspiration [Pa, °K].

P_2 : Pression au refoulement [Pa].

Z_1 : Facteur de compressibilité à l'aspiration.

\dot{m} : Débit massique du gaz [Kg/s].

k : Coefficient polytropique.

n : Coefficient adiabatique.

R : Constante universelle.

La puissance de compression ISO calculée pour une température ambiante de 15°C et une altitude de 0 m (niveau de la mer) est déterminée par la formule suivante :

$$P_{iso} = \frac{P_c}{(1.15 - 0.01 \cdot T) \cdot (1 - 0.000112 H)} \quad (5.4)$$

T est la température ambiante en (°C) et H l'altitude du site en (m).

Remarque

Pour tenir compte des pertes de charge singulières occasionnées à l'entrée et à la sortie de la station de compression on a :

P_1 : Pression d'arrivée à la station - 0.5.

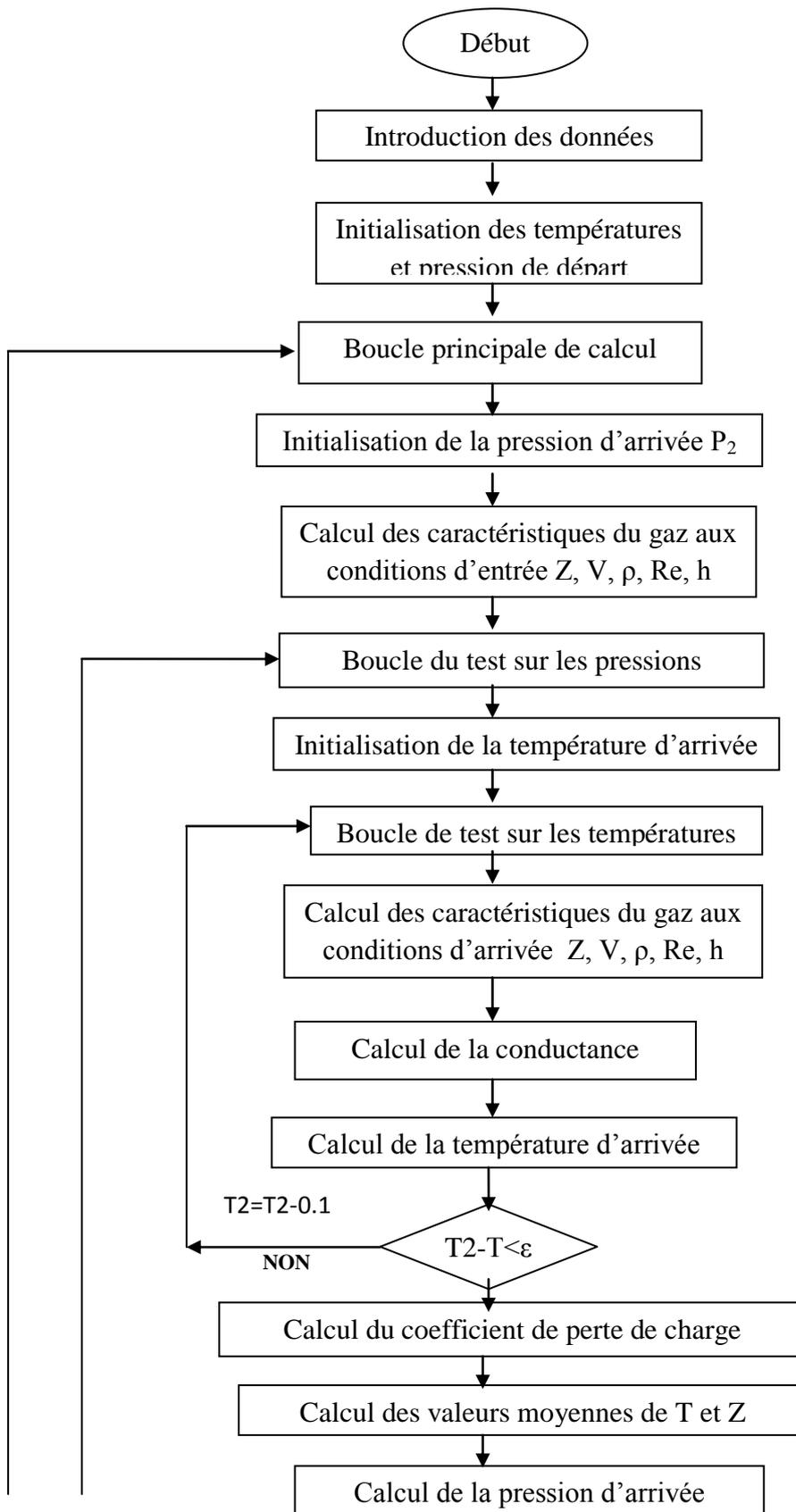
P_2 : Pression de départ de la station - 0.5.

V-2-2/ Procédure de calcul du « GASPIPE »

Les conditions à l'entrée du tronçon étant connues, les étapes de calcul par notre programme pour déterminer les conditions de sortie sont les suivantes :

1. Une pression d'arrivée est supposé initialement égale à celle de départ.
2. La température d'arrivée est supposé initialement égale à celle de départ.
3. On calcul la température d'arrivée :
 - Détermination du facteur de compressibilité aux conditions d'entrée et de sortie du tronçon par la méthode itérative de Newton.
 - Calcul des masses volumiques à l'entrée et à la sortie du tronçon par l'équation des gaz réels.
 - Calcul de la vitesse de l'écoulement et du Reynolds aux conditions d'arrivée et de départ et de la viscosité dynamique.
 - Détermination des coefficients d'échange de chaleur aux conditions d'entrée et de sortie du tronçon.
 - Estimation des résistances thermiques à l'entrée et la sortie du tronçon.
 - Calcul de la conductance global moyenne le long du tronçon.
 - Détermination de la température d'arrivée.
4. Si la température calculée à l'étape 3 n'est pas égale à celle prise initialement à une erreur près, une légère diminution de la température d'arrivée supposée à l'étape 2 est effectuée, puis retour à l'étape 3, dans le cas contraire, on passe à l'étape 5.
5. Calcul de la pression, température moyenne, facteur de compressibilité et le coefficient de perte de charge moyen.
6. Si la pression calculée n'est pas égale à celle supposé à l'étape 1, une légère diminution de la pression d'arrivée est effectuée, puis retour à l'étape 5, dans le cas contraire, on passe à l'étape 7.
7. Si la pression calculée est inférieure à la pression de service minimale de service, une station de compression est automatiquement placée au début du tronçon, les données de départ seront alors $P=71$ Bars et $T=60^{\circ}\text{C}$ et on retourne à l'étape 1. Sinon on passe à l'étape suivante.
8. Enfin, après avoir déterminer les pressions, températures et vitesses pour chaque PK et après avoir déterminer le nombre et l'emplacement des stations de compression, notre programme détermine le coût global actualisé du projet par la procédure de calcul définie auparavant.

V-2-3/ Algorithme du « GASPIPE »



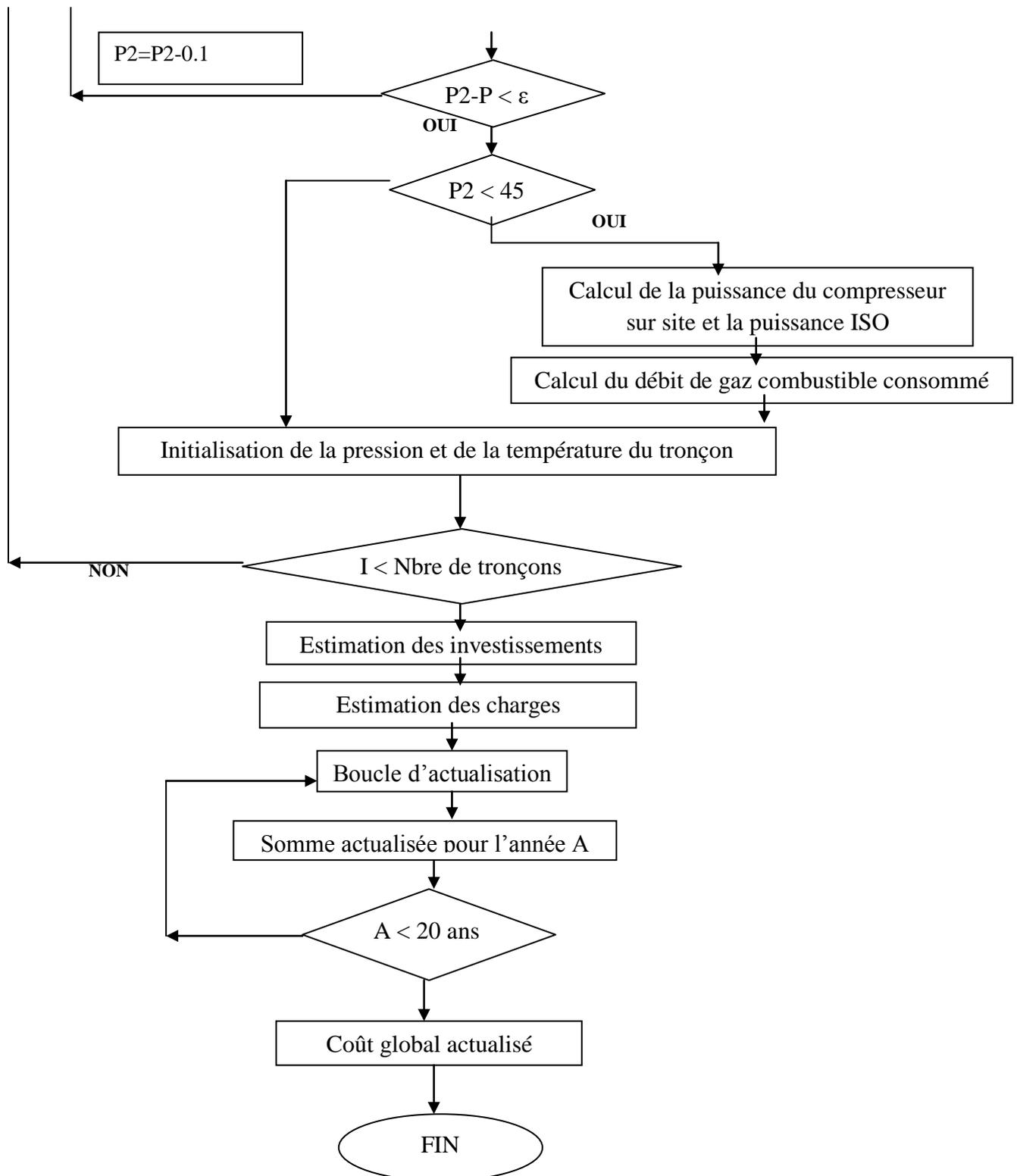


Figure V.1 : Algorithme du programme « GASPIPE »

V-3/ Présentation de PIPEPHASE

PIPEPHASE est un simulateur puissant, équilibré, multiphasé, de flux de liquide, pour prévoir des pressions, des températures et des « pièges de pétrole » dans les puits, des lignes d'écoulement, des systèmes de collecte et de distribution. Il est efficace pour concevoir de nouveaux systèmes, surveiller les systèmes courants et prévenir ou résoudre des problèmes.

PIPEPHASE inclut des possibilités d'optimisation puissantes appelées **NETOPT** qui permet d'augmenter la performance du réseau, en définissant des objectifs opérationnels spécifiques.

Par exemple, on peut employer PIPEPHASE avec le module ajouté de NETOPT pour:

- maximiser la production de pétrole à partir d'un système des puits fonctionnant par récupération de gaz par injection limitée (maintien de pression);
- réduire au minimum les coûts pour un nouveau système de canalisation.

Il permet aussi :

- de fonctionner en modes d'estimation et de conception ;
- de fournir des données concernant des pipes, les pièces et les équipements et le PIPEPHASE calculent les profils de pression et de température ;
- des études de cas peuvent être réalisées dans le mode de conception ou d'estimation ;
- On peut employer PIPEPHASE pour étudier les effets de la récupération de gaz par injection au puits et pour optimiser l'attribution du gaz récupéré sur plusieurs puits.
- Le raclage est employé pour augmenter l'efficacité de débit dans les canalisations multi phases (plusieurs produits) de gaz humide sec.
- PIPEPHASE peut optimiser des problèmes de réseau de pratiquement n'importe quelle taille.

Il y a sept types de fluides « modelables » en PIPEPHASE :

- Composition ;
- non composé ;
- pétrole brut ;
- gaz condensât ;
- gaz ;
- liquide ;
- vapeur ;
- pétrole brut composé.

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

V-4/ Données et résultats de l'étude comparative

➤ Données de l'étude

Dans cette étude, nous avons adopté un profil de 220 Km divisé en 12 tronçons de 20 Km chacun. Le tracé choisi pour la canalisation est précisé par le tableau suivant :

Tableau V.1 : Profil en long choisi pour l'étude comparative

PK	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Distance	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220
Altitude	378,9	387,5	396,5	384,1	384,1	384,1	384,1	388,1	388,1	419,1	419	419,1

Pour ce qui est des débits et des diamètres considérés dans cette étude, nous avons choisi une large gamme qui reflète les configurations les plus souvent rencontrées dans le transport à grande distance du gaz naturel, tous d'abord on a fixé le débit du gaz à transporter puis on a fait varier le diamètre. En définitif nous avons établi trois cas de configuration pour lesquels on a comparé les résultats obtenus par notre programme à ceux obtenus par le Pipephase.

Tableau V.2: Différents cas de l'étude comparative

	Débit m ³ /s	Diamètre extérieur (pouce)	Diamètre intérieur (mm)
Cas1	350.72	48	1190,6
Cas2	350.72	42	1043
Cas3	350.72	40	992,2

➤ Résultats de l'étude comparative

Cas 1 : Dext = 1.219 m, Dint = 1.1906 m

Tableau V.3 : Résultats techniques (cas1)

Distance	Pression PIPEPHASE	Température PIPEPHASE	Pression GASPIPE	Température GASPIPE	Erreur pression (%)	Erreur température (%)	ΔT	ΔP
0	71	60	71	60	0	0	0	0
20	70,07	53,97	70,11	55,16	0,05	2,21	1,19	0,04
40	69,16	49,07	69,21	50,87	0,08	3,67	1,8	0,05
60	68,36	45,11	68,44	47,17	0,11	4,57	2,06	0,08
80	67,5	41,94	67,59	43,81	0,13	4,45	1,87	0,09
100	66,64	39,41	66,73	40,79	0,14	3,52	1,38	0
120	65,78	37,39	65,88	38,09	0,15	1,88	0,7	0,1
140	64,89	35,8	64,99	35,64	0,16	0,44	-0,15	0,1
160	64,01	34,55	64,12	33,45	0,18	3,18	-1,09	0,11
180	62,96	33,56	63,09	31,3	0,22	6,72	-2,25	0,13
200	62,07	29,5	62,2	29,53	0,22	0,1	0,03	0,13
220	61,18	27,39	61,31	27,93	0,21	1,98	0,54	0,12

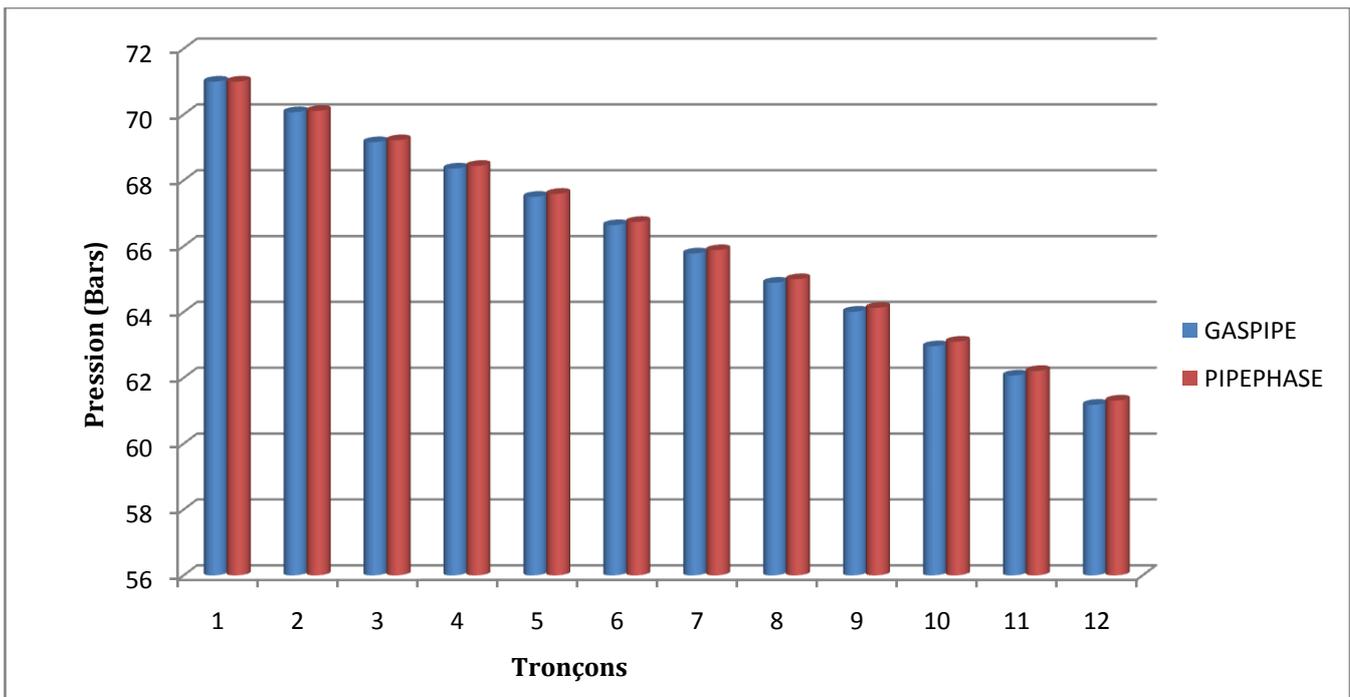


Figure V.3 : Répartition des pressions (cas1)

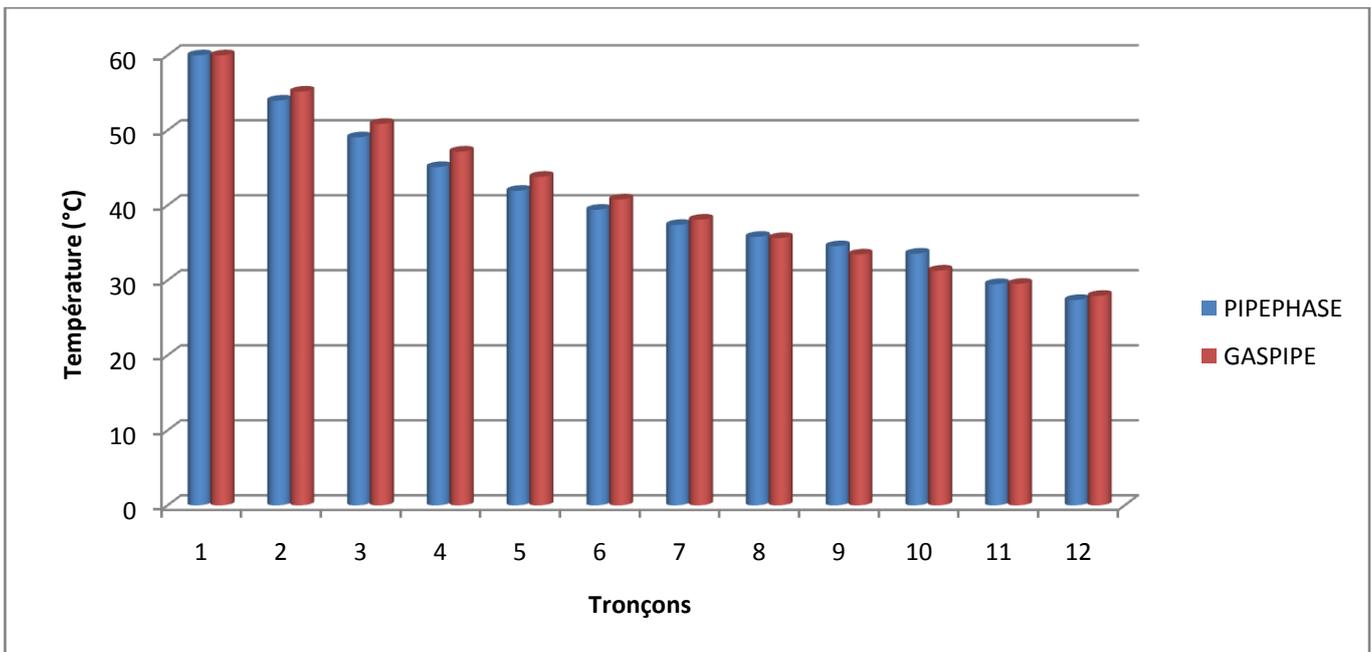


Figure V.4 : Répartition des températures (cas1)

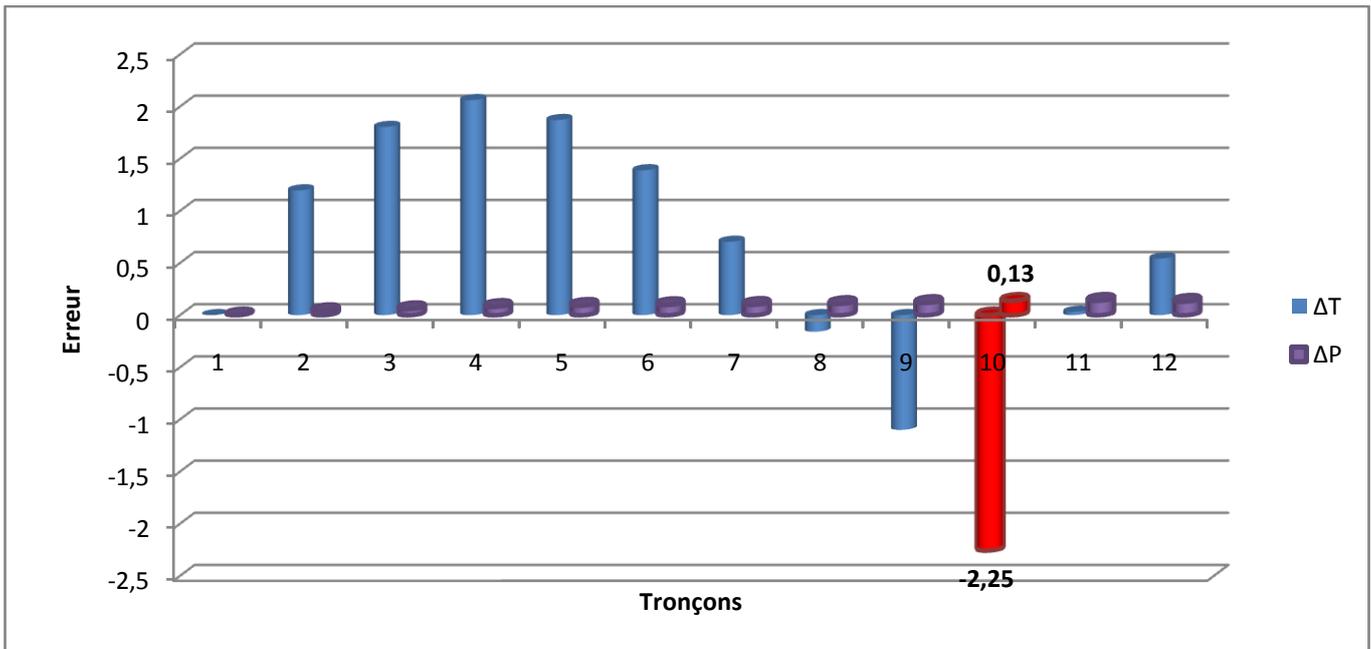


Figure V.5 : Répartition des erreurs (cas1)

Cas 2 : Dext = 1.0668 m, Dint = 1.043 m

Tableau V.4 : Résultats techniques (cas2)

Distance	Pression PIPEPHASE	Température PIPEPHASE	Pression GASPIPE	Température GASPIPE	Erreur Pression (%)	Erreur Température (%)	ΔT	ΔP
0	71	60	71	60	0	0	0	0
20	69,19	54,26	69,31	55,72	0,17	2,69	-1,46	0,12
40	67,38	49,54	67,59	51,78	0,31	4,54	-2,24	0,21
60	65,66	45,68	65,95	48,28	0,45	5,69	-2,6	0,29
80	63,85	42,55	64,22	44,97	0,58	5,7	-2,427	0,37
100	62,01	40,02	62,44	41,92	0,7	4,74	-1,9	0,43
120	60,12	37,98	60,63	39,09	0,85	2,93	-1,11	0,51
140	58,17	36,35	58,75	36,44	1,01	0,27	-0,09	0,58
160	56,17	35,04	56,83	34,02	1,19	2,88	1,01	0,66
180	53,95	34	54,73	31,56	1,45	7,16	2,43	0,78
200	51,81	30,04	52,68	29,51	1,68	1,76	0,52	0,87
220	49,6	27,93	50,55	27,61	1,92	1,14	0,31	0,95

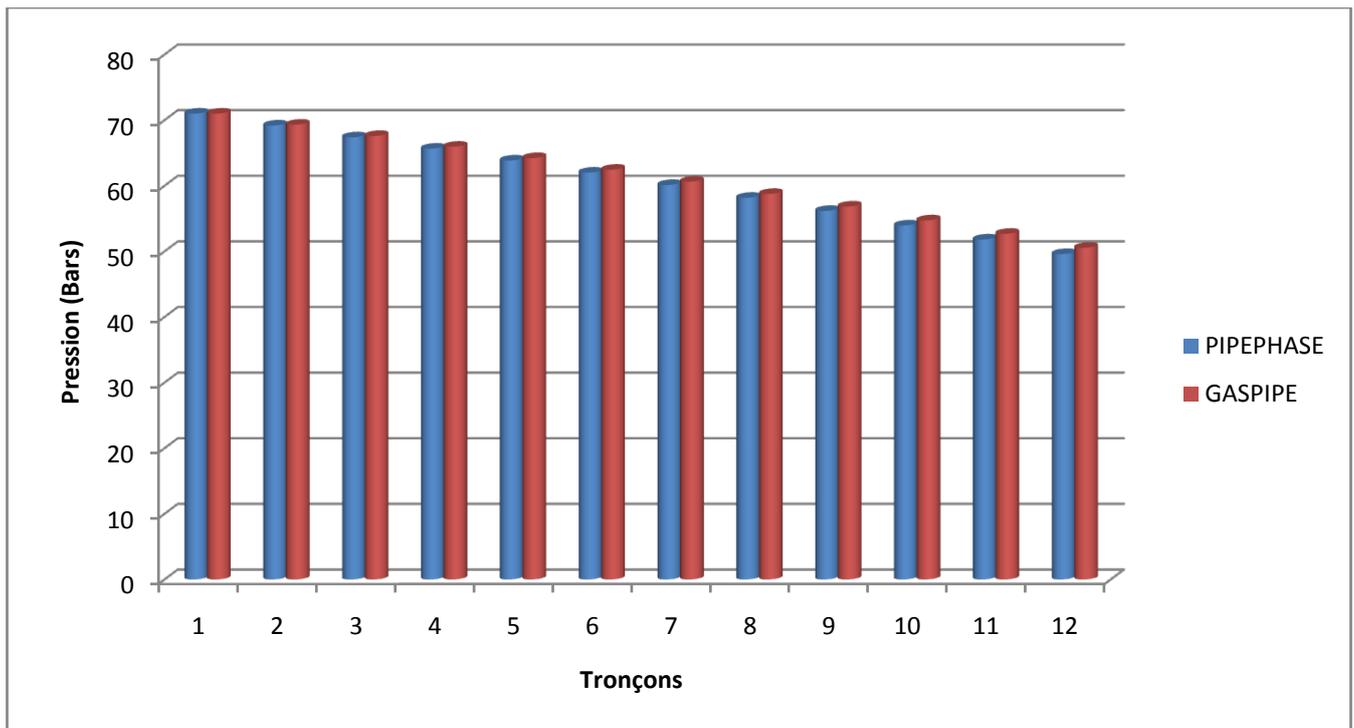


Figure V.6 : Répartition des pressions (cas2)

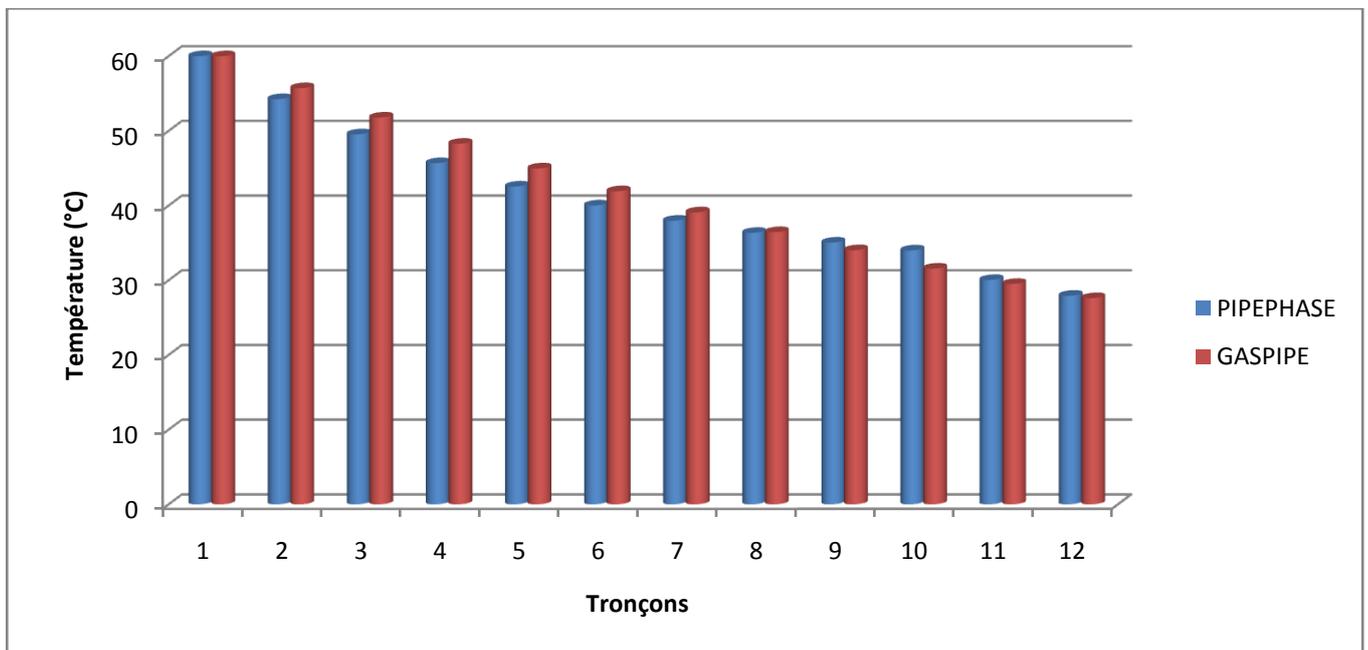


Figure V.7 : Répartition des températures (cas2)

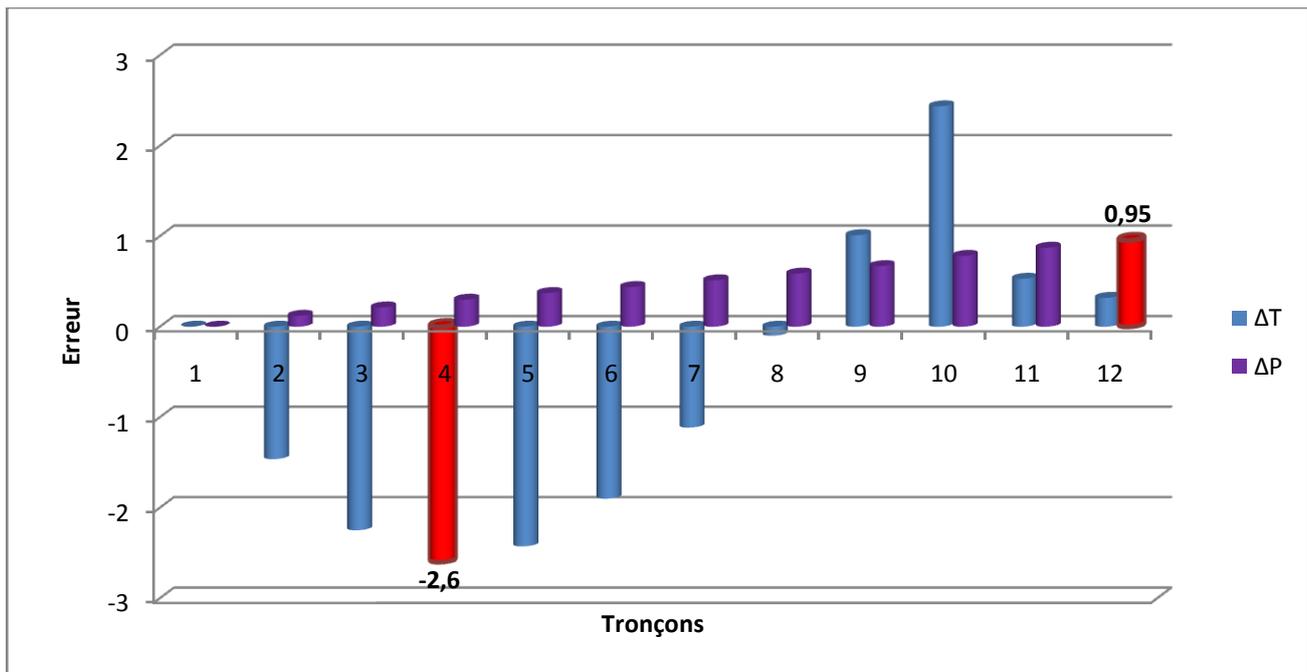


Figure V.8 : Répartition des erreurs (cas2)

Cas 3 : $D_{ext} = 1.016$ m, $D_{int} = 0.992$ m

Tableau V.5: Résultats techniques (cas3)

Distance	Pression PIPEPHASE	Température PIPEPHASE	Pression GASPIPE	Température GASPIPE	Erreur pression (%)	Erreur température (%)	ΔT	ΔP
0	71	60	71	60	0	0	0	0
20	68,72	55,3	68,83	55,9	0,16	1,09	0,6	0,11
40	66,41	51,43	66,61	52,06	0,31	1,23	0,63	0,2
60	64,15	48,27	64,45	48,58	0,47	0,65	0,31	0,3
80	61,77	45,68	62,15	45,23	0,61	0,96	-0,44	0,38
100	59,3	43,59	59,77	42,08	0,79	3,44	-1,5	0,47
120	56,8	41,89	57,3	39,12	0,89	6,6	-2,76	0,5
140	54,06	37,52	54,73	36,3	1,24	3,25	-1,21	0,67
160	51,3	33,97	52,04	33,66	1,45	0,89	-0,3	0,74
180	48,28	31,11	49,1	30,91	1,7	0,61	-0,19	0,82
200	45,21	28,82	46,1	28,61	1,98	0,71	-0,2	0,89
220	41,92	26,98	42,9	26,43	2,34	2	-0,54	0,98

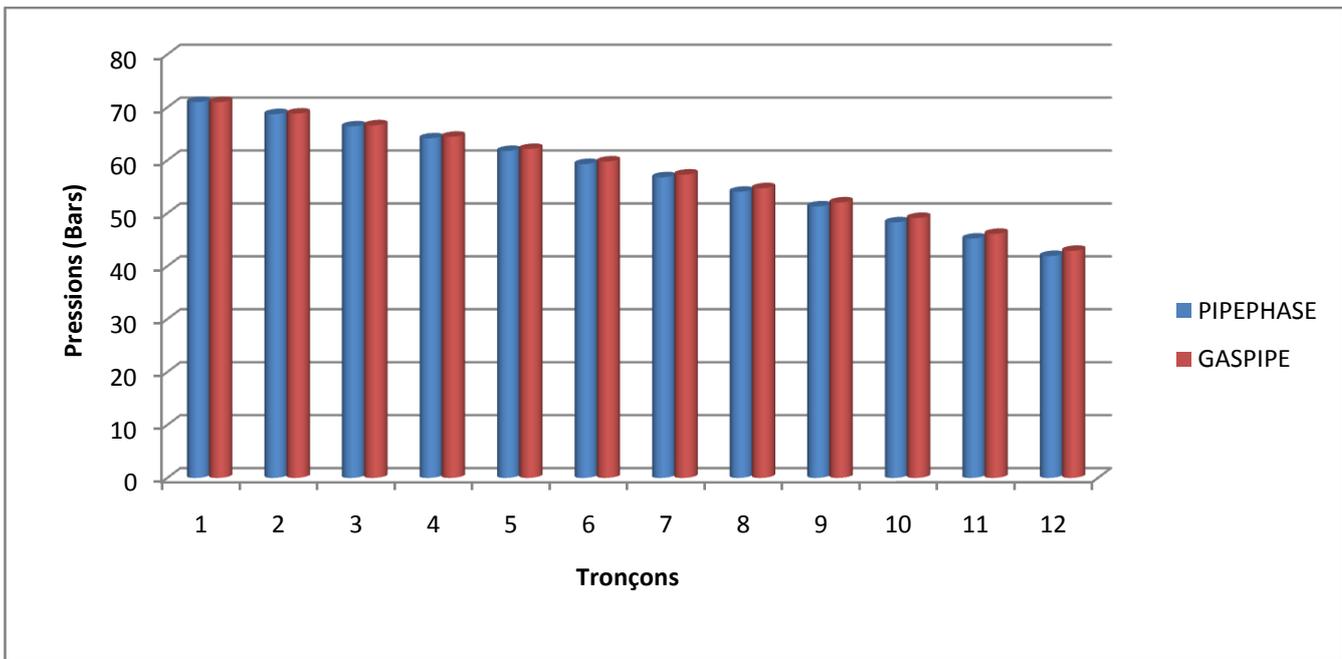


Figure V.9 : Répartition des pressions (cas3)

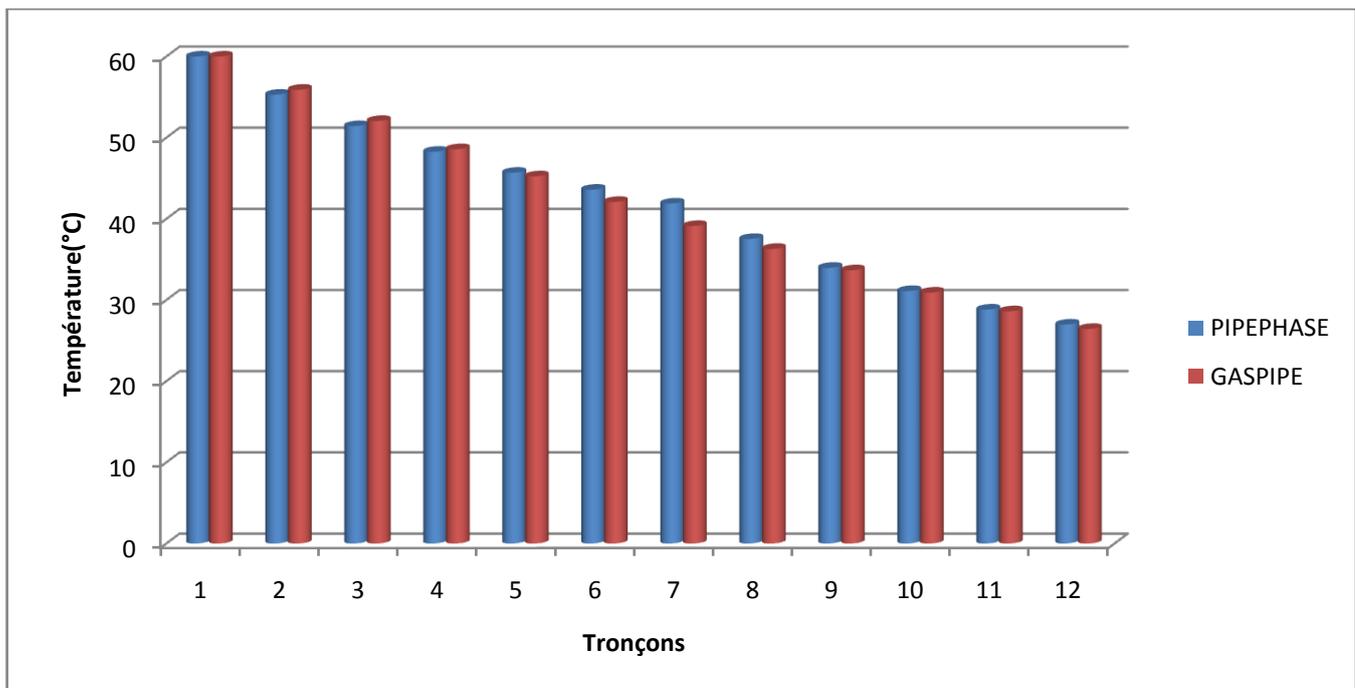


Figure V.10: Répartition des températures (cas3)

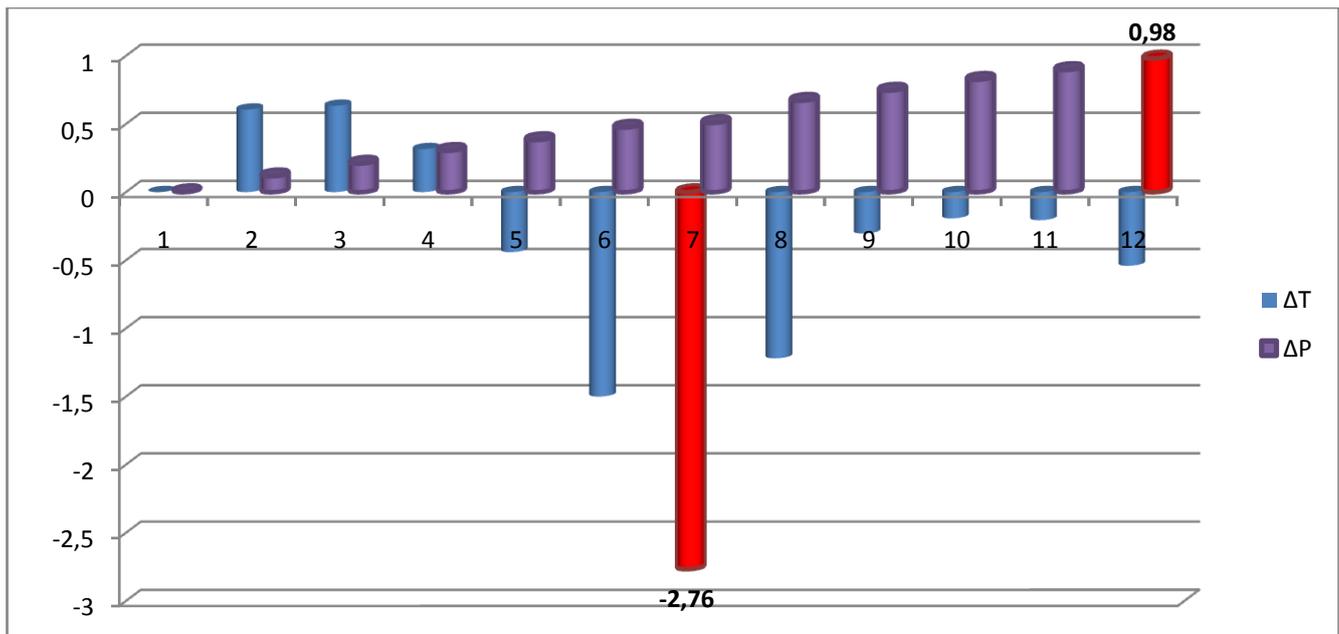


Figure V.11 : Répartition des erreurs (cas3)

V-5/ Conclusion :

Nous constatons que les prévisions données par notre programme en termes de pression, température du gaz le long de la canalisation, sont très proche de ceux données par le logiciel américain PIPEPHASE. Pour les différents cas de configurations choisis, on remarque en particulier que la pression (paramètre le plus déterminant de notre étude) subit l'effet de la variation d'altitude exactement de la même manière que pour le PIPEPHASE.

Pour les pressions, on enregistre une erreur max de 0,13 bars pour le 1^{er} cas, 0,95 bars pour le 2^{ème} cas, et 0,98 bars pour le 3^{ème} cas. Pour les températures, on enregistre une erreur max de 2,25°C pour le 1^{er} cas, 2,6°C pour le 2^{ème} cas et 2,7 pour le 3^{ème} cas.

Les écarts qui existent entre les résultats des deux programmes sont dus probablement à des estimations différentes de certains paramètres comme le coefficient de perte de charge linéaire, la viscosité dynamique ou la viscosité dynamique.

En conclusion, nous estimons que les résultats obtenus par notre programme sont satisfaisants vis-à-vis des résultats obtenus par le PIPEPHASE. Nous considérons donc qu'il est justifié d'utiliser notre programme « GASPIPE » pour un éventuel dimensionnement et choix d'un diamètre optimal pour un projet de gazoduc.

Chapitre VI : choix du diamètre optimal

VI-1/ Introduction

Le principal objectif de cette étude est de déterminer le diamètre et la nuance d'acier des tubes qui conduisent au coût le plus bas du projet GZ4 et cela pour les différents diamètres.

Dans ce chapitre, nous avons regroupé tous les résultats techniques et économiques obtenus par notre programme de calcul 'GASPIPE' pour l'ensemble des cas d'études résumés dans le tableau suivant :

Tableau VI.1 : Différents cas étudiés

Débit (m ³ /s)	9,185 . 10 ⁹					
Diamètre extérieur (mm)	1016 (40")		1066,8 (42")		1219,2 (48")	
Nuance d'acier	X60	X70	X60	X70	X60	X70
Diamètre intérieur (mm)	990,6	992,2	1038,2	1043	1187,4	1190,6

VI-2/ Détermination du diamètre optimal

Dans cette partie, nous rechercherons le diamètre optimal dans le cas où le débit à transporter par le gazoduc est de 9,185 milliards de mètres cubes par an.

VI-2-1/ Résultats techniques et interfaces graphique du GASPIPE :

- Cas 1 : Dext=40 pouces=1016mm

Tableau VI.2 : Résultats techniques du 1^{er} cas d'application

PK	L(Km)	H(m)	X60 (Di=990,6mm)			X70 (Di=992,2mm)		
			P (Bar)	T (°C)	V (m/s)	P(Bar)	T (°C)	V (m/s)
1	0	755	70,5	60	8	70,5	60	8
2	9,4	780	70,0195033	57,7369757	7,81433612	70,0263216	57,7369757	7,78839558
3	17,31	748	69,4765334	56,2038184	7,85683201	69,4892374	56,2041012	7,82996373
4	19,84	746,6	69,2543227	55,6742133	7,87930443	69,2689258	55,6746733	7,85203647
5	27,97	759,1	68,4462366	53,9095378	7,93363691	68,466994	53,910678	7,90543234
6	37,22	780	67,4849853	51,9362147	8,01309797	67,5128844	51,9384156	7,98364467
7	48,7	877	65,9132532	49,1704711	8,15249384	65,950093	49,17465	8,12126406
8	52,56	812,2	65,8793882	48,8616364	8,17848164	65,9195847	48,8660308	8,14657477
9	55,67	820	65,5459127	48,2444207	8,2049752	65,5886522	48,2494268	8,17257535
10	59	843	65,1136543	47,4994947	8,24663032	65,1590922	47,5052968	8,21366347
11	74,43	852	63,5887473	44,7882349	8,38131976	63,6473504	44,7969631	8,34597532
12	87,46	809,3	62,5261922	42,9333406	8,50373491	62,5966401	42,9445047	8,46595373
13	91,728	772	62,2861339	42,5008662	8,54558533	62,3607029	42,5126117	8,50680756
14	100,67	823,6	61,1523351	40,7756438	8,66120267	61,2349552	40,790514	8,6205827
15	108,51	850	60,2390076	39,4307329	8,77753028	60,3290145	39,4481727	8,73503351
16	120,45	887	58,8470165	37,4842401	8,94778886	58,9486866	37,5056045	8,90236131
17	127,19	1000	57,6348683	35,7721655	9,11438007	57,7426332	35,7979176	9,06671903

18	130,1	1065	57,0386834	34,9233683	9,20957736	57,1490021	34,9514327	9,16078082
19	144,44	1047,6	55,5736043	33,2779449	9,41455406	55,699904	33,3089658	9,36155219
20	159,67	1252	53,0259202	29,9826246	9,79306098	53,1681031	30,017324	9,73374538
21	164,97	1268	52,3555231	29,3046788	9,95300659	52,5041621	29,3411695	9,89089262
22	170,91	1274	51,6445917	28,6586405	10,0835673	51,8008127	28,6966662	10,0186951
23	180,97	1106,7	51,1312182	29,0712965	10,2149321	51,3030191	29,1041448	10,1454837
24	185,63	1120	50,5265801	28,4793216	10,3287366	50,7046671	28,514385	10,2565571
25	190,11	1143,3	49,898937	27,8285959	10,4501489	50,0830759	27,8663487	10,3753641
26	204,69	990	48,7028882	27,7624525	10,7193791	48,9111745	27,7962031	10,6361746
27	210,282	946,2	48,1702024	27,6150296	10,8613941	48,3880792	27,6480191	10,7738521
28	226,065	980,9	46,0256363	25,7265496	11,3094388	46,2695885	25,7699245	11,209777
29	226,485	980,9	45,9703939	25,7214776	11,3765799	46,215101	25,7641783	11,2754231
30	243,28	990	70,5	60	8,21182698	70,5	60	8,18095226
31	256,065	1000	69,7972219	56,955895	7,82071723	69,8065226	56,955895	7,79447589
32	260,57	1025	69,2543997	55,838656	7,87736398	69,2670337	55,8389392	7,85038361
33	277,85	1029	67,6514948	52,304321	7,98744063	67,6773176	52,3057731	7,9584649
34	300	1035	65,5536207	48,1337518	8,16770773	65,5972119	48,1379272	8,13559645
35	306,065	990	65,2063145	47,3284117	8,23037182	65,2551386	47,3334284	8,19701663
36	320	1000	63,8235481	44,8816551	8,35115957	63,8842852	44,889627	8,31560791
37	335	995	62,3876735	42,4926328	8,50615378	62,4618771	42,504036	8,46779628
38	340	1000	61,8701097	41,6790212	8,58336474	61,9489165	41,691837	8,54371932
39	351	1000	60,7696738	40,0177603	8,7029637	60,8589653	40,0335566	8,66106896
40	360	1200	58,9280384	37,3838555	8,92181958	59,0247907	37,405783	8,87731307
41	372	1100	58,1343489	36,4639072	9,05464122	58,244278	36,4868546	9,00711912
42	380	1000	57,7432554	36,1180455	9,1221703	57,8626053	36,1409391	9,07243253
43	395	900	56,5933432	34,8846725	9,27860883	56,7303142	34,9098711	9,22464237
44	400	800	56,4937106	34,9960462	9,32250996	56,6375246	35,0198035	9,2667234
45	407	750	55,9554322	34,4691649	9,39820829	56,1080473	34,4941499	9,34017019
46	410	700	55,8457487	34,4756836	9,42829547	56,0025585	34,4999841	9,36911675
47	418	650	55,186107	33,8366784	9,52352537	55,3533285	33,8628061	9,46162143
48	420	600	55,1794697	33,9868319	9,54348224	55,3498422	34,0115822	9,48064544
49	422	550	55,1726693	34,1351589	9,54941047	55,3462216	34,1585386	9,48587616
50	430	500	54,4991878	33,502114	9,64765011	54,6836798	33,5276894	9,58117534
51	436	510	53,785201	32,6713141	9,76399621	53,9774762	32,7007892	9,69478077
52	440	522	53,2826688	32,0886351	9,8530719	53,4801796	32,1208836	9,78186507
53	450	544	52,044597	30,7281363	10,0538119	52,2557629	30,7669563	9,97777786
54	460	550	50,8467385	29,5522381	10,2792507	51,072551	29,5964878	10,1975048
55	470	555	49,6264165	28,4339443	10,5211692	49,8677152	28,4833795	10,4329816
56	476	558	48,8802204	27,7901439	10,6879405	49,1312581	27,8424726	10,5952269
57	480	560	48,3766072	27,3782062	10,8022904	48,6343394	27,4322215	10,7063823
58	482	560	48,125825	27,1985659	10,864205	48,3869998	27,2529549	10,7665453
59	490	575	47,0579701	26,2782947	11,0828465	47,3329875	26,3375151	10,9787676
60	497	588	46,1062945	25,5017752	11,3089335	46,3940496	25,5649733	11,1981404
61	500	590	45,7055601	25,2311327	11,4216969	45,9990538	25,2950412	11,3074991
62	506	596	70,5	60	8,21661691	70,5	60	8,19938967

63	510	600	70,6198509	58,9159333	7,77551149	70,6607387	58,1776659	7,72874841
64	520	500	70,2671768	57,284775	7,78304161	70,3182183	56,5937724	7,73538081
65	530	400	69,9108089	55,7391366	7,79251912	69,9721324	55,0923643	7,74441849
66	540	300	69,5504307	54,2733398	7,80445331	69,8868315	54,5729368	7,74783633
67	544	250	69,458953	53,7678207	7,80920437	69,8012523	54,0648037	7,74684414
68	548	200	69,3671199	53,2732178	7,80937161	69,4545561	53,4354871	7,80545605
Nombre de stations de compression			2			2		
SC 1	PK		30			30		
	Puissance ISO (Kw)		27823,4651			26539,856		
	Consommation (Kg/s)		1,8419			1,8404		
SC 2	PK		62			62		
	Puissance ISO (Kw)		27826,6515			26453,0492		
	Consommation (Kg/s)		1,8411			1,8395		



Figure VI.1 : Profil des pressions (X60)



Figure VI.2 : Profil des températures (X60)

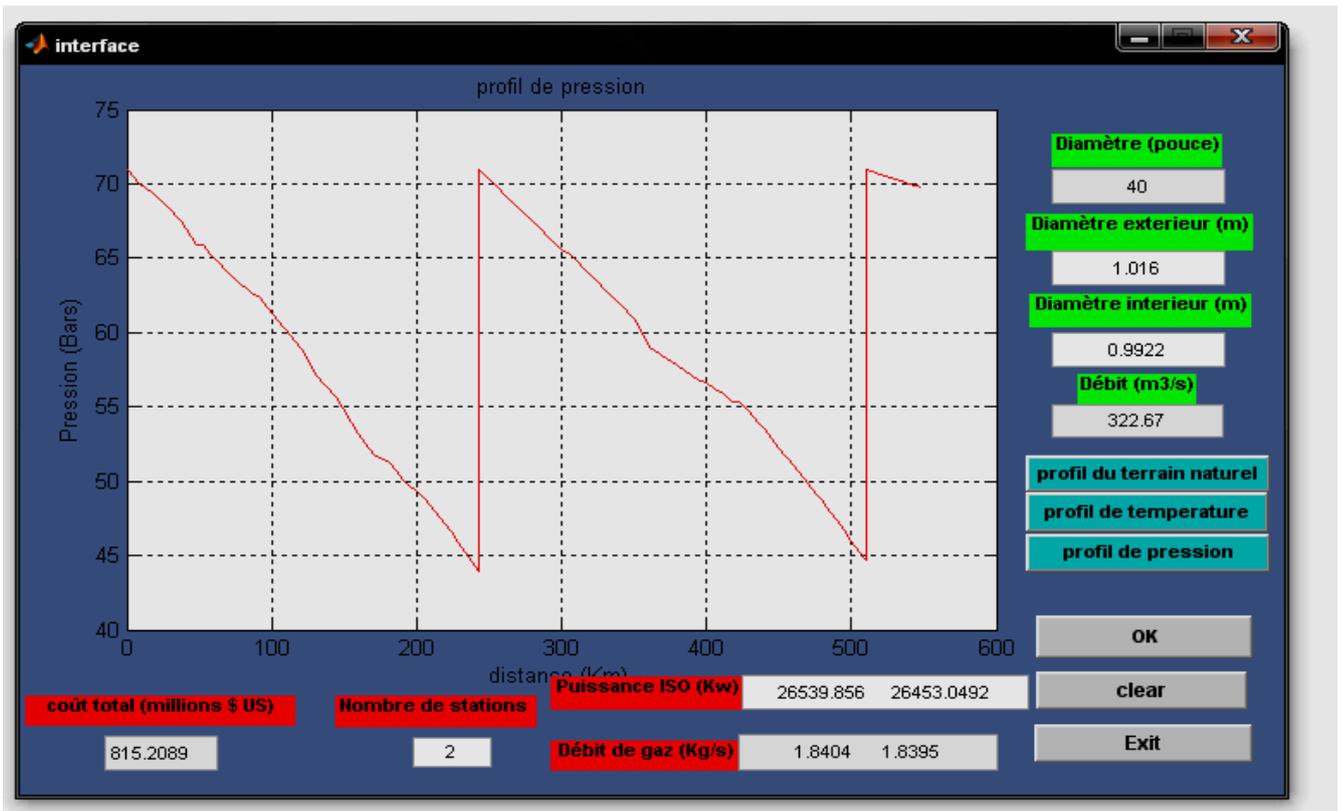


Figure VI.3 : Profil des pressions (X70)



Figure VI.4 : Profil des températures (X70)

- Cas 2 : Dext = 42 pouces = 1066,8mm

Tableau VI.3 : Résultats techniques du 2^{er} cas d'application

PK	L(Km)	H(m)	X60 (Di=1038,2mm)			X70 (Di=1043mm)		
			P(Bar)	T(°C)	V(m/s)	P(Bar)	T(°C)	V(m/s)
1	0	755	70,5	60	8	70,5	60	8
2	9,4	780	70,1967353	57,7369757	7,0962482	70,2119925	57,7369757	7,0295552
3	17,31	748	69,8063488	56,2111452	7,11632703	69,8347017	56,2117735	7,04787807
4	19,84	746,6	69,6332827	55,6861113	7,12911101	69,6658452	55,6871299	7,05989903
5	27,97	759,1	68,9842066	53,9389614	7,16083453	69,0303647	53,9414739	7,08985007
6	37,22	780	68,2069414	51,9928575	7,21020435	68,2687799	51,9976792	7,13686313
7	48,7	877	66,8646917	49,2776254	7,30667518	66,946007	49,2867092	7,22995236
8	52,56	812,2	66,9167874	48,9742934	7,31679236	67,00538	48,9838415	7,2388721
9	55,67	820	66,6483084	48,3725763	7,33166206	66,7423914	48,3834206	7,25285568
10	59	843	66,2849222	47,6477759	7,35979708	66,384814	47,6602995	7,27994229
11	74,43	852	65,094949	45,0104427	7,43895888	65,2229891	45,0291296	7,35491493
12	87,46	809,3	64,3319964	43,2132499	7,50519875	64,4850539	43,2369944	7,41700048

13	91,728	772	64,1958145	42,7954188	7,52436337	64,3575122	42,8203636	7,43450992
14	100,67	823,6	63,264008	41,1476962	7,59774368	63,4424204	41,1789338	7,50476374
15	108,51	850	62,5352933	39,8638255	7,67124865	62,7289174	39,9002099	7,57512701
16	120,45	887	61,4332971	38,0141691	7,7756647	61,6506818	38,0583386	7,67478605
17	127,19	1000	60,3713689	36,4086989	7,89144241	60,6009425	36,4613301	7,78681722
18	130,1	1065	59,8378238	35,6142739	7,96060304	60,0724524	35,671339	7,85404236
19	144,44	1047,6	58,765205	34,0426946	8,0744341	59,0315619	34,1057277	7,96157608
20	159,67	1252	56,6011273	30,999165	8,32032032	56,8979741	31,0805914	8,19814818
21	164,97	1268	56,0858832	30,358218	8,42015765	56,3950129	30,4426586	8,29385579
22	170,91	1274	55,5564527	29,7429695	8,4930247	55,8798906	29,8299727	8,36290135
23	180,97	1106,7	55,4160342	30,0318849	8,53283126	55,76888	30,1100908	8,39703484
24	185,63	1120	54,9594858	29,486284	8,59094378	55,323805	29,5680511	8,45157082
25	190,11	1143,3	54,4735607	28,8926356	8,65945944	54,848788	28,978729	8,51669408
26	204,69	990	53,84255	28,7296565	8,76577776	54,2612653	28,8092601	8,61327225
27	210,282	946,2	53,5313817	28,5632526	8,82435211	53,9669122	28,6417387	8,66687099
28	226,065	980,9	51,9768425	26,8909372	9,04420307	52,4561742	26,9846189	8,87337294
29	226,485	980,9	51,9385249	26,8740656	9,08187855	52,4191011	26,9671466	8,90920574
30	243,28	990	50,3543324	25,4404856	9,3236395	50,8857843	25,5452933	9,13493854
31	256,065	1000	49,1044944	24,3949729	9,56115884	49,6770897	24,5086195	9,35666971
32	260,57	1025	48,575376	23,8587694	9,67470552	49,1621113	23,9787641	9,46325171
33	277,85	1029	46,8569914	22,6791992	10,0013961	47,5050941	22,8070409	9,76587317
34	300	1035	70,5	60	7,46148893	70,5	60	7,41849738
35	306,065	990	70,8179741	58,7348967	7,05521137	69,9798335	56,7091688	7,03096808
36	320	1000	69,7754973	55,6802473	7,09772372	68,95939	53,6429056	7,08549524
37	335	995	68,7299032	52,6959682	7,15765081	68,5815007	52,6242939	7,11918364
38	340	1000	68,3435236	51,7023014	7,19360645	67,8027635	50,5328416	7,16099261
39	351	1000	67,5454801	49,6625036	7,23937482	66,1236363	47,7331234	7,2924643
40	360	1200	65,8541742	46,9005883	7,37538183	65,7653452	46,28154	7,32738247
41	372	1100	65,4713287	45,4991349	7,41491139	65,6944477	45,5664151	7,32491223
42	380	1000	65,3828575	44,8154578	7,41554765	65,1127927	43,7913341	7,35038554
43	395	900	64,7694453	43,0929156	7,4467406	65,2538601	43,6393333	7,34079598
44	400	800	64,8978496	42,95908	7,4393465	64,9977935	42,8867917	7,34982408
45	407	750	64,6262843	42,2279813	7,45113031	65,0313565	42,7513994	7,34720869
46	410	700	64,6522905	42,1025739	7,44981826	64,700837	41,8889007	7,36401074
47	418	650	64,3038143	41,2623217	7,46978038	64,8057567	41,9139613	7,35826041
48	420	600	64,4030268	41,2945229	7,46500771	64,9113432	41,9386229	7,34509551
49	422	550	64,5028742	41,3262342	7,4525065	64,5805872	41,1125493	7,36157227
50	430	500	64,1536666	40,5201098	7,47215191	64,0930302	40,2276148	7,40230767
51	436	510	63,653595	39,6470512	7,51591494	63,7402937	39,6173951	7,43709629
52	440	522	63,2925791	39,0442287	7,55287376	62,8938963	38,1836002	7,50870037
53	450	544	62,4248122	37,6283073	7,62944191	62,1184685	36,9024966	7,58583763
54	460	550	61,6268058	36,3648354	7,71211055	61,340494	35,680299	7,6653403
55	470	555	60,8255468	35,1591486	7,79745948	60,8698485	34,9713291	7,72056824
56	476	558	60,3405833	34,4596168	7,85662854	60,5544282	34,5109217	7,75750146
57	480	560	60,0154677	34,0054051	7,89623551	60,400409	34,2945749	7,77739623

58	482	560	59,856497	33,7923956	7,91756681	59,7131994	33,3277229	7,84491116
59	490	575	59,1498869	32,8360332	7,99007263	59,1079822	32,5085997	7,91641094
60	497	588	58,5272687	32,0256937	8,06661605	58,8635119	32,19297	7,95199633
61	500	590	58,2750501	31,7143469	8,10469381	58,3631076	31,5512959	8,00776009
62	506	596	57,759015	31,0803401	8,16475997	58,0275595	31,1353902	8,05219566
63	510	600	57,4128645	30,6695699	8,21247885	57,6767993	30,8654772	8,10012853
64	520	500	57,0296789	30,4238787	8,26743914	57,3184318	30,6095384	8,15037372
65	530	400	56,637801	30,1909005	8,32545475	56,9521778	30,3669211	8,20287683
66	540	300	56,2369032	29,9700629	8,3861127	56,847488	30,3523126	8,22438648
67	544	250	56,117458	29,9658962	8,41144584	56,7417282	30,3381123	8,24127715
68	548	200	55,9967408	29,9619315	8,43173779	56,0252446	30,2587411	8,33251025
Nombre de stations de compression			1			1		
SC	PK		34			34		
	Puissance ISO (Kw)		26845,0024			26771,0125		
	Consommation (Kg/s)		1,821			1,8216		



Figure VI.5 : Profil des pressions (X60)



Figure VI.6 : Profil des températures (X60)

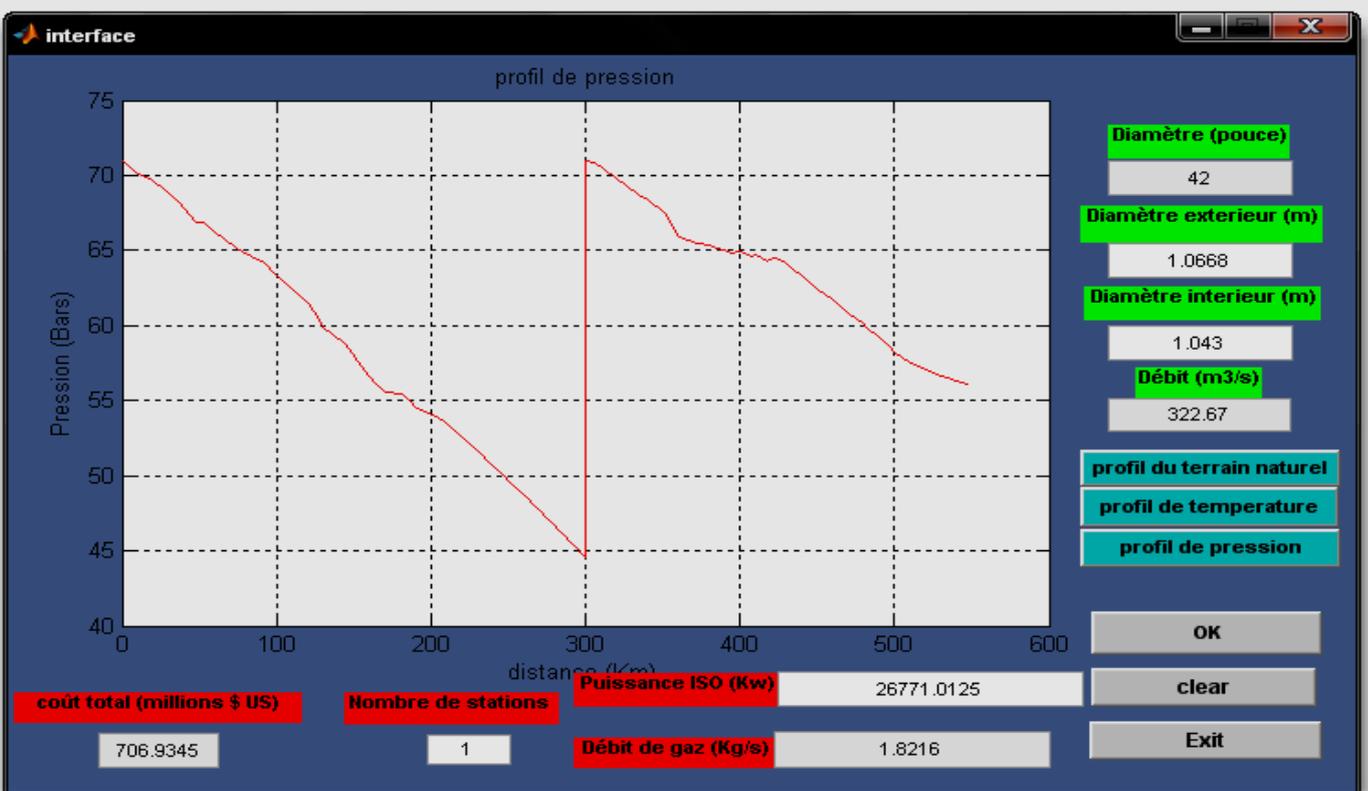


Figure VI.7 : Profil des pressions (X70)

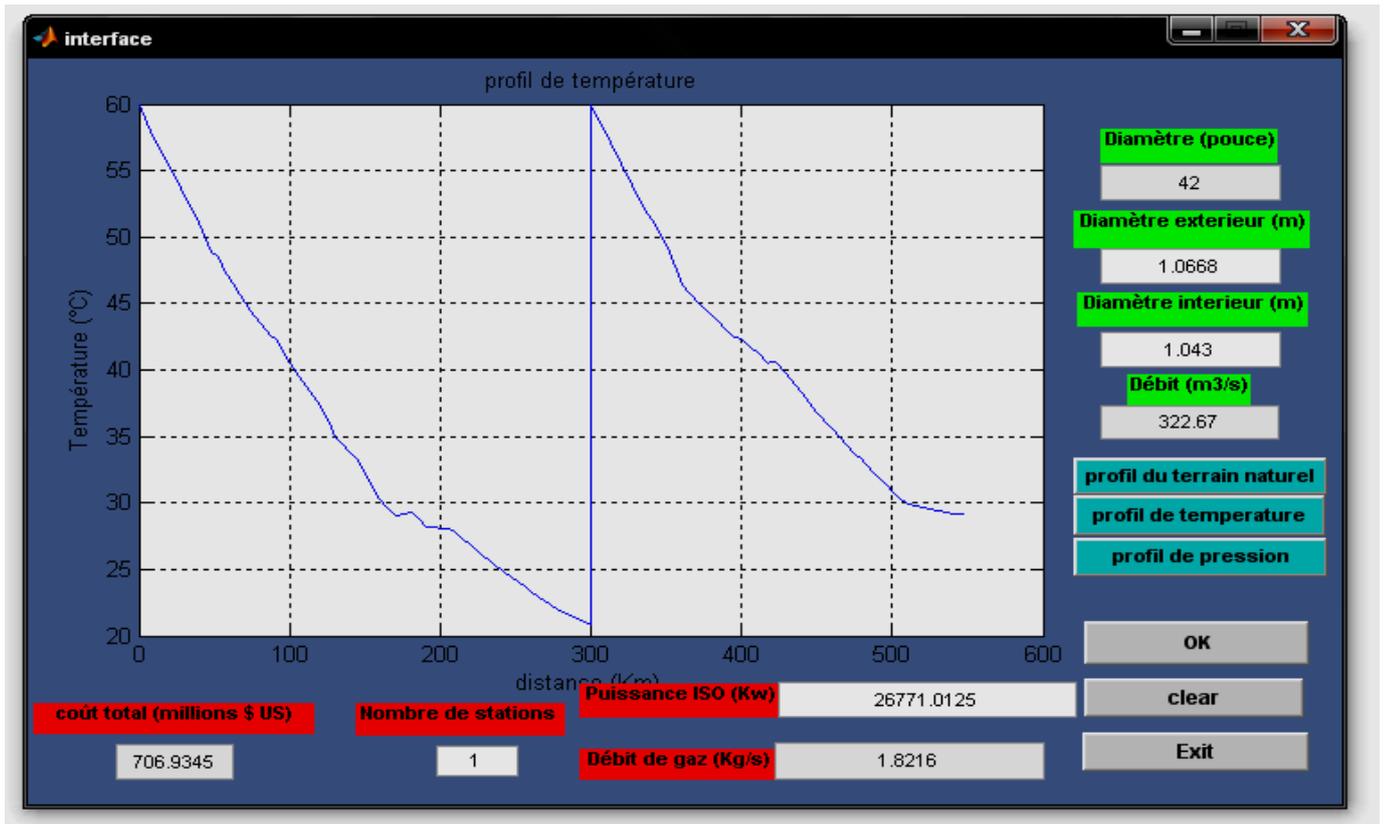


Figure VI.8 : Profil des températures (X70)

- Cas 3 : Dext= 48 pouces = 1219,2 mm

Tableau VI.4 : Résultats techniques du 3 cas d’application

PK	L(Km)	H(m)	X60 (Di=990,6mm)			X70 (Di=992,2mm)		
			P(Bar)	T(°C)	V(m/s)	P(Bar)	T(°C)	V(m/s)
1	0	755	70,5	60	8	70,5	60	8
2	9,4	780	70,5232437	57,7369757	5,39984622	70,5277936	57,7369757	5,37051219
3	17,31	748	70,4117559	56,224509	5,38965767	70,4201724	56,224694	5,36003033
4	19,84	746,6	70,3280583	55,7077158	5,38900397	70,3377096	55,708014	5,35923901
5	27,97	759,1	69,9667974	53,9920339	5,38961887	69,9804138	53,9927633	5,35953474
6	37,22	780	69,5198209	52,0942203	5,39733827	69,5379635	52,0956063	5,36681651
7	48,7	877	68,5852268	49,4673678	5,43234109	68,6089187	49,4699447	5,40112879
8	52,56	812,2	68,7890653	49,1736618	5,42306112	68,8148148	49,1763685	5,39167978
9	55,67	820	68,6346949	48,5984635	5,42299552	68,6619863	48,6015225	5,39146907
10	59	843	68,3917467	47,9079046	5,4325232	68,4206614	47,9114169	5,40079413
11	74,43	852	67,7823998	45,3960836	5,44153938	67,8190997	45,401255	5,40912459
12	87,46	809,3	67,5307789	43,7006194	5,44041408	67,5742702	43,7071182	5,40737779

13	91,728	772	67,5702396	43,3068691	5,43364147	67,6160509	43,3136813	5,40038397
14	100,67	823,6	66,9757398	41,7830362	5,45497774	67,0259725	41,7914285	5,42119803
15	108,51	850	66,5522497	40,5999644	5,47658559	66,6064602	40,6096354	5,44228903
16	120,45	887	65,9234731	38,8987	5,50421967	65,9838041	38,9102876	5,46918516
17	127,19	1000	65,1010712	37,4549128	5,55601224	65,164457	37,4684943	5,52028506
18	130,1	1065	64,666131	36,7447319	5,59116566	64,7307646	36,7593464	5,55505051
19	144,44	1047,6	64,2148059	35,2909899	5,60965402	64,2873405	35,3071037	5,57270853
20	159,67	1252	62,6346825	32,5943846	5,70680176	62,7144746	32,6146387	5,66837648
21	164,97	1268	62,3537986	32,0116345	5,74232891	62,4364946	32,0326155	5,70328954
22	170,91	1274	62,0960984	31,4468331	5,75918381	62,1821464	31,4684559	5,71966556
23	180,97	1106,7	62,515395	31,5895327	5,72660646	62,6083704	31,6096147	5,6866634
24	185,63	1120	62,2724679	31,1086035	5,73437739	62,3680271	31,1294456	5,6940348
25	190,11	1143,3	61,9881146	30,5924347	5,75410275	62,0860931	30,6141736	5,71334305
26	204,69	990	62,163077	30,3293001	5,73666081	62,2707757	30,3500845	5,69511263
27	210,282	946,2	62,1590042	30,1485554	5,73132958	62,2703535	30,1692428	5,68935736
28	226,065	980,9	61,3850721	28,7330308	5,77655696	61,5054711	28,7565217	5,73328784
29	226,485	980,9	61,3687454	28,7094523	5,7878551	61,4893973	28,7329062	5,74435808
30	243,28	990	60,6724499	27,4736041	5,8305272	60,8031959	27,4992738	5,78565975
31	256,065	1000	60,1242393	26,5785786	5,87548476	60,2627884	26,6058991	5,82930429
32	260,57	1025	59,8304782	26,1453948	5,9031565	59,97158	26,1737866	5,85636312
33	277,85	1029	59,125677	25,1079064	5,95679306	59,2777235	25,137943	5,90831918
34	300	1035	58,2083814	23,8914114	6,03563528	58,3748395	23,9232915	5,98469401
35	306,065	990	58,1651899	23,8867873	6,05259016	58,3362869	23,9174864	6,00080047
36	320	1000	57,5533017	23,144868	6,10225739	57,7336948	23,1769901	6,04884723
37	335	995	56,9591304	22,5007005	6,16102863	57,1499789	22,5336031	6,10568029
38	340	1000	56,7302516	22,2579238	6,1891061	56,9245451	22,2912165	6,13291892
39	351	1000	56,2712164	21,8059127	6,23326517	56,4733755	21,8397417	6,17561051
40	360	1200	55,031105	20,1145123	6,34374309	55,2366656	20,1574342	6,28426298
41	372	1100	54,9445666	20,444992	6,37867171	55,1606926	20,4824689	6,31745829
42	380	1000	55,0281138	20,8905984	6,37989432	55,2519769	20,9228855	6,31755973
43	395	900	54,8107615	21,0584046	6,40764611	55,0478915	21,0863966	6,34320533
44	400	800	55,0211132	21,5955118	6,3979257	55,2639805	21,6181162	6,33272533
45	407	750	54,9337027	21,6761335	6,40683023	55,1829905	21,6968932	6,34063374
46	410	700	55,0176365	21,9224151	6,40365751	55,2702546	21,9404596	6,33700616
47	418	650	54,8867585	21,9461326	6,41823242	55,1467023	21,9628658	6,35043995
48	420	600	55,0133564	22,2330586	6,41157404	55,2759052	22,2467696	6,34345308
49	422	550	55,1405849	22,5156784	6,40107959	55,4057506	22,5264163	6,33273831
50	430	500	55,0103753	22,5100351	6,41427402	55,283003	22,5200612	6,34480976
51	436	510	54,7095884	22,170038	6,44400784	54,9868736	22,182616	6,37345836
52	440	522	54,4859052	21,9147975	6,46924023	54,7662093	21,9292457	6,39790583
53	450	544	53,9585206	21,3384028	6,52298406	54,2466401	21,3571845	6,44985879
54	460	550	53,4946925	20,906983	6,57768021	53,7911345	20,9285546	6,50258916
55	470	555	53,0315473	20,5054499	6,63295573	53,3364941	20,5294458	6,55580943
56	476	558	52,75189	20,2804546	6,66992177	53,0620214	20,3055969	6,5914068
57	480	560	52,5646973	20,139734	6,69465058	52,8783204	20,1654233	6,61520866

58	482	560	52,4746553	20,086428	6,70772547	52,790065	20,1120268	6,62778486
59	490	575	52,0533754	19,7173114	6,7548599	52,37561	19,7453082	6,67319481
60	497	588	51,6833195	19,4101596	6,8024876	52,0116244	19,4399922	6,71911124
61	500	590	51,5383934	19,3201833	6,82515196	51,8694198	19,350085	6,74093889
62	506	596	51,2395283	19,111809	6,86228767	51,5759977	19,1425728	6,77662981
63	510	600	51,0394513	18,9827835	6,89073585	51,37959	19,0138626	6,80399136
64	520	500	50,9716218	19,5156385	6,915573	51,323997	19,537718	6,82656289
65	530	400	50,9017473	20,0152135	6,93793523	51,2666254	20,0290184	6,84652246
66	540	300	50,8298383	20,4832704	6,95992574	51,20749	20,489492	6,86607251
67	544	250	50,8399219	20,7564351	6,96613402	51,223056	20,7581615	6,87117169
68	548	200	50,8499142	21,0222616	6,97090798	51,2385792	21,0196516	6,87496298
Nombre de stations de compression			0			0		



Figure VI.9 : Profil des pressions (X60)

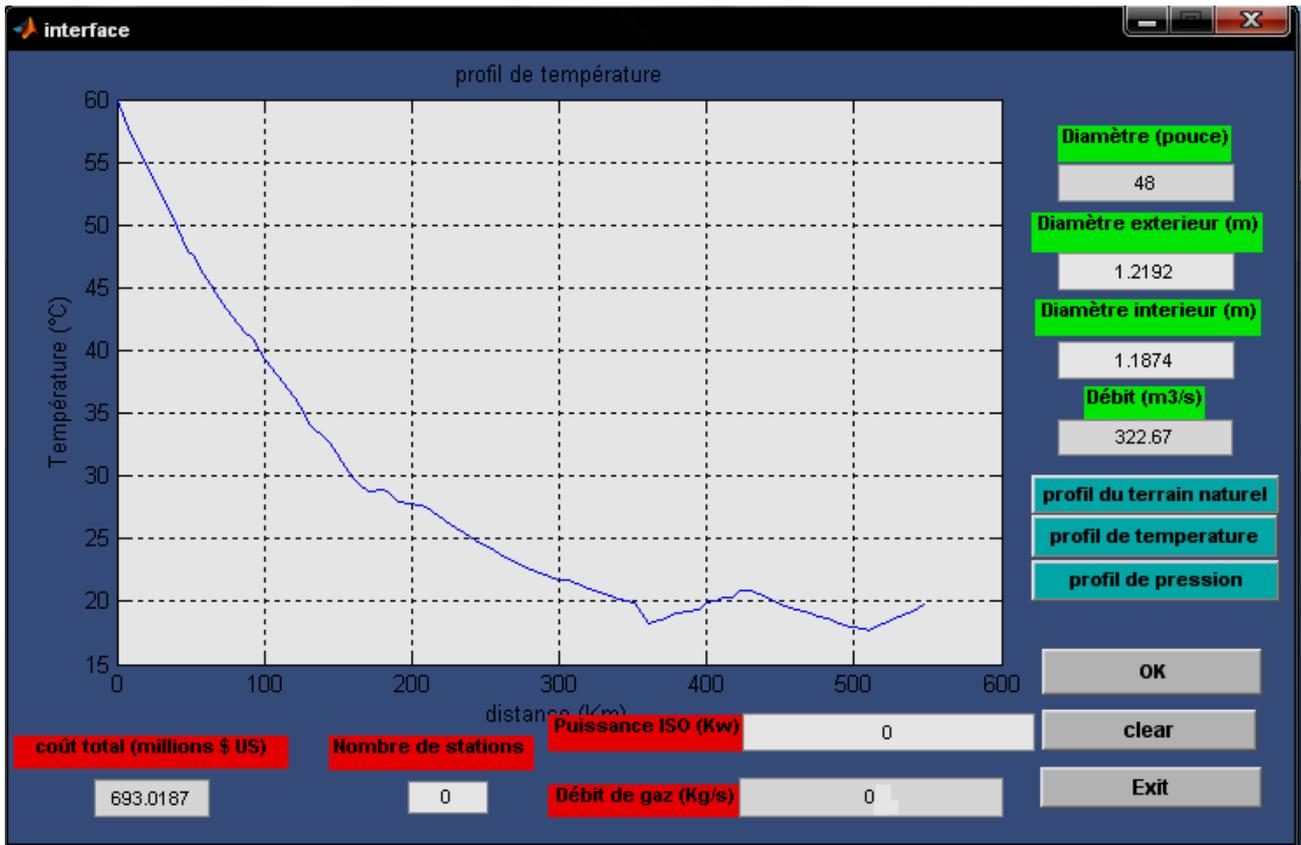


Figure VI.10 : Profil des températures (X60)

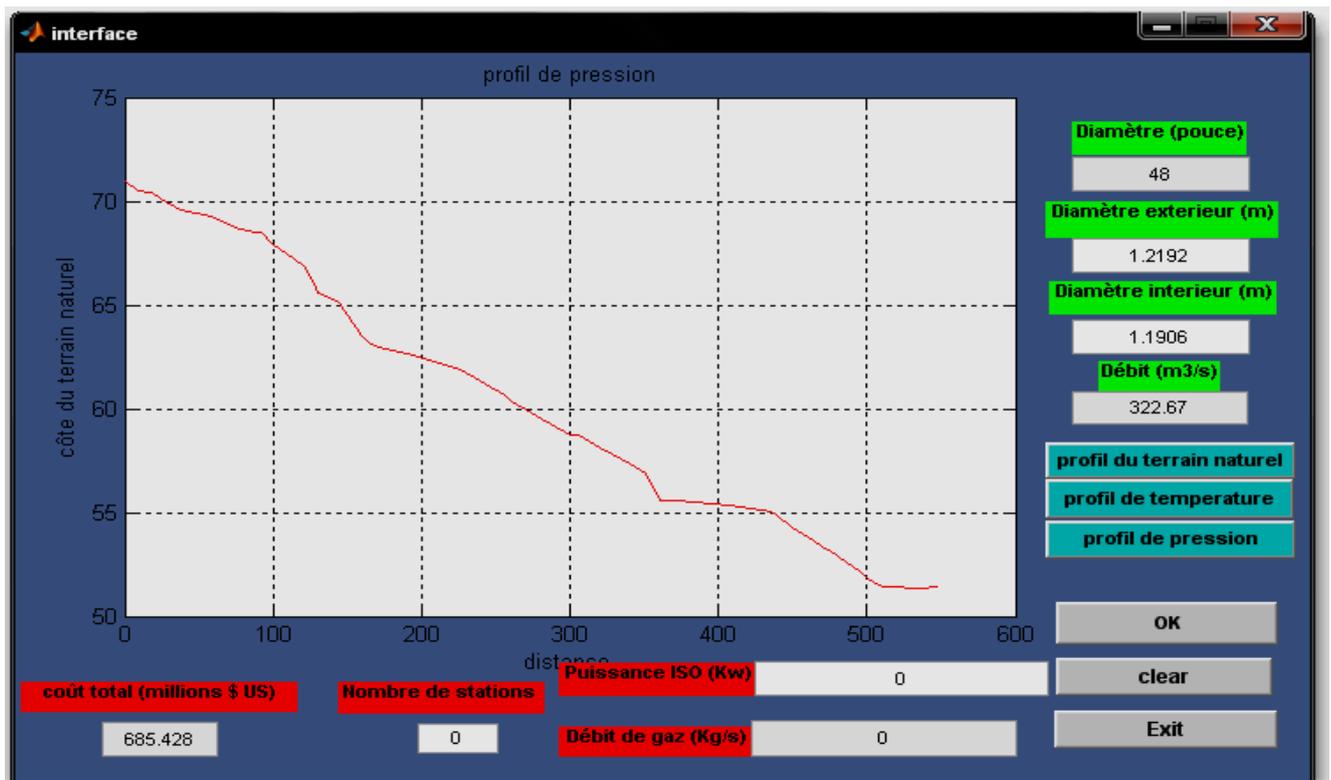


Figure VI.11 : Profil des pressions (X70)

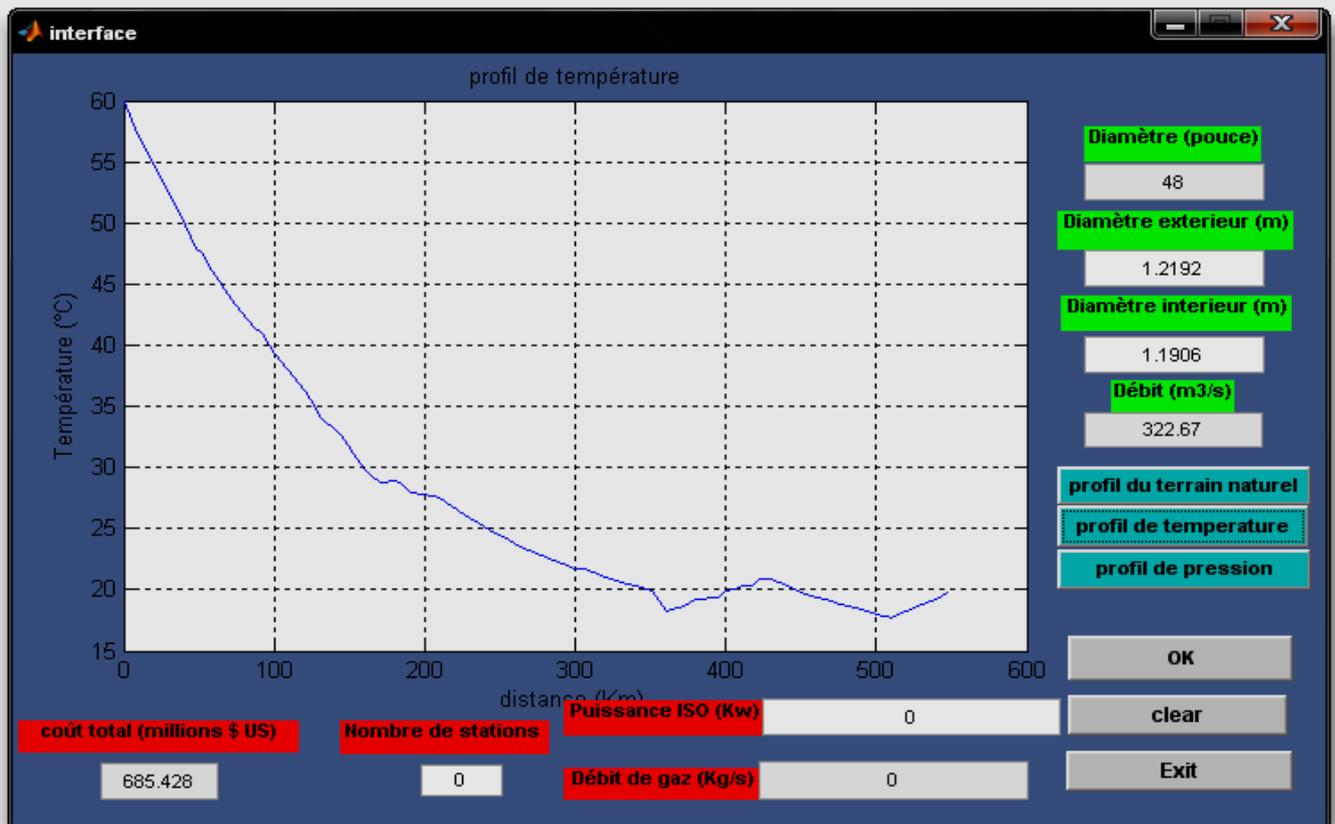


Figure VI.12 : Profil des températures (X70)

VI-2-2/ Résultats économiques

Les résultats économiques obtenus pour les différents cas étudiés lorsque le débit à transporter est de $9,185 \cdot 10^9 \text{ m}^3/\text{an}$ sont regroupés dans le tableau suivant : (l'ensemble des coûts sont exprimés en millions de dollars) :

Tableau VI.5 : Résultats économiques

	40		42		48	
	X60	X70	X60	X70	X60	X70
Coûts directs	200	200	100	100	0	0
Coûts indirects	451,744	452,05	485,42	457,1	548,74	541,47
Coût de la compression	62,42	62,426	65,77	65,185	75,04	74,891
Imprévus	56,178	56,184	59,193	56,667	67,53	67,402
Total de l'investissement	770,34	770,66	710,38	680,95	691,28	683,76
Coût de l'énergie consommée	4,694	4,694	2,322	2,322	0	0
Coût du personnel	0,64	0,64	0,32	0,32	0	0
Frais généraux	0,16	0,16	0,08	0,08	0	0
charges sociales	0,192	0,192	0,096	0,096	0	0
Coût d'entretien	1,396	1,3992	1,565	1,3117	1,7351	1,6701
Charge d'exploitation	7,073	7,0845	4,384	4,1312	1,7351	1,6701
Total des charges d'exploitation actualisées sur 20 ans	44,547	44,55	27,57	25,982	10,91	10,504
Coût global actualisé	814,883	815,2089	737,9574	706,9345	693,0187	685,428

Nous remarquons que la solution qui consiste à adopter un diamètre de 48'' et une nuance d'acier X70 pour transporter 9,185 milliard de m^3/an de gaz naturel entre Hassi R'mel et Beni saf est celle qui conduit au coût global actualisé le plus bas.

VI-3/ Conclusion

Les résultats obtenus pour les différents cas étudiés, démontrent la grande influence du choix du diamètre et de la nuance d'acier des tubes sur le coût global d'un projet de transport d'hydrocarbure par canalisation. En effet, un mauvais choix de diamètre peut entraîner une dépense supplémentaire pouvant atteindre des centaines de millions de dollars. Pour cette raison les compagnies parolières qui investissent dans de tels projets, effectuent des études technico-économiques très détaillées, afin d'optimiser les coûts d'investissements et les coûts d'exploitation en choisissant :

- Le meilleur tracé topographique.
- Le diamètre optimal.
- La nuance d'acier approprié.
- Le meilleur emplacement des stations de compression.
- Le meilleur régime de fonctionnement de ces stations.
- Le matériel le plus performant et le plus fiable.

Nous remarquons aussi dans les résultats obtenus, qu'en augmentant le diamètre, le coût direct de l'investissement augmente alors que le coût de la compression baisse du fait de la réduction des pertes de charge linéaires qui sont dus à la diminution de la rugosité relative.

Chapitre VII: Etude d'impact sur l'environnement

VII-1/ Impacts potentiels générés en phase de construction

VII.1.1/ Rejets hydriques, solides et nuisances sonores

1. Rejets solides

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

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

2. Rejets liquides

Les rejets liquides proviendront essentiellement

- Des eaux utilisées pour les tests hydrauliques; ces eaux seront rejetées en milieu naturel dans les cours d'eau ou les oueds.
- Les quantités de méthanol nécessaires pour le séchage de la canalisation sont estimées à 15 m³. Ce volume de méthanol est introduit dans la canalisation en plusieurs trains de même capacité poussés par le gaz. Les trains sont espacés pour éviter qu'ils ne se rejoignent.

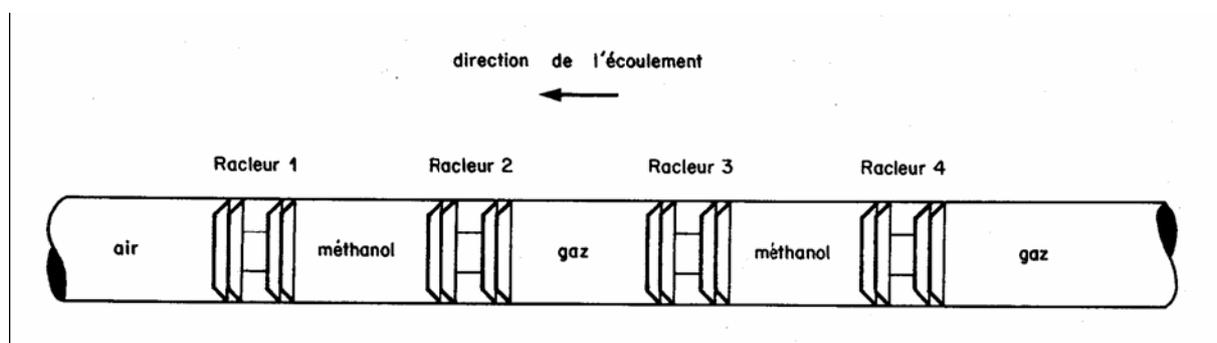


Figure VII.1: schémas du raclage des conduites

Le méthanol sera injecté à partir des gares-racleurs du poste de départ et du poste de coupure. Le méthanol caractérisé par ses propriétés de miscibilité à l'eau, est nécessaire pour le séchage complet de la canalisation. Les quantités de méthanol récupérées après vidange, seront collectées puis incinérées dans des fosses étanches.

3. Rejets atmosphériques

Avant la mise en gaz de la canalisation, des volumes calculés d'Azote seront injectés dans la canalisation à partir du poste départ pour chasser l'air résiduel après vidange et éviter le mélange explosif. L'Azote inerte sera torché à l'atmosphère à travers l'évent des postes de sectionnement ou de coupure. Après inertage de la conduite à l'azote, des volumes de gaz naturel seront introduits à partir du poste départ afin d'assurer ainsi un séchage complémentaire et définitif de la canalisation.

Le méthanol incinéré provoque une réaction exothermique, avec dégagement du dioxyde de carbone :



3.1.2 – cadre socio-économique

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

VII.2 / Impacts potentiels générés en phase d'exploitation

1. Fuites de gaz

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

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

2. Rejets liquides

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

VII.3 / Impacts potentiels en phase de post exploitation :

La phase d'exploitation du gazoduc est supposée se prolonger sur une période de 20 ans. En pratique les durées de vie des gazoducs sont beaucoup plus élevées. A la fin de cette période, deux scénarios doivent être envisagés pour réduire l'impact de la canalisation hors service sur l'environnement :

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

VII.4/ Mesure d'atténuation et de bonification :

VII.4.1 / Mesure d'atténuation en phase de construction :

1. Rejets solides :

Pour réduire le dégagement des poussières et l'impact sur les plantations avoisinantes et les riverains, l'Entrepreneur est tenu de procéder à l'arrosage continu de la plate-forme de travail durant les différentes opérations de décapage, d'excavation de la tranchée et de remblayage. Les mêmes mesures seront entreprises pour les matériaux de construction stockés au niveau des postes gaz. Les cahiers de charge prévoient aussi le nettoyage de la piste de travail et l'évacuation de tous genres de déchets solides à la décharge publique après consentement des autorités municipales de la région.

2. Rejets liquides :

Avant le démarrage des épreuves hydrauliques, l'Entrepreneur doit procéder au nettoyage de la canalisation en faisant passer des bouchons d'eau entraînés par des pistons-racleurs. Les eaux récupérées aux points exutoires sont généralement chargées de boues et d'impuretés en provenance du milieu environnant. Les eaux raclées sont collectées dans des bacs de décantation avant d'être réutilisées pour les tronçons avals ou rejetées dans les écoulements avoisinants. Les boues récupérées seront par la suite évacuées vers des décharges publiques agréées par les autorités locales. Après achèvement de l'opération de nettoyage, les eaux utilisées pour les tests hydrauliques de la canalisation doivent être claires, non salines, d'un PH de 7 à 8, non corrosives et ne doivent contenir aucun produit chimique ni hydrocarbure. L'eau d'épreuve provient généralement du réseau d'eau potable. A la fin des épreuves, l'eau reste pure et ne subie aucune altération chimique. Elle sera rejetée en milieu naturel dans les écoulements ou les oueds et n'entraîneront aucune contamination du sol.

Le méthanol est un liquide combustible, volatil et inflammable. Il est approvisionné dans des fûts métalliques étanches, qui seront placés sous abri et loin des éléments inflammables. Les quantités de méthanol récupérées après vidange, seront collectées puis brûlées dans des fosses étanches sans risque de contamination de la nappe phréatique.

3. Rejets atmosphériques :

- L'Azote torché est un gaz inerte et n'entraîne aucune contamination de l'atmosphère.
- Le volume du gaz carbonique dégagé par suite de l'incinération du méthanol est faible et ne peut induire à des répercussions notables sur l'environnement.
- Les quantités de gaz libérées dans l'atmosphère lors de l'opération de mise en gaz ou de fuite accidentelle sur la canalisation seront faibles et ne peuvent pas engendrer des nuisances environnementales notables.

VII.4.2 / Mesure d'atténuation en phase d'exploitation :

Rejets atmosphériques :

Pour réduire la fuite du gaz due à des agressions sur le réseau (travaux de tiers, corrosion ou anomalies de fonctionnement), les dispositions suivantes seront entreprises :

- La mise en place d'un grillage avertisseur sur toute la longueur du gazoduc à 30 cm de la génératrice supérieure du gazoduc ;
- L'installation de bornes de repérage tous les 100 m au maximum, au niveau des changements de direction et à la traversée des obstacles importants ;
- La corrosion est contrôlée par les installations de protection cathodique qui permettent de détecter la fuite du courant et la chute du potentiel de la canalisation par rapport au sol environnant en cas de détérioration du revêtement extérieur ou percement de la conduite. La périodicité de relève du potentiel de la canalisation et les résultats des campagnes de surveillance de la protection cathodique permettent de déceler toute anomalie sur le réseau ou d'un défaut de fonctionnement des installations de soutirage du courant.
- La surveillance périodique du réseau, la vérification de l'état des équipements des postes et les résultats des campagnes de raclage des conduites par pistons«intelligents» permettent d'assurer une meilleure maîtrise de l'état actuel de la canalisation et de planifier en conséquence un programme relatif au diagnostic préventif et à la réhabilitation de tous les équipements du gazoduc.

VII.4.3 / Mesures d'atténuation en phase de post-exploitation :

Le premier scénario qui consiste à la dépose de la canalisation et l'évacuation de tous ses éléments vers une décharge publique n'est pas accepté pour les raisons suivantes :

- Des dégâts agricoles très importants seront causés par les engins de d'excavation, de levage, de découpage du pipe, de remblayage de la tranchée et d'évacuation vers une décharge publique ;
- Des coûts très élevés comparables à ceux des travaux de pose. Le deuxième scénario qui se résume par l'abandon de la conduite in situ, présente les avantages suivants :
- Cette solution ne génère pas de dégâts dans les terres agricoles.

Bibliographie

Bibliographie :

[1] : **Alexandre Rojey** « Le gaz naturel : Production , traitement , transport », Edition Technip, 1994, Pages : 456 P.

[8] : **Chambadal** « les compresseurs », Edition Dunod, 1964, Pages : 187 P.

[5]: **Kay.M** « Introduction à la mécanique des fluides et la transmission de chaleur », Edition Dunod (Paris), 1964, Pages : 406 P.

[6] : **Marcel Sedille** « Mécanique des fluides compressibles », Edition Masson et Cie, 1970, Pages : 280 P.

[9] : **Marcel Sedille** « Ventilateurs et compresseurs centrifuges et axiaux », Edition Eyrolles, 1973, Pages : 281 P. [2] : Revue SONATRACH, Octobre 2006.

[STRC] : Document interne de l'activité transport par canalisation.

[4]: **Shashi Menon** « Gas pipelines hydraulics », Edition Taylor and Francis Group, 2005, Pages: 407 P

[3] : **Vincent Genod** « Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux », Edition Technip, 1972, Pages : 180 P.

[7] : - « Configuration optimal d'un réseau de transport », Document Gaz De France, 1996, Pages : 175 P.

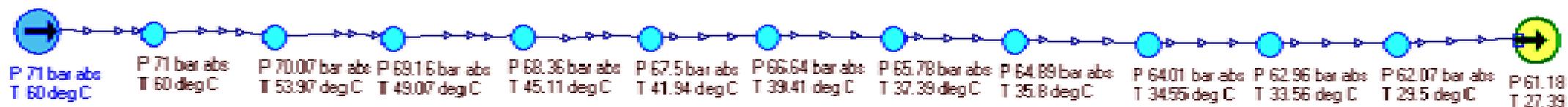
- « Lois physiques du comportement des gaz (Ecoulement en conduite) », Document Gaz De France, 1998, Pages : 134 P.

- « Calcul de l'extension d'un réseau de transport », Document Gaz De France, 1998, Pages : 139 P.

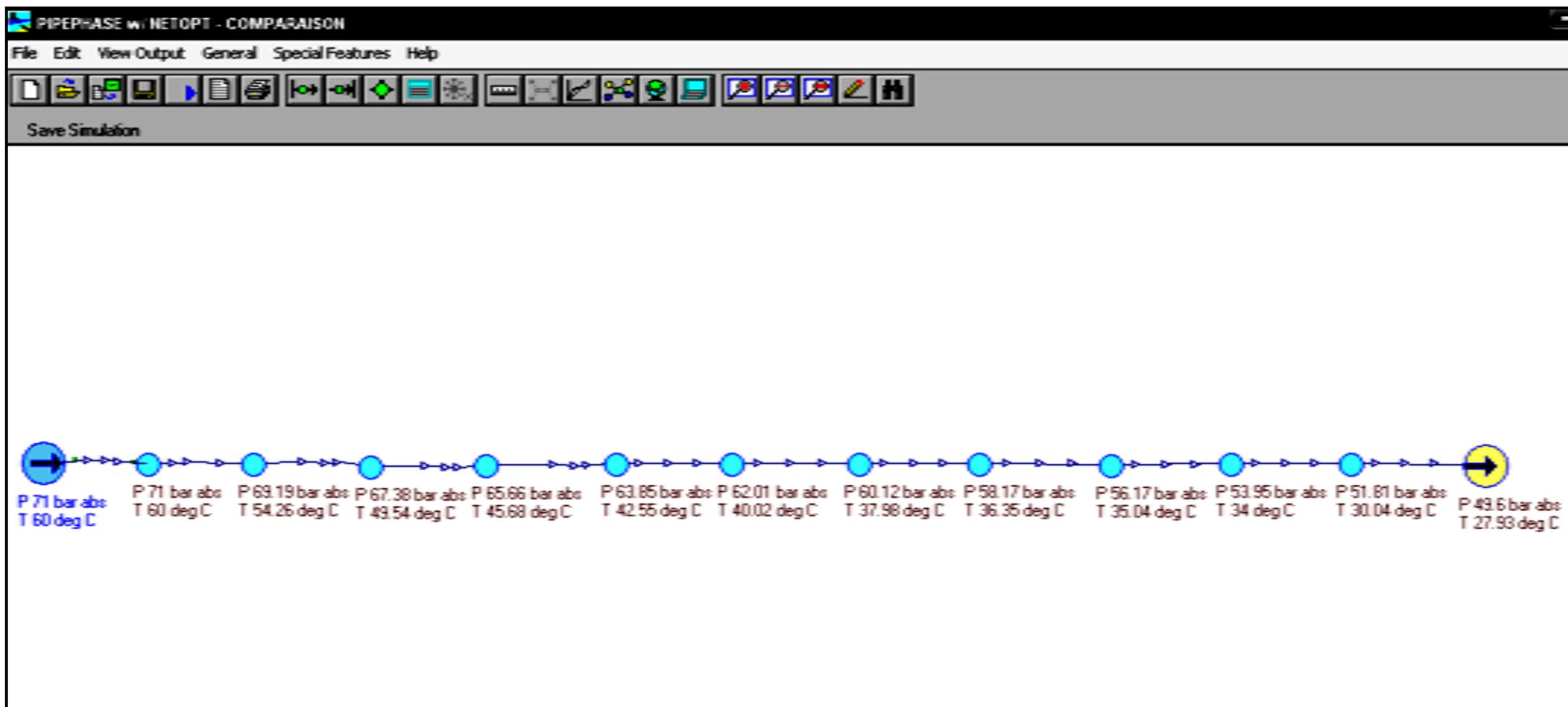
- « Conception générale des stations de compression », Document Gaz De France, 1984, Pages : 148 P.

- **Adrian Brian** « Matlab pour l'ingénieur », Edition Pearson éducation (Paris), 2004.

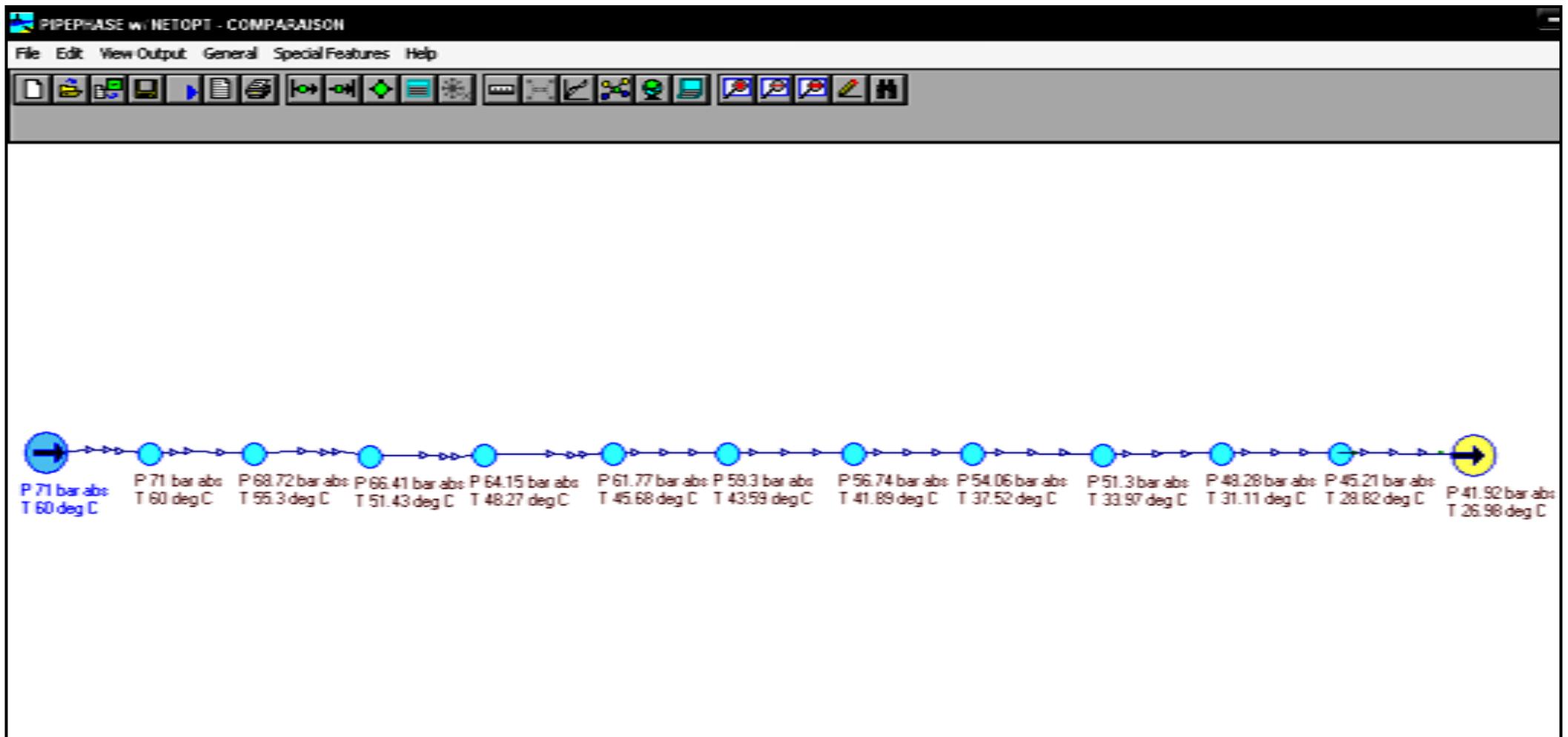
Annexes



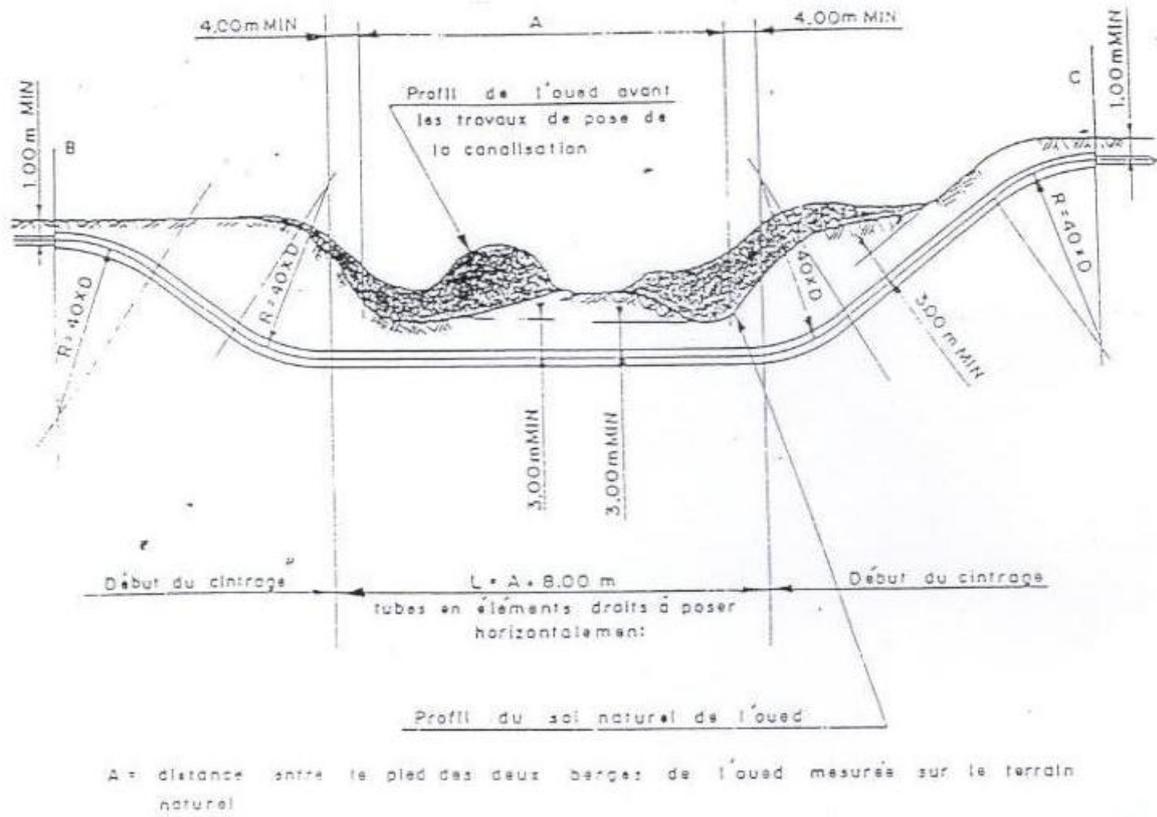
ANNEXE 01 : « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour D=48 ' »



ANNEXE 02 : « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour D=42 ' » »

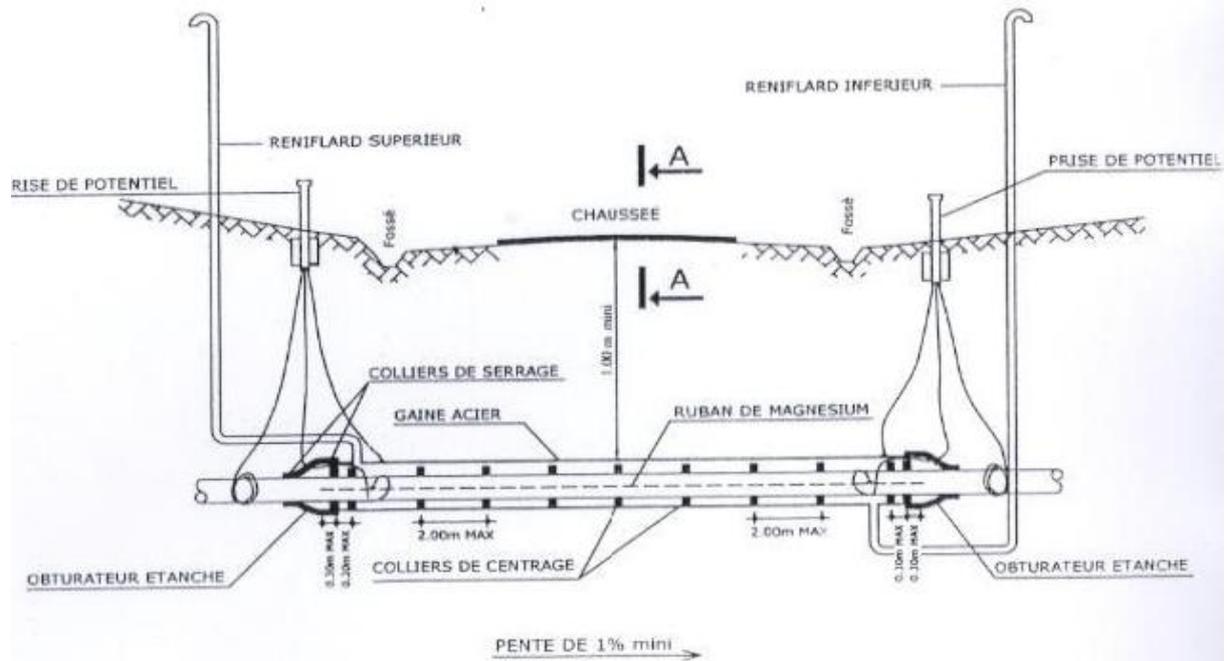


ANNEXE 03 : « Application de l'étude comparative sur le logiciel PIPEPHASE pour D=40 '' »

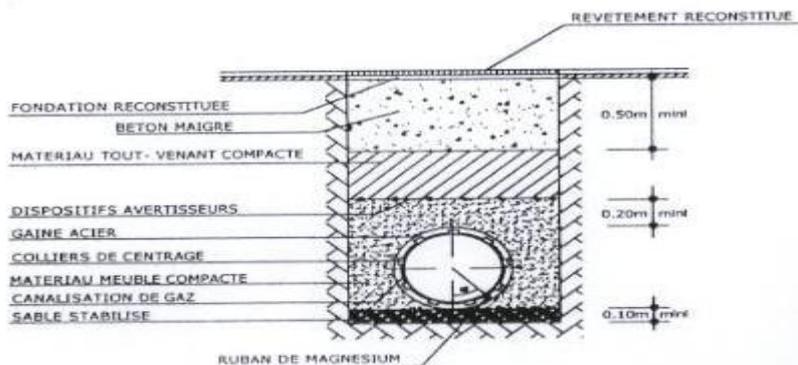


ANNEXE 04 : « Plan type de traversée de cours d'eau important »

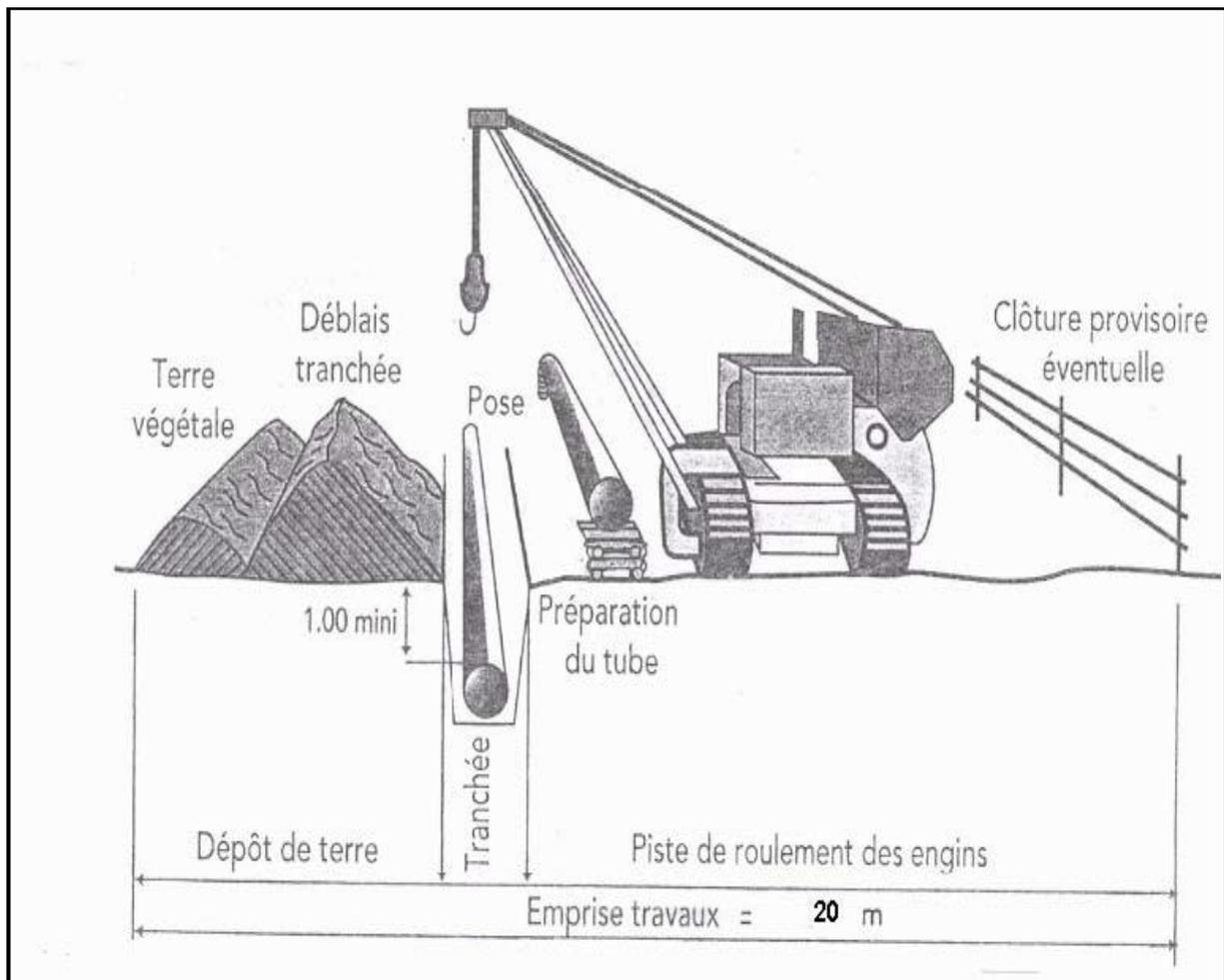
COUPE LONGITUDINALE



COUPE A-A



ANNEXE 05 : « Plan type de traversée de route avec gaine »



ANNEXE 06 : « Schéma général de pose de pipeline »

