



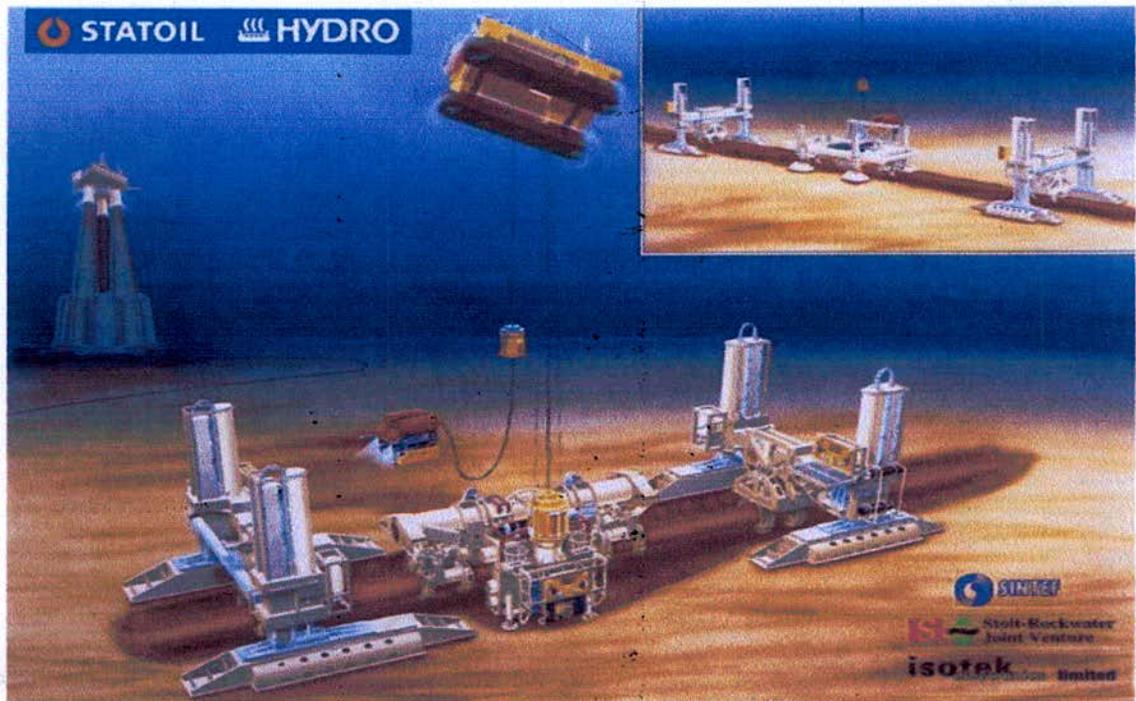
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية للتكنولوجيا
Ecole Nationale Polytechnique
المكتبة — المكتبة
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

P0001/05B

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES
POUR L'OBTENTION DU DIPLOME D'INGENIEUR EN GENIE MECANIQUE



THEME

**Contribution au dimensionnement du pipeline sous marin (Algérie – Espagne)
MEDGAZ**

Organisme d'accueil :

SONATRACH-Transport par Canalisation SH-TRC

REALISE PAR :

M AIBOUD Sid Ahmed

ENCADRÉ PAR:

Mr LARBI Salah (E.N.P)

Mr BENKESSIRAT Mohamed (SH-TRC)

Mr OUIS Lamine (SH-TRC)

PROMOTION : 2004/2005

في إطار استراتيجية الجزائر الهادفة إلى تطوير صادراتها من الغاز نحو أوروبا . نشاط النقل بالأنابيب لشركة سونطراك دعم مشروع تصميم خط تصدير جديد بين الجزائر و إسبانيا دون المرور ببلد ثالث . في هذا النطاق، وعبر هذه المذكرة الدراسية، نتطرق إلى دراسة و تقييم مشروع " ماد غاز " الذي يربط بين بني صاف (الجزائر) و ألميريا (إسبانيا)، مع الأخذ عين الاعتبار غلاظة الأنبوب، نوعية الغاز المصدر و تقدير مصاريف المشروع .

كلمات مفتاحية : الغاز الطبيعي ، أنابيب النقل ، غلاظة الأنابيب ، الضغط ، درجة الحرارة ، نوعية الغاز .

Résumé:

Dans le cadre de la stratégie de l'Algérie visant l'augmentation des exportations de gaz vers l'Europe, l'Activité Transport par Canalisations de SONATRACH, envisage la réalisation d'une nouvelle connexion entre l'Algérie et l'Espagne sans passer par un pays tiers.

Ce présent projet de fin d'études a pour objet d'étudier le dimensionnement du gazoduc MEDGAZ (Pipeline sous marine) reliant Beni-Saf (Algérie) à Almeria (Espagne), en déterminant le choix des épaisseurs, de la qualité du gaz à transporter et à l'estimation du coût de ce projet

Mots clés: gaz naturel, Gazoduc, épaisseur des tubes, pression, température qualité du gaz .

Summary:

In order to develop the Algerian gas exportation to Europe, the Activity Transportation by Pipeline of SONATRACH project to develop a new connection between Algeria and Spain without crossing a foreign country,

By this studies, we try to calculate the pipeline thickness, of the new offshore (Pipe Line under Water), connection MEDGAZ between Beni-Saf (Algeria) and Almeria (Spain) , and the quality of the gas which will be exported.

Kay words: natural gas, pipeline , wall thickness , pressure , temperature , gas quality

Remerciements



Pour la confiance qu'ils ont placée en moi et pour le choix du sujet, je remercie,

— **Mme Y.BROURI**, Chef de Département de la Bourse de l'Emploi,

— **Mme N.KARA**, Chef de Département Gestion flux Gaz,

Ainsi que **M B.BOUGUERNE**, Directeur des Ressource Humaine, qui a accepté ma prise en charge au sein de l'entreprise.

J'exprime mes remerciements à **M S.LARBI**, qui a bien voulu m'encadrer tout le long de ce travail, par ses conseils avisés et sa disponibilité,

Ainsi que tous les enseignants qui ont contribué a ma formation.

Je tiens à remercier, pour les conseils, l'assistance matérielle et technique au niveau de la **SONATRACH -TRC** :

— **M M.BENKESSIRAT**, Directeur Etude et Evaluation,

— **M L.OUIS**, chef de département Marketing,

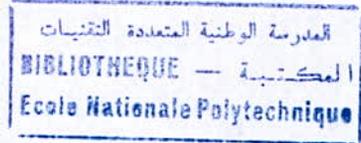
— **M AIT ABDESLAM**, Ingénieur, Département Engineering et Développement

— **Mme MIMOUN**, Ingénieur, Département Engineering et Développement,

— **M. M.MOUFFOK**, Ingénieur au CNDG, Hassi-R'mel,

Je tiens aussi à remercier; tous les membres du jury qui ont bien accepté d'évaluer ce modeste travail.

Dédicaces



Je dédie ce travail à :

Ma mère pour son soutien et son réconfort ;

Mon père pour tout le bénéfice que j'ai
tiré de ses conseils et de son expérience

Mes Frères : **Mourad ; Mouloud,**

Et spécialement **EL HADI**

Mes Sœurs : **Wahiba et Zahira**

A Mme BROURI,

À CHRIKI, Karim

Et bien sur **NADIA et LYDIA**

Et a toute La Famille **HAMDI, AMINE**

En fin à tout ceux que j'aime !!!!!!!!!!!

Nomenclature :

C_{pm}	Chaleur spécifique du mélange de gaz [cal/mole.k]
D_{int}	Diamètre interne de la conduite [m]
D_{ext}	Diamètre externe de la conduite [m]
D_{rev}	Diamètre externe avec revêtement [m]
H	Enthalpie du gaz naturel [j /m ² .s.k]
M	Masse molaire du gaz naturel [kg/s]
m	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	Constance universelle des gaz [j/kg.k]
R_{rev}	Résistance au transfert de chaleur dans le revêtement [m ² .s.k/j]
R_s	Résistance au transfert de chaleur dans le sol [m ² .s.k/j]
R_p	Résistance au transfert de chaleur dans le paroi (acier) [m ² .s.k/j]
R_{conv}	Résistance au transfert de chaleur par convection [m ² .s.k/j]
S	Densité du gaz naturel
T_{pc}	Température pseudo-critique [k]
U_g	Conductance globale au transfert de chaleur [j/m ² .s.k]
Z_c	Facteur de compressibilité critique du mélange

NOMENCLATURE SYMBOLES GRECS

μ	Viscosité dynamique [micro-poise]
μ_{J-T}	Coefficient de joule Thomson
λ_{REV}	Conductivité thermique du revêtement [j/m.s.k]
λ_S	Conductivité thermique du sol (gaz) [j/m.s.k]
λ_f	Conductivité thermique du fluide [j/m.s.k]
λ_p	Conductivité thermique du Pipe [j/m.s.k]
\mathcal{E}	Rugosité de la conduite [m]

ABBREVIATIONS

PK	Point Kilométrique
USD	United State Dollars
GR1/GR2	Gazoduc ALRAR Hassi R'mel

Sommaire

Introduction Générale :

	Page
Chapitre I :	
Présentation de la structure d'accueil	1
Chapitre II	
Généralité sur les canalisation et gazoducs sous-marins.	5
I-2 Historique ;	6
I-3 Spécification des gazoducs sous-marins	9
I-4 Principaux gazoducs sous-marins	9
I-5 / Préparation du projet	12
I-6 Ingénierie des gazoducs sous-marins	
I-6-1 : introduction	15
I-6-2 données de base :	18
I-7 description de la conduite :	22
Chapitre III:	
Caractéristiques Physiques du gaz naturel	
I-1 / Gaz réel	32
I-2 / Facteur de compressibilité des gaz réels	32
I-3 / Densité du mélange	33
I-4 / Viscosité d'un mélange de gaz réel	33
I-5/ Chaleur spécifique d'un mélange de gaz réel	34
I-6 / Conduction thermique	36
I -7 / Pouvoirs calorifiques	36
Chapitre IV	
Calcul thermique des gazoducs sous-marins	
IV -1 / Préambule.	37
IV -2-1 / Cas d'un Pipe enterré.	37
IV -2-1 / Convection.	37
IV -2-2 / Conduction.	43
IV -3-3 / Calcul de la résistance globale au transfert de chaleur	39
IV -2-2 / Cas d'un Pipe immergé	41
IV-3/ Coefficient de Transfert de chaleur Par convection du gaz	44
IV -4 Détente de Joule Thomson	45
IV -5 / Répartition de la température le long du gazoduc.	48
Chapitre V	
Écoulement d'un gaz dans une conduite cylindrique	
II-1/ Préambule	50
II-2/Démonstration de l'équation de Bernoulli généralisée	51
II-3/ Formules du coefficient de pertes de charges linéaire	53
II-4 /Equation d'écoulement du gaz	56
1-Equation de WEYMOUTH	56
2-Equation de PANHANDLE	57
3-Equation de RENOUARDE	57
II-5/ Perte de charges singulières	58

Chapitre VI /

Calcul économique

VI-1 / Introduction	59
VI -2/ Etapes de l'étude économique	59
VI -2-1/ Investissement	59
VI-2-1-1/ Coûts directs	60
VI-2-1-2/ Coûts indirects	61
VI -2-1-3/ Imprévus	61
VI -2-2/ Estimation des Charges D'exploitations	62
VI-3/ Coûts Moyen de transport actualisé	62
VI-4/ Organigramme des dépenses	64

Chapitre VII /

Données de Base

VII-1/ Base d'étude économique	65
VII-1-1/Coûts Tube	65
VII-1-2/Coûts imprévus	65
VII-1-3/ Frais d'exploitation	65
VII-2/ Profil du terrain	66
VII-3 / Caractéristiques Du tube	68
VII-4/Facteur de Marche.	68
VII-5 / Caractéristiques des Gaz	69
VII-6 / Climat Général de la mer Méditerranéenne	74
VII-6-1/ Vitesse de L'eau	74
VII-6-2/ Température de L'eau	75
VII-6-3/ La Densité de l'eau	76
VII-7/ L'épaisseur du Tube	78

Chapitre VIII/

Résultats et Discussions

VIII-1/ Les épaisseur de la Conduite	80
VIII-2/ Calcul Thermo hydraulique.	84
VIII-2-1/ Présentation du Logiciel PIPEPHASE	84
VIII-2-2/ Résultats Thermo hydraulique	85
VIII-2-3/ Interprétation Des Résultats	91
VIII-3/ Résultats économique	92
VIII-4/Conclusion	94

Conclusion Générale

Références Bibliographiques

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Introduction Générale

Introduction générale

Le gaz naturel a été découvert au Moyen-Orient dès l'Antiquité ; l'apparition soudaine de gaz naturel s'enflammant brutalement était assimilée à des sources ardentes C'est la Chine qui autour de 900 avant Jésus-Christ, comprit l'importance de ce produit et forait le premier puits aux alentours de 211 avant Jésus Christ.

En Europe, il fallut attendre jusqu'en 1659 pour que la Grande-Bretagne découvre le gaz naturel et le commercialise à partir de 1790. En 1821, à Fredonia (Etats-Unis), les habitants ont découvert le gaz naturel dans une crique par l'observation de bulles de gaz qui remontaient jusqu'à la surface. William Hart est considéré comme le "père du gaz naturel".

Dans les premiers temps de l'exploration du pétrole, le gaz naturel était souvent considéré comme un sous-produit sans intérêt entravant le travail des ouvriers forcés de s'arrêter pour laisser échapper les poches de gaz naturel découvertes lors du forage. Aujourd'hui, et en particulier depuis les crises pétrolières des années 70, le gaz naturel est devenu une source importante d'énergie dans le monde.

L'industrie du gaz naturel a été fortement régulée pendant de nombreuses années car elle était considérée comme un monopole d'Etat. Au cours des 30 dernières années, il y eut un mouvement vers une plus grande libéralisation des marchés du gaz naturel et une forte déréglementation des prix de ce produit. Cette tendance eut pour conséquence d'ouvrir le marché à une plus grande concurrence et de rendre l'industrie du gaz naturel plus dynamique et plus innovante. En outre, grâce à de nombreux progrès technologiques, la découverte, l'extraction et le transport du gaz naturel vers les consommateurs peut se faire d'une manière plus aisée. Ces innovations ont également permis d'améliorer les applications existantes et d'en imaginer de nouvelles. Le gaz naturel est de plus en plus utilisé pour la production d'électricité.

L'Algérie est un pays qui représente depuis 1959 (date de la découverte des plus grands gisements Hassi R'mel et Hassi Massaoud), un potentiel important en hydrocarbures, particulièrement gazeux. Au lendemain de l'indépendance, pour son exploitation , l'état Algérienne crée le 31 décembre 1963 , l'entreprise SONATRACH (Société Nationale de Recherche, Transport et de Commercialisation des Hydrocarbures) et nationalisa tout le secteur en 1971.

L'une des activités de cet opérateur historique, le transport par canalisations, qui est assurée par la Branche Transport par Canalisations (TRC), présentée au chapitre suivant.

Le transport du gaz naturel algérien vers l'Europe par l'Espagne ou la Sicile, par un gazoduc intercontinental, traversant la Méditerranée a été envisagé dès le lendemain de la découverte du gisement géant, de Hassi R'mel.

Le tracé Beni Saf -Almeria d'une longueur de 200 Km, et d'une profondeur maximale de 2200 m ; a été retenu et défini dès les années 1970, mais ce projet n'a pas vu le jour, parce que les techniques de pose faisant encore défaut.

En 2001, avec les berges de pose Castro Sei, Semacl et récemment Saipem, utilisant la pose en J allant jusqu'à des profondeurs de 2400m, le projet actuel du Gazoduc MEDGAZ, reliant l'Espagne en passant par Beni Saf, a abouti à sa phase de réalisation.

L'objet de notre étude est, le dimensionnement de ce Pipe line sous-marin de 24'' (pouce) de diamètre, Pour l'évacuation de 8 milliard de mètre cube par an, en prenant en ligne de compte les conditions Espagnols exigeant une température minimale égale à 0°C et une pression de 70bar ou 80 bar, et vue nos disponibilités en qualité de gaz, nous proposons d'utiliser les gaz du gisement géant de Hassi R'mel et celui provenant des collectes des champs du sud.

Vu la complexité de ce travail, l'étude se fera sur plusieurs aspects :

Thermodynamique : Qualité des Gaz ;

Mécanique : Résistance des Matériaux (Calcul des Epaisseurs)

Thermique : Transfert de chaleur ;

Hydraulique : Les écoulements des Gaz dans Les Conduite

Chapitre I :

***Présentation de La
structure d'accueil***

Chapitre I : Présentation de la structure d'accueil

1.1 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.

1.2 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 ;

1.3 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 Projets 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 de 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)

1.4 Patrimoine de la branche TRC :

La branche TRC est une structure fonctionnelle et opérationnelle de développement et d'exploitation du réseau de transport des hydrocarbures par canalisation .elle se situe entre deux structures: celle de la production des hydrocarbures et celle de leur commercialisation

TRC possède un effectif total de 15051 agent : 6175agents permanents,
2004 agents temporaires

6872 DSP (sécurité préventive)

La figure 1, montre la répartition des personnels par rapport à TRC/SONATRACH

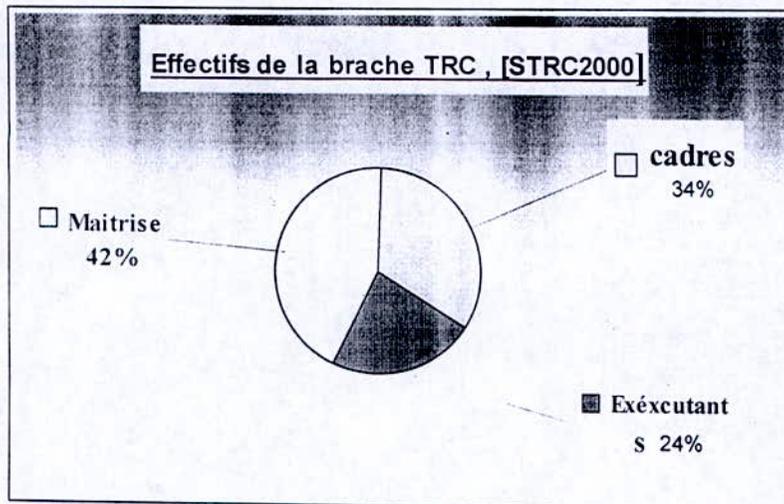


Fig1 effectifs de l'activité TRC strc2000

1.5 Le réseau de TRC

Pour assurer le transport des hydrocarbures par canalisation depuis les gisements ou centres de production jusqu'aux différents points, de livraison sonatrach TRC dispose d'un important réseaux de transport par canalisation

le réseau du transport par canalisation mesure 20130 km en effet 115844km sont en exploitation (8445 km de gazoducs et 7400 km d'oléoducs) 2760 km sont en construction et 1526 km sont en projet

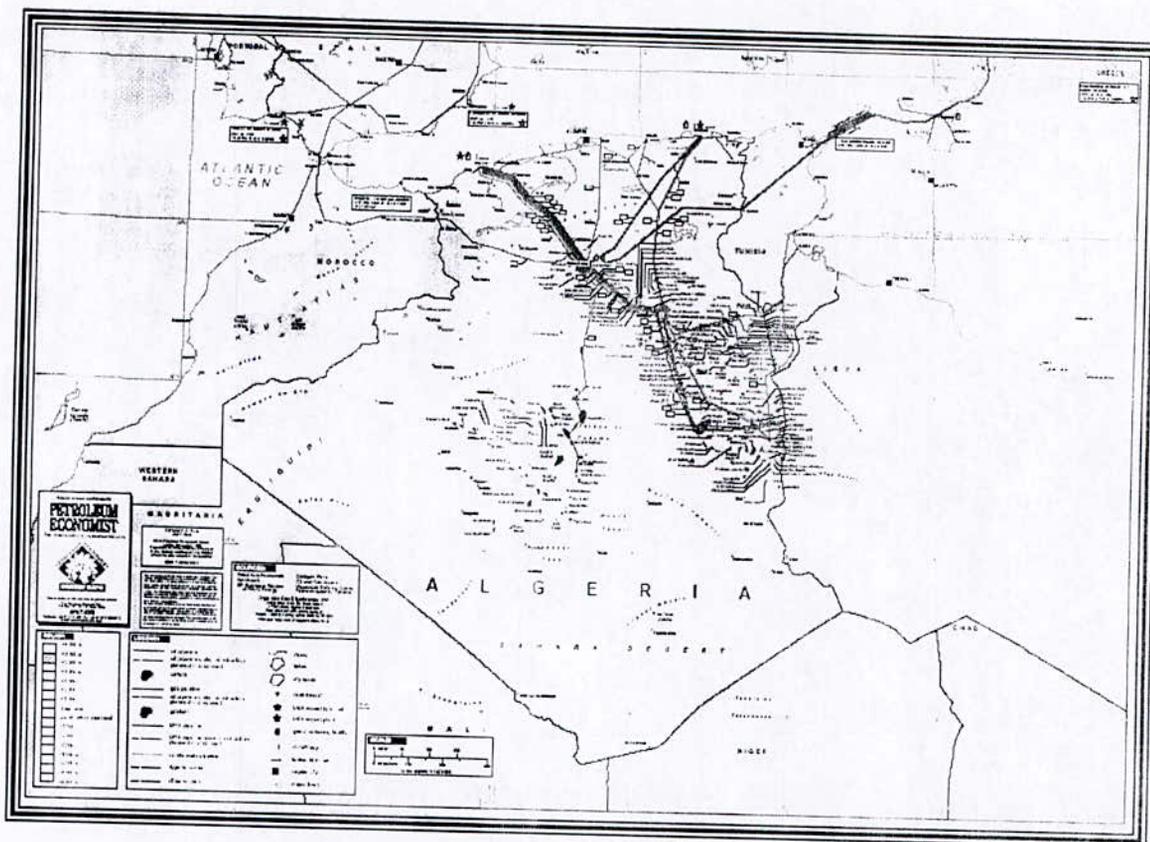


Fig2 réparation du réseau de transport par canalisation [STRC]

Les quantités transportées cumulées par la branche TRC (depuis 1959) à la fin de 1998 sont estimées à 2.629 GTEP la figure ci-dessous donne les quantités par produit :

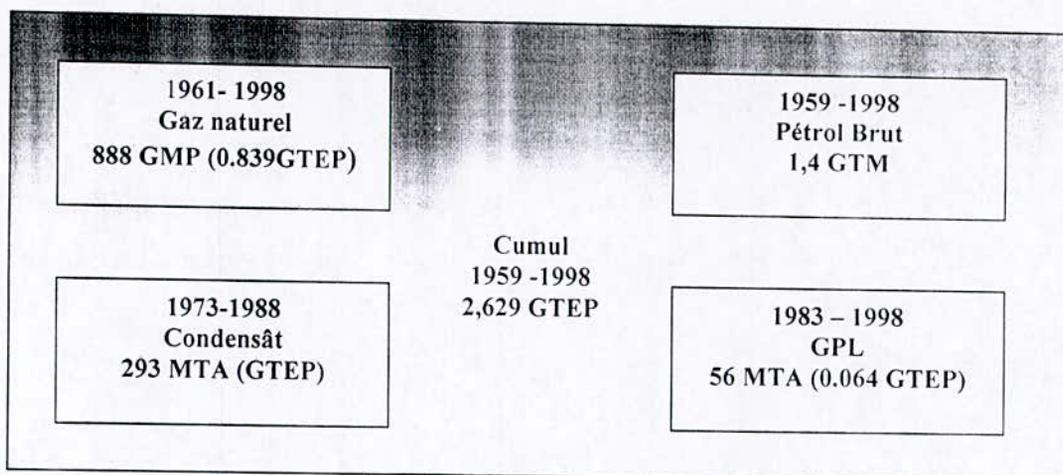


Fig.3 quantités transportées cumulées a la fin de 1998

Chapitre II :

***Généralité Sur Les
Gazoducs Sous-marins***

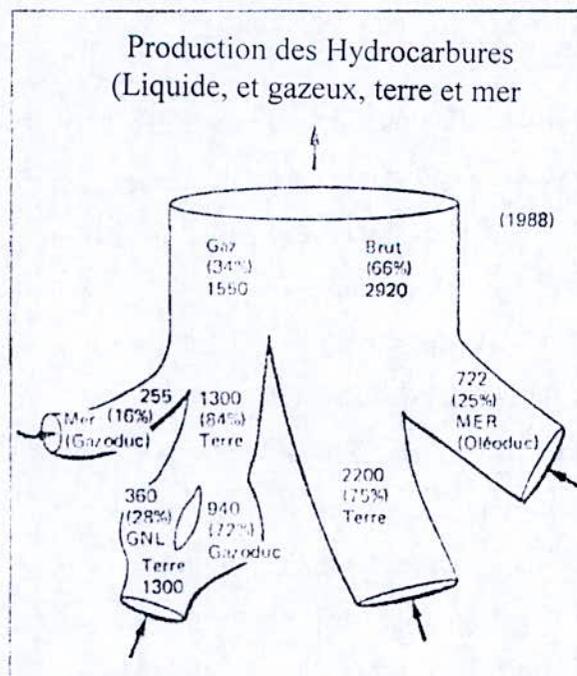
Chapitre II : Généralité sur les canalisations gazoducs sous marins [3] :

II-1/ Préambule :

Les gazoducs sous-marins font partie des réseaux de transport des hydrocarbures. Ce réseau est constitué essentiellement par les oléoducs et gazoducs terrestres et sous-marins, les navires pétroliers et méthaniers.

Les graphiques ci après montrent l'importance des gazoducs (en générale) par rapport aux autres moyens de transport des hydrocarbures et comparent les diverses productions, on note une très faible part occupée par les canalisations sous-marines (gaz et pétrole). Ce ci s'exprime principalement par :

- La mise en valeur récente des gisements pétroliers en mer. En effet, le premier forage n'a été réalisé qu'en 1970 (Golfe du Mexique), et le premier grand gazoduc n'a été construit qu'en 1975-1977 (30 pouces de Frigg) (1 pouce=2.5 cm environ),
- La limite actuelle des profondeurs d'eau pour la mise en exploitation des gisements. Elle est de 500 m, C'est le plateau continental qui s'éloigne des côtes.
- Le coût des gazoducs sous-marins qui est environ deux fois plus élevé que celui des gazoducs terrestres. La partie maritime de ces gazoducs est donc réduite au minimum à l'avantage de la partie terrestre.



Production d'hydrocarbure en mer 21% de la production totale dont 25% gaz et 75% brut

Fig.II-1 Production d'hydrocarbure [3]

II-2 Historique :

Les canalisations sous-marines des hydrocarbures sont plus récentes.

Le développement pétrolier en mer n'a pris réellement son essor qu'à partir des années 1950.

Les premières canalisations sous-marines ont été mises en place par les troupes alliées lors du débarquement en Normandie pour leur alimentation en carburant .Il semble que 8 conduites (2 en flexible et 6 en acier) aient été posées entre l'île de Wight et Cherbourg (100 Km environ), soit un totale de l'ordre de 800 Km posés entre le 28 juin et le 11 août 1944.

L'ensemble de l'opération s'est appelé PLUTO (Pipeline Under The Ocean).

Deux types de tubes ont été utilisés :

- ✓ Un flexible 3 pouce, de conception Siemens dénommé H. A. I. S. trois bateaux, de type cablier , furent utilisés pour la pose (capacité :deux de 160 Km, le troisième de 50 Km).
- ✓ Un tube en acier de 3''(pouce) (75 mm) en longueur unitaire de 6 m assemblé par soudure par résistance et enroulé sur 6 tambours flottants (diamètre du fut :14m , largeur du fut :18 m , capacité de stockage : 50 miles , soit 80 Km , poids totale de la bobine plus canalisation : 1600 t). La pose s'est faite par dévidage de la bobine flottante (Conundrum) triée par trois remorqueurs, c'est l'ancêtre de la méthode de la pose en déroulé.

Il faut souligner l'audace des responsables .Sir Winston Churchill en tête. Pour avoir fait confiance pour une opération vitale à une technique révolutionnaire mais il en est de même pour toutes les opérations maritimes du débarquement désignées sous le nom de code Neptune et qui, d'après les paroles de Churchill prononcées le jour même du débarquement : « C'était l'opération (maritime) la plus complexe et difficile de tout les temps, a cette époque ».

Dans les années 1960, Gaz de France avec la SEGANS, qui ont procédé à des essais en vue de la traverser de la méditerranée (Arzew - Espagne). Une machine automatique de soudage des tubes bout a bout a été mise au point à cette occasion (société Birghi -entreprise. Brevet n° 1367 361, 6 mars 1963.

Actuellement, ils sont posés sans difficulté majeure des conduites de 40pouce (1000 mm) par 300 m de fond en mer du nord et dans le Golfe du Mexique.

Chapitre II/ Généralités sur les Gazoducs Sous-marins

Le record de profondeur est détenu par la berge Gastoro Sei Saipem pour 3x20pouce (500mm) posé par moins 600m à travers le Déroit de Sicilie en 1980, une quatrième ligne est envisagée .

Des études de faisabilité ont montré la possibilité de poser par 1000m/1500m en utilisant les moyens et méthodes actuels les plus performants, Au-delà, de nouvelles méthodes et moyens sont à mettre au point .

Nous rappelons ci-dessous les principaux événements qui ont marqué le développement des travaux en mer.

- ✓ 1872 : (pour mémoire) premier gazoduc terrestre de 8 Km de long (Titus ville) ;
- ✓ 1944 : opération PLUTO (8x3pouce au travers de la Manche) ;
- ✓ 1950 : -50m : limite des scaphandriers respirant de l'air comprimé ;
- ✓ 1951 : premier pose d'une canalisation sous-marine de 14 pouces (350 mm) {Golfe du Mexique, profondeur ,15 m} ;
- ✓ 1958 : premier forage sous-marin en Europe par Saipem pour Agip dans le Déroit de Sicile par 30 m de fond ;
- ✓ 1960 : signature de la convention de Genève ouvrant les possibilités de développement des exploitations maritime.

apparition de la deuxième génération de berge de pose (130x30x10m), déplaçant 8-9000 t avec des quartiers d'habitation pour 200/250 personnes et pouvant poser des canalisations par 90 m de profondeur d'eau

- ✓ 1963 : première concession en mer du Nord (Danemark) ;
- ✓ 1967 : Pose de la première canalisation sous-marine en mer du Nord (West Sole) ;
- ✓ 1969 : première berge semi-submersible en opération ;
- ✓ 1970 : -200m : limite de travail des scaphandriers (Comex) ;
- ✓ 1971 : pose en déroulé (12pouce, soit 300 mm sur 3,5 Km) ;
- ✓ 1972 : Introduction de la soudure semi-automatique pour la soudure des gros diamètres en mer du Nord et dans le Golfe du Mexique ;
- ✓ 1973 : Pose d'un tronçon de 32pouce (800 mm) par 128 m d'eau (gisement de Forties) ;
- ✓ 1974 : pose d'un 10pouce (250 mm) par 360 m dans le déroit de Messine par Saipem (record du monde) ;

- ✓ 1974 : Pose de l'oléoduc Noripe (36pouce , (900mm) , longueur 443 Km ;

Pose par la méthode en déroulé d'un 10pouce (250 mm) par 300m de fond.

Pose du plus long réseau gros diamètre entre Frigg et Saint-Frigg, deux 32pouce (800mm), longueur 2x370 Km , Profondeur maximale : 155 m , pour Total oil Marine ;

- ✓ 1976 : troisième génération de berge de pose , capable de poser des gros diamètres 40pouce (1000 mm) par 300m de fond et pouvant travailler par 4 à 7 m de la hauteur de vague significative , avec 12 ligne d'ancres.

- ✓ 1977 : -501m : record de plongée comex ;

- ✓ 1978 : plus grande plate-forme gravitaire en béton installé sur Ninian (600 000 t).conçu par C.G.Doris ;

Plus grande plate-forme métallique installée sur Cognac (Golfe du Mexique) par 312m d'eau, hauteur totale de la plate-forme :370 m , poids totale incluant l'appareil de forage 60 000 t ;

- ✓ 1980 : pose par 610 m d'eau de 3x20 pouce (500 mm) par la berge castoro sei dans le détroit de Messine (record du monde) ;

-350 m : Limite de travail des scaphandriers ;

- ✓ 1983 : Pose du réseau statpipe en mer du Nord , longueur 880 Km, diamètre 36pouce (900mm) ; 30pouce(750mm), 28pouce(700mm) ;

Record du monde de l'industrie pétrolière en mer (en 1990)

- ✓ puits le plus profond : 6961 m (pour mémoire (12 000m à terre) ;
- ✓ plus grande profondeur d'eau pour une plate-forme en treillis acier : -412 m (Bull Winckle) ;
- ✓ structure (à tendons) : -536 m (joliet) ;
- ✓ plus lourde plate-forme gravitaire (en béton) :600 000t (Ninian) ;
- ✓ plus grande profondeur d'eau pour l'équipement d'un puit pétrolier sous-marin : -700 m (Castellone) ;
- ✓ canalisation la plus profonde : 20'' (pouce)(500mm) , -610 m détroit de Messine) ;

- ✓ Gazoduc le plus long : Statpipe : 880 Km de différents diamètres, prolongé par le NORpipe , 440 Km de long soit un ensemble de 1320 Km

II -3 Spécification des gazoducs sous-marins :

Le faible poids spécifique du gaz, les grands diamètres et les grandes longueurs sont les principales spécificités des gazoducs sous-marins,

Le faible poids spécifique du gaz associé à un grand diamètre entraîne un faible poids fondrier (poids de l'eau) de la canalisation qu'il faudra augmenter afin d'obtenir une stabilité acceptable lors des conditions océanographique et météorologique centennales, surtout par hauts-fonds.

Ces deux mêmes facteurs augmentent le risque d'écrasement (Collapse) du tube, Ils interdisent la pose par grands fonds, Cette Limite est actuellement aux environs de -300 m pour on 30 pouce (750 mm) comme pour le Statpipe.

II -4 / Principaux gazoducs sous-marins :

Les gisements marins de gaz se sont développés à proximité des zones de grande consommation, principalement en mer du Nord et dans le Golfe du Mexique.

II -4.1/ Mer du nord :

La découverte de Frigg par Elf Norge en 1972 a donné le coup d'envoi de la production de gaz dans cette zone, Deux 32pouce (800mm). Limite de l'époque, ont été posés en parallèle sur 370 Km en 1976 et 1977, d'une capacité de 24 milliard de mètres cubes par an, avec une plate-forme intermédiaire de compression entre Frigg et Saint-Fergus. Depuis, le réseau de mer du Nord s'est développé régulièrement.

Tableau (II-1) : Mer du Nord

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km		Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
Nogat (en 1992)	F3-L2	24''	110	260	8	16
	L2 Den-Helder	36''	150			
Zeepipe 1 ^{er} phase (en service 1993) 2 ^{ème} phase : en 1996 en 1998	Sleipner (N . O)	40''	810		33.5	14.6/22.7
	Zeebrugge (B)+connexion sur Statpipe +Sleipner-Karstoë	30''	40			
		20''	224			
	Heidmal					
	Sleipner	40''	295			
	Troll	36''	155		17.4	14.6
Berly (Mobil) Miller (BP)	Saint – fergus	30''	325		9.7	
		30''	255		7.6	

II -4.2/ Méditerranée :

deux liaisons , la traversent , Tunisie- Sicilie –Italie Par 4 x 20pouce(500mm) d'une capacité globale de 12 milliards de mètres cubes par an , et le gazoduc GPDF 48 pouce qui relie l'Algérie a l'Espagne , qui passe par le Maroc (le détroit du Gibraltar) d'une capacité de

Tableau (II-2) / Méditerranée [STRC]

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
GEM	Italie – secilie	5x20''	15		
	Secilie – tunisie (Cap Bon)	2X26''	155		
GPDF	Maghreb Europe	22''	47Km		

II -4.3/ Amérique : Golf du Mexique :

Le réseau est très dense et très interconnecté.

Tableau 3 / Amérique du Nord (Côte Est)

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
H. 105	Cameron	42''	200		
Singray	Cameron	36''	200		
Texas East.	Jefferson David	30''	170		
Sea Robin	Jeanning	30''	200		
Chandeleur	Pascagoule	12''	150		
Côte ouest : Néant					

Tableau 4 / Canada

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
Polar gas					

Tableau 5 : Amérique du Sud

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
Terre de Feu	Détroit de Magellan		50		

Tableau 6 : Extrême orient :

Nom Du réseau	Points extrêmes	Diamètre (pouce)	Longueur Km	Pouce x Km (10 ³)	Capacité Transport (10 ⁹ m ³ /an)
NGOT (Thaïlande)	Bangkok – Si Racha	34	600		

PREPARATION DU PROJET

II -5/ Reconnaissances :

II -5-1/Généralités

Un ensemble de connaissances de l'environnement est nécessaire pour mener à bien les études et la réalisation d'un gazoduc sous-marin ; c'est en particulier :

- ✓ les conditions océanographiques et météorologiques dans les zones traversées pendant les périodes de travail et la durée de vie de l'ouvrage.
- ✓ la nature du sol marin sur le parcours,
- ✓ la topographie et la nature des zones particulières, atterrage, zones rocheuses, obstacles artificiels, etc.

II -5-2/ Études océano-météo :

Il est nécessaire de connaître les conditions océano-météo des zones traversées par le gazoduc principalement pour :

- ✓ calculer les effets induits par le milieu marin sur la canalisation (houle, courant),
- ✓ prévoir les états de la mer et choisir les meilleures périodes pour les travaux de pose courante, atterrage, raccordement, etc.

Le but de ces études est de déterminer les valeurs maximales et moyennes :

- ✓ de la houle (hauteur, période, direction dominante) ;
- ✓ du courant (force, directions depuis la surface jusqu'au fond),

que la canalisation a des probabilités de rencontrer pendant sa durée de vie.

L'ouvrage sera calculé pour résister aux valeurs décennales pour la mise en place et centennales pour l'exploitation.

les données existent ou seront acquises lors d'une campagne préalable aussi longue que possible, d'une durée d'un an, permettant une extrapolation correcte .

Des bouées mesurants la houle, équipées d'un émetteur transmettant les données à une station fixe, seront mouillées sur la zone à étudier

En parallèle, seront mesurés la hauteur de la marée, la température, les courants et les vents. Ces informations font partie des renseignements qu'un opérateur doit avoir pour pouvoir mettre en valeur un gisement d'hydrocarbures en mer.

II -5-3 / Reconnaissances du sol marin

Les canalisations sous marines sont généralement posées sur le fond sans préparation particulière du sol marin .Il est donc important de connaître la nature de la topographie de celui-ci dans un couloir d'environ 300m de large sur l'ensemble de l'ensemble de la route, afin de vérifier si le profil naturel du sol est acceptable pour la canalisation sans contrainte excessive.

Si ce n'est pas le cas .on cherchera une route meilleure au détriment de la longueur .Il s'agit d'optimiser la route en minimisant les travaux d'aménagement du sol marin , travaux toujours délicats et coûteux .Pour cette raison ,il est intéressant que le programme de la campagne de reconnaissance de sol soit souple .Les résultats bathymétriques doivent être interprétés sommairement en temps réel , afin de détecter les zones de problèmes et de pouvoir éventuellement reconnaître une zone meilleure pendant la même campagne sans avoir remobiliser les moyens .

Cette optimisation de la route devra être faite en étroite relation avec l'ingénierie du procédé (perte de charges), les méthodes de pose, d'atterrage et d'ensouillage et le coût de différentes factures que la route définitive pourra être choisie.

La nature du sol sur les premiers mètres doit être connue pour :

- ✓ Prévoir le comportement de la conduite (enfouissement, frottement)
- ✓ Choisir le type d'ancre a utilisé par la berge de pose
- ✓ Choisir éventuellement les méthodes et moyens d'ensouillage.

Dans les zones d'instabilité du sol (delta, zone à forte sismicité, etc.), une étude géotechnique spéciale sera faite pour déterminer le risque en couru, et permettre de déterminer les précautions particulières a prendre.

II -5-4 / Zones particulières :

Les zones telles que :arrivée ou départ de la canalisation ,zone d'implantation de point singulier(vanne ,piquage ,remontée de la canalisation sur la plate-forme,atterrage,etc.) feront l'objet d'une reconnaissance particulière adaptée (bathymétrie plus précise ,carottage).

II -5-5 / Positionnement :

Le repérage en mer est délicat du fait :

- ✓ De l'absence en général des repères fixes bien visibles ;
- ✓ De l'éloignement des bases fixes (plates-formes existantes et bases à terre) ;
- ✓ Que les points à positionner sont au fond de la mer et qu'ils sont rattachés aux bases fixes par l'intermédiaire d'un point flottant (bateau ou berge).

De fait, il y a deux systèmes de positionnement différents qui sont mis en œuvre simultanément pour aboutir au point final : l'un pour positionner le point flottant (système dit de surface) l'autre pour positionner l'objet sur le fond, en relatif par rapport au point flottant (système de positionnement acoustique sous-marin).

I-5-5.1 / Tolérance et précision [3]

La conduite sera posée dans un corridor dont la demi largeur définit la tolérance de pose par rapport à une trajectoire théorique. Cette tolérance de pose doit être déterminée en tenant compte des possibilités des systèmes de positionnements utilisables dans la zone concernée. En pose courante, la tolérance pourra être de ± 25 m par exemple.

La précision du relevé final doit être meilleur, par exemple ± 10 m, cette précision dépendra très fortement de la rigueur avec laquelle seront faits les étalonnages du système de positionnement.

II -5-5.2 / Système de positionnement

Le système de surface est en général un système de radiolocalisation qui est choisi en fonction des conditions d'environnements et des distances aux stations de base.

On peut citer les système à portée (Microfix, Motorola, Trisponder, Artémis, etc.) ayant une précision de 1 à 5 m ,les systèmes à moyenne portée (Syledis , etc.) ayant une portée de 3 à 10 m ,les systèmes à longue portée (Hyperfix, Pulse 8 , etc.) et à très logue portée (Geoloc) ont une précision de 10 à 50 m .

On doit également citer les systèmes satellite GPS Navstar dont la précision en temps réel est de 10 à 20m mais il faut en rappeler les conditions d'utilisations actuelles : 6 à 12 heures par jour, avec des moyens de contrôle externe très limités.

Un système de positionnement acoustique sous-marin est type « super short baseline »(exemple Simard H.P.R fixé sur un véhicule sous-marin (R.O.V) télécommandé depuis la surface , Il a une précision relative de 3 à 10 m

II -5-.5.3/ Zones particulières

Dans les zones de raccordement notamment, il eut être exigé une précision de l'ordre du mètre, un réseau de balises acoustiques sera déployé sur le fond : sur tripodes spéciaux sur les installations concernées (pieds de plates-formes, temples, autres conduites, etc.). La forme du réseau, la méthode d'étalonnage, la redondance des mesures est très importante pour obtenir la précision recherchée.

A l'inverse, dans certain zones, les tolérance et précision sont très larges, la profondeur d'eau très faible. Dans ces conditions, le système acoustique ne sera pas nécessaire, La position fournie par le système de surface lors de la pose.

II -6 / Ingénierie Des gazoduc sous-marins

II -6-1 : Préambule :

Avant d'entamée l'ingénierie d'un gazoduc , comme pour toute conduite sous-marine , un certain nombre d'études d'avant-projets ,doivent êtres réalisées afin de définir le contexte et l'environnement dans lesquels la canalisation va être implémentée , Cela comprend entre autre une définition du schéma de développement incluant les aspects techniques , économique , législatifs ,écologiques , etc.

Le gazoduc a une place importante dans un schéma de développement de par :

- ✓ Son rôle stratégique : dans l'exploitation des gisements de gaz en mer, le gazoduc est souvent le seul moyen mis en place pour l'évacuation de la production jusqu'aux marchés utilisateurs, Tout dommage de la conduite a des conséquences importantes pouvant aller jusqu'à un arrêt de production.
- ✓ Son coût d'investissement : étant donné les diamètres, et les longueurs considérés, généralement l'investissement correspondant à la conduite représente une part non négligeable de l'investissement total

Il est donc important de réaliser l'ingénierie des lignes d'évacuation avec le plus grand soin afin de définir les solutions techniques les plus économiques en maintenant un niveau de fiabilité et de sécurité satisfaisant.

Lors de l'ingénierie du gazoduc, il est nécessaire, dans une première phase, de rassembler toutes les informations susceptibles d'avoir un impact sur sa définition, Cela comprend les conditions d'exploitation, de production et les conditions d'environnement, mais également des données telles que les modifications

susceptibles d'intervenir pendant la vie du gisement. (Modification du profil de production, adjonction de collectes, etc.).

Dans une deuxième phase, une définition de la conduite est réalisée en tenant compte des données de base collectées. Les paramètres des fonctionnement sont déterminés afin de permettre à L'exploitant de s'assurer que pendant la durée de l'exploitation du gisement de gaz le gazoduc ne se trouve pas dans une configuration qui risque de mettre en danger son intégrité.

Les études doivent également couvrir les opérations d'installation et de raccordement du gazoduc afin de s'assurer que les sollicitations et/ou efforts sur la conduite n'induisent pas de contraintes supérieures à cette valeur admissibles.

En fonction de la spécialité du schéma de développement retenu, des points ferrent l'objet d'analyses particulières : raccordement aux extrémités, protection de la conduite, etc.

La figure (II-2): représente les diverses phases de l'ingénierie d'un gazoduc sous-marin.

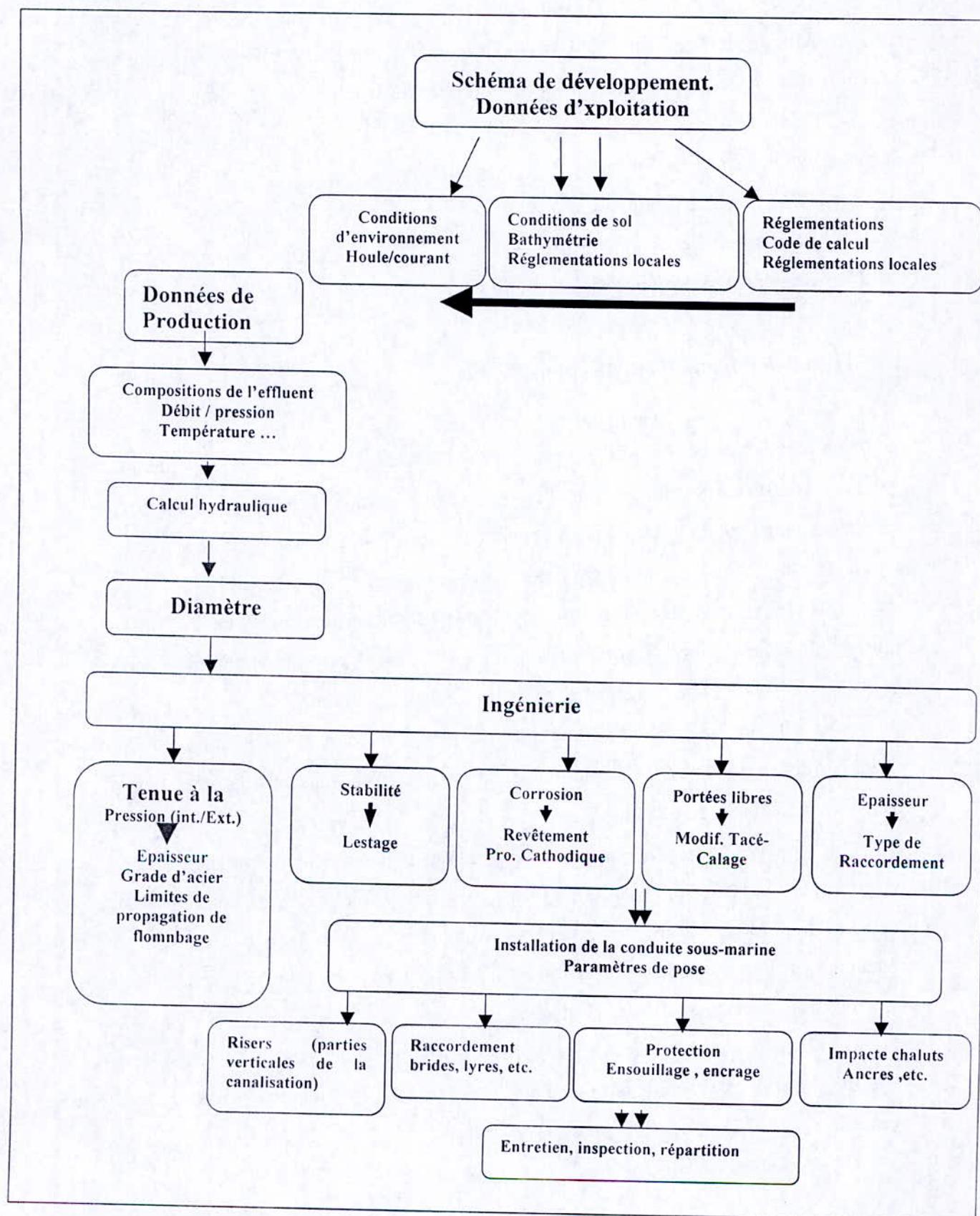


Fig. (II -2)/ Principale Phase de L'ingenierie des Gazoducs Sous-marins [3]

II -6-2 : Données de Base :

Afin de réaliser l'étude du gazoduc sous marin, il est nécessaire de réunir un certain nombre de donnée, à partir desquelles sont définies les conditions et données de calcul.

Ce sont les :

- Paramètres d'exploitation ;
- Paramètres de production ;
- Paramètres d'environnement ;
- Réglementations applicables.

II -6-2-1 Paramètres d'Exploitation :

Ces paramètres définissant les options prises dans le schéma de développement retenu.

Ils définissent l'implantation du gazoduc sous-marin en fonction des structures existantes, ainsi que le type de raccordement envisagé, Ceci permet d'établir le tracé de la conduite, qui est finalisée en fonction des reconnaissances de sol effectuées.

Ils définissent également les fonctions devant être assurées par la conduite sous-marine, ainsi que les modifications susceptibles d'intervenir pendant la durée de vie du gisement (adjonction de réseaux de collectes ou de distribution).

En fonction de la zone géographique ou la conduite doit être implantée et des moyens existants, des options pour l'installation sont proposées, Celle-ci sera finalisée pendant l'ingénierie de détail du gazoduc.

En fonction des caractéristiques du gaz et des règles d'exploitation du gazoduc, des options pour l'entretien et l'inspection sont prises (utilisation de racleurs instrumentés, installation des sous-marin inhabités et télécommandés pour l'inspection, etc.). De ces options résultent des contraintes de construction qu'il faut prendre en compte lors des études (rayon de courbure, variation de diamètre intérieur, etc.).

Si la zone géographique est une zone de chalutage, d'activités pétrolières (ancrage de berges de travail) ou de navigation, une analyse des risques définit les exigences en matière de protection et les études qui doivent être réalisées.

II -6-2-2/ Paramètres de Production :

Ils comprennent les caractéristiques de l'effluent :

- ✓ Composition de l'effluent ;
- ✓ Densité ;
- ✓ Propriétés thermodynamique,
- ✓ Viscosité ;
- ✓ Débit ;
- ✓ Pression et température de calcul ;
- ✓ Perte de charge admissible, en fonction de la pression minimale nécessaire au point de livraison ;
- ✓ Qualité requise de l'effluent à la livraison ;
- ✓ Etc.

Une attention particulière doit être portée aux points suivants :

- ✓ Prise en compte des variations du débit et de température en fonction du profil de production et des modifications possibles du schéma d'exploitation ;
- ✓ Propriétés thermodynamique des fluides transporter ;
- ✓ Composition des fluides en vue des problèmes de corrosion, La surépaisseur de corrosion est déterminée en fonction des propriétés corrosives du gaz ;
- ✓ Propriétés de l'effluent en vue des besoins d'inhabitation et/ou de raclage de la conduite.

II -6-2-3 Paramètres d'environnement :

L'environnement dans lequel une conduite sous-marine est installée peut être très sévère.

Il est nécessaire de connaître au mieux les paramètres d'environnement, afin de permettre un dimensionnement qui soit le plus correct possible ;

Ce sont les :

- Les données océano - météorologiques ;
- Les conditions de sol ;
- Les interactions avec les activités humaines.

II -6-2-3-1 Données océano - météorologiques :

Ce sont :

- ✓ Les caractéristiques des houles de calcul : hauteur et période des vagues avec les directions associées ;
- ✓ Les caractéristiques des marées : surélévation de la surface libre ;
- ✓ Les caractéristiques des courants.

Ces paramètres sont à déterminer pour les différentes phases rencontrées pendant la durée de l'exploitation du gisement.

Deux types de situation sont normalement analysés :

- Les phases transitoires telles que la phase d'installation pour lesquelles les conditions d'environnement prises en compte sont le plus souvent les conditions extrêmes ayant une probabilité de retour d'un an ;
- Les phases permanentes telles que la phase de production pour lesquelles les conditions d'environnement prises en compte sont les conditions extrêmes ayant une probabilité de retour de cent ans.

D'autres informations « océano météo » sont nécessaires, c'est :

- Les caractéristiques de l'eau de mer : densité, température, etc.,
- En fonction de la zone géographique où est implanté le gazoduc, des données sur les tremblements de terre ou à la présence éventuelle de glace.

Les statistiques sur les données « océano météo » doivent être analysées afin de déterminer les grandeurs de calcul mais aussi pour déterminer les créneaux de temps qui permettent de réaliser les opérations d'installations dans les meilleures conditions avec une probabilité faible d'avoir de mauvaises conditions « océano météo »

II -6-2-3-2 Conditions de sol :

Les données relatives aux conditions de sol le long du tracé de la conduite doivent comporter les renseignements suivants :

- ✓ Profil bathymétrique, accompagné de tous les renseignements sur les obstacles, anomalies.etc. qui pourraient modifier le tracé ;
- ✓ Présence de conduites et structures déjà installées ;

- ✓ Natures et propriétés physiques de la couche superficielle du sol (granulométrie, poids spécifique, angle de frottement, résistance au cisaillement,...etc.

II -6-2-3-3 Interactions avec les activités humaines :

En fonction de la zone où est implantée la conduite, il peut être nécessaire de prendre en considération de possibles interférences avec les activités humaines.

Cela peut être un trafic de navire qu'il n'est pas possible d'interrompre et qui aura donc une influence sur le tracé, les conditions et la méthode de mise en place de la conduite.

La zone où doit être installée la conduite peut être une zone de pêche ou une zone peu profonde où les navires s'ancrent, Dans ce cas le risque de dommage dû à l'impact de chaluts ou d'ancres doit être pris en considération

A proximité des structures installées en mer, Il est nécessaire de prendre en compte la possibilité d'ancrage de berges de travail et les risques qui en résultent.

Cela peut conduire à la nécessité de réaliser une protection mécanique de la conduite : par exemple par ensouillage.

II -6-2-4 / Réglementation applicables :

Afin de répondre à des normes de fiabilité et sécurité, la conception et la définition du gazoduc doivent satisfaire à un certain nombre de réglementations, en fonction de la zone d'implantation, Ce sont les règlements nationaux qui doivent être utilisés en priorité, Cependant. Très souvent, ces réglementations n'existent pas, ou leur domaine d'application ne s'étend pas aux canalisations sous-marines.

Devant ce manque de réglementation, le calcul des conduites sous-marines est généralement réalisé en utilisant des documents ayant valeur de référence dans l'industrie pétrolière et/ou en utilisant les règles internes à la société responsable des installations.

II -7/ Définition d'une conduite sous-marine

La réalisation d'une conduite sous-marine demande une longue série de travaux d'ingénierie et de génie civil.

II -7-1/ Conception du tube

La conception d'une conduite sous-marine suppose la détermination de plusieurs éléments.

II -7-1-1/.Diamètre de la conduite :

Il est en fonction du débit et du produit à écouler.

II-7-1--2/ Epaisseur et qualité de l'acier utilisé :

Ce sont, en général, des aciers à haute limite élastique soudables facilement. L'acier haut de gamme est le API 5LX 70 mais les aciers les plus utilisés sont encore situés entre les grades B et X65 des normes API 5LX dont les limites élastiques respectives sont 289 kPa et 447 kPa. L'épaisseur du tube est calculée pour résister à la pression intérieure pendant le service du pipeline et à l'effet de la pression hydrostatique extérieure au pipeline pendant sa pose, alors qu'il est vide. Cette dernière condition est le plus souvent prépondérante pour les pipelines profonds, au dessous de 100m.

II-7-2/ Résistance d'un tube à la pression extérieure :

Cas d'un tube parfaitement rond et mince.

La pression critique de flambement élastique est :

$$P_{tc} = \frac{2.E}{1-\nu^2} \cdot \frac{1}{\frac{D}{e} \left(\frac{D}{e} - 1 \right)^2}$$

Avec :

D, e : diamètre et épaisseur du tube.

ν : Coefficient de poisson (= 0.3) Pour notre Nuance ;

E : Module de Young

Cas d'un tube légèrement ovalisé.

La pression critique P_c est donnée par la formule de Timoshenko :

$$PC^2 - \left(\frac{2.\sigma_y}{\frac{D}{e}} + \left(1 + 6.n.\frac{D}{e} \right) .P_{ic} \right) .P_c + \frac{2.\sigma_y}{\frac{D}{e}} .P_{ic} = 0$$

σ_y : contrainte limite élastique,

n : défaut de rotondité = $(\Delta D)/D$ (prendre 0,1%)

Cas d'un tube épais

L'écrasement du tube se fait dans le domaine plastique. Les formules précédentes ne sont plus valables.

Pour éviter qu'en cours de pose, un aplatissement local ne se propage sur une grande longueur sous l'effet de la pression hydrostatique, le tube est renforcé, tous les 150 à 300m, de raidisseurs annulaires figure si dessous. Si un accident se produisait, seule une longueur limitée serait endommagée.

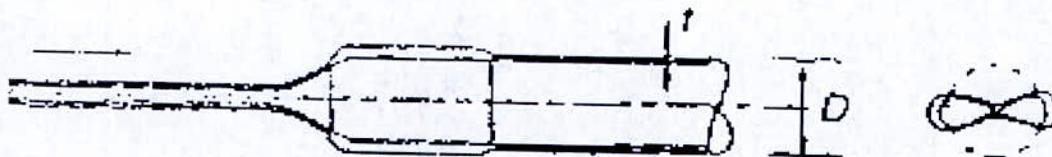


Fig. (II -3)/. Raidisseur annulaire

II -7-3 / Protection anticorrosion

La protection contre la corrosion de l'eau de mer est obtenue par un revêtement en polyéthylène ou époxyde, plus un système de protection cathodique : anodes sacrificielles ou courant imposé.

II -7-4 /Lestage du tube avec un enrobage en béton :

Les tubes sont alourdis pour être stables sur le fond et pour résister, en service sur le fond, à l'action des vagues et des courants. Cette gaine en béton procure aussi une bonne protection contre les chocs des chaluts et des petites ancrés. Elle protège aussi le revêtement anticorrosion.

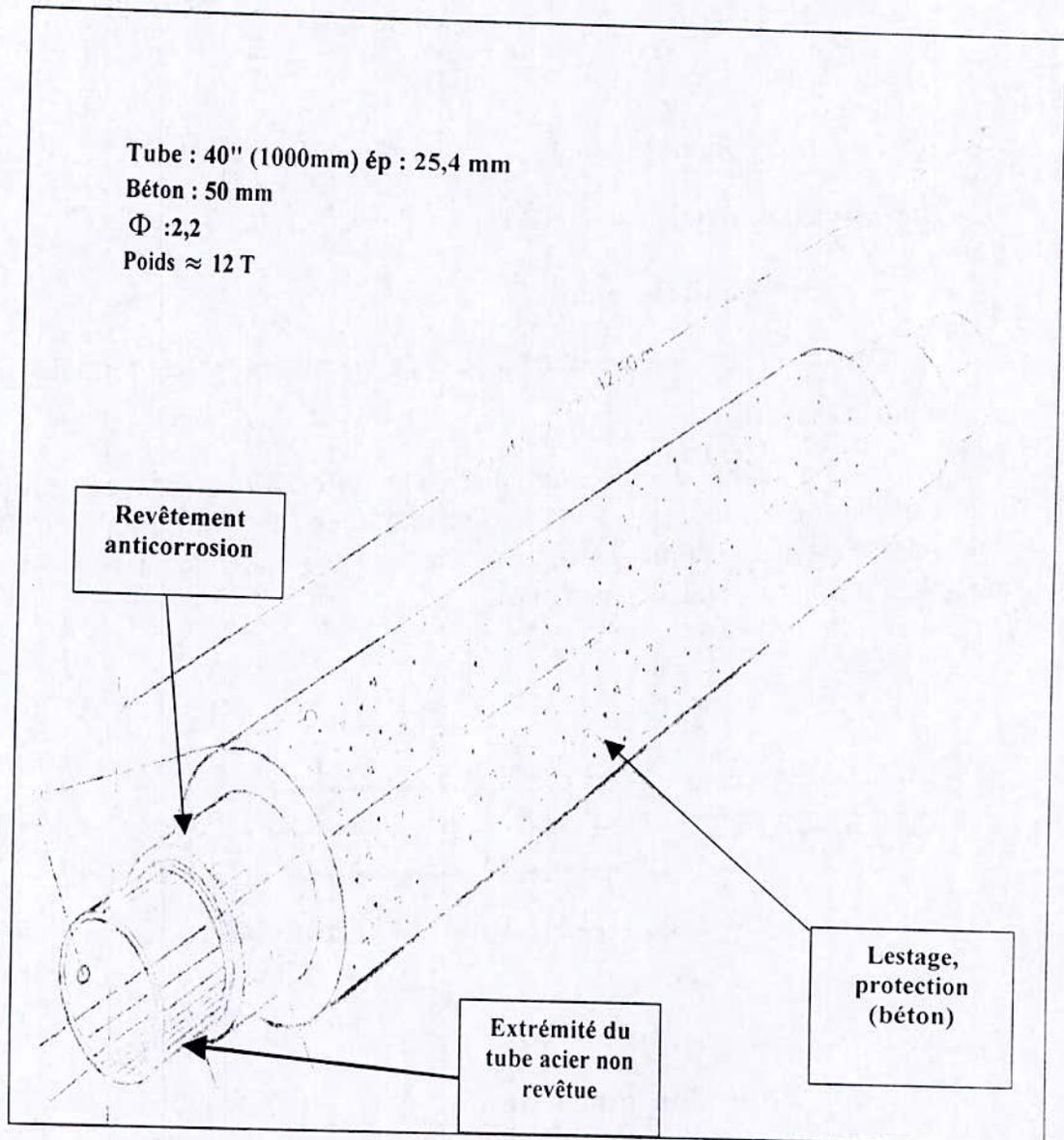


Fig. II -4/ Tube avec lestage

II -6-5 / Ensouillage

La protection mécanique peut être assurée par Ensouillage de la conduite dans une tranchée de 1 ou 2m sous le niveau du sol. L'ensouillage étant une opération onéreuse et délicate n'est réalisé qu'en cas de risque d'instabilité ou d'endommagement par des ancrs ou chaluts. Cela est particulièrement le cas en faible profondeur ou à proximité des côtes et pour des conduites de faible diamètre plus fragiles. On ensouille la conduite après sa pose. Le principe est de tailler une souille sous la conduite qui s'y dépose au fur et à mesure

II -7-6 / Route de la conduite

Les conduites sous-marines sont sensées être droites. Toute courbure, soit pour négocier' des virages, soit pour franchir des dénivellations du sol, se traduira par des flexions légères dans la conduite. Le choix de la route doit donc présenter un profil continu sans aspérités notables et avec des virages à très grand rayon de courbure (800 à 1000 m de rayon).

II -7-7 / La stabilité des conduites sous-marines

II -7-7 -1/ Introduction

a) La stabilité d'une conduite, conditionnée par l'interaction "conduite - sol support", dépend de très nombreux facteurs que l'on peut ainsi classer :

- Le profil du sol et la géologie du site ;
- Les propriétés du sol : portance, possibilités d'affouillement et de sédimentation ;
- Les dimensions et le poids de la conduite, la méthode de mise en place ;
- Les conditions d'exploitation de la conduite : nature du fluide transporté, variations de température, vibration de la conduite ;
- L'environnement hydrodynamique : vitesse des courants, houle;

b) La pose de la conduite, avec ou sans ensouillage, sera déterminée à partir de la reconnaissance des sols, de la topographie et de l'environnement hydrodynamique (profondeur d'eau, courants, houles). Suivant le cas, la stabilité de la conduite peut être assurée :

Soit par simple gravité (avec enrobage de la conduite, d'une épaisseur plus ou moins importante de béton) et le frottement sur le sol ; Soit par ancrage;

Soit par ensouillage, dans une tranchée (souille) creusée lors de la mise en place de la conduite, notamment à proximité des côtes.

II -7-7 -2/. Problèmes géotechniques posés par la mise en place et la stabilité des conduites :

Suivant la solution envisagée ou imposée par les conditions locales :

Pose de la conduite sur le fond marin (figure (a)) ;

Ou ensouillage de la conduite dans une tranchée

(Figure (b)) Les problèmes de mécanique des sols ne sont pas du même ordre.

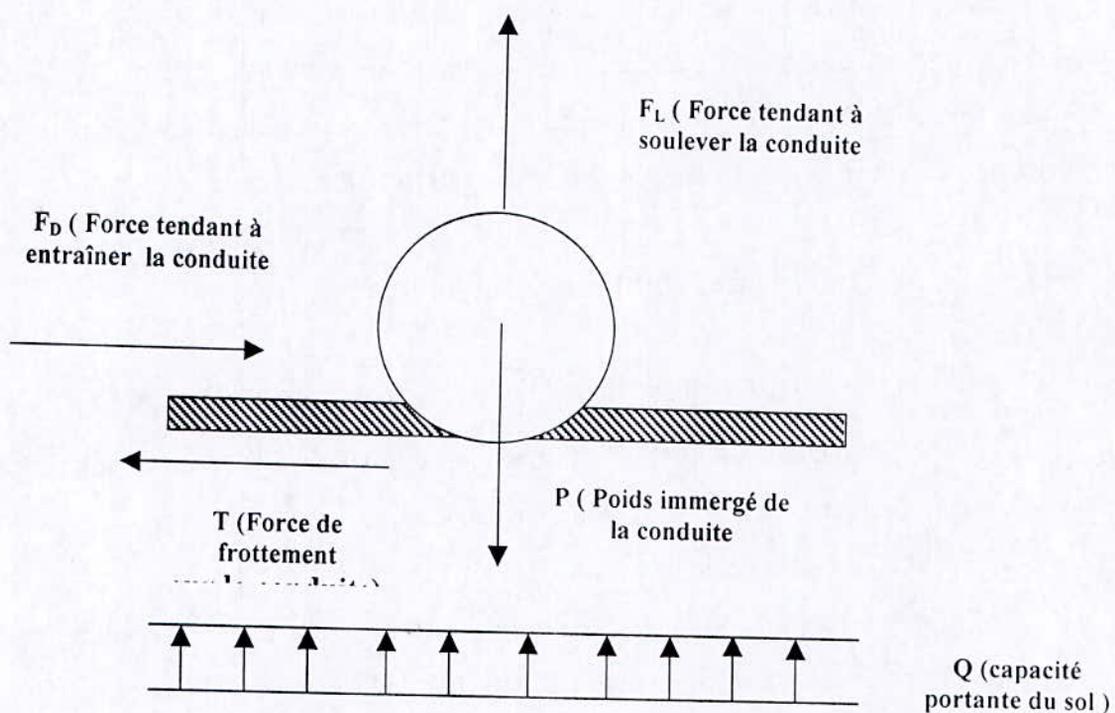


Fig. (a) – Conduite reposant sur le fond marin

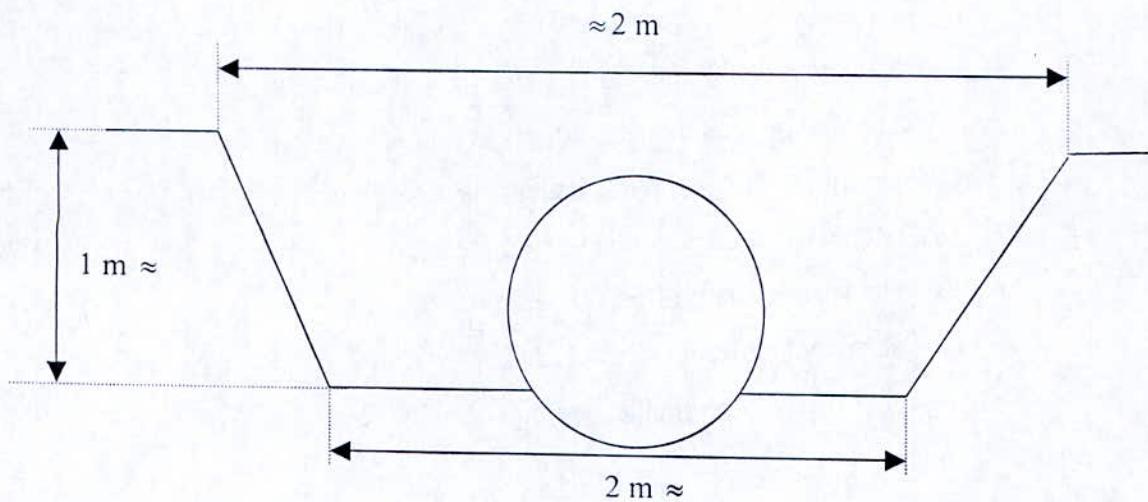


Fig. (b) – Conduite reposant sur le fond marin

Dans le premier cas, la stabilité de la conduite est assurée sous l'action :

Des forces de gravités ;

Des forces latérales hydrodynamiques (courant, houle);

Des forces verticales de flexion induites par le porte-à-faux de la conduite, du fait de l'affouillement ou de la topographie du sol;

Dans le deuxième cas, la stabilité sera généralement surabondante mais la pose de la conduite soulève des problèmes de résistance au cisaillement du sol :

Si le terrain de surface est trop mou, sa portance sera insuffisante pour permettre le déplacement de la machine d'ensouillage ;

Si au contraire, le terrain est trop consolidé, la progression de la machine d'ensouillage sera très réduite ;

II -7-7-3 / Stabilité des conduites posées sur le fond marin

On supposera que l'action des forces hydrodynamiques est susceptible de mettre en péril la stabilité des conduites sans analyser les causes et l'importance de cette action.

La vérification de la stabilité de la conduite posée sur fond marin nécessite l'examen :

- Du relief détaillé des fonds tout le long du tracé ;
- De la nature apparente des terrains de surface et notamment de l'alternance possible de zones dures (roches) et de zones meubles (où l'affouillement risque de se

produire au voisinage de la conduite ;

- Des possibilités de liquéfaction des couches meubles : sables, argiles molles. Ces différentes caractéristiques seront précisées par l'étude :
- De la topographie détaillée du tracé ;
- De la nature apparente du sol d'après la sismique de surface ;
- De la granulométrie et de la plasticité des sols (limites d'Atterrage) ;
- Des risques de liquéfaction des sédiments ;
- De la résistance au cisaillement des sols ;
- Du coefficient de frottement sol / béton (entourant la conduite) ;
- Des possibilités d'affouillement au voisinage de la conduite ;

II -7-8 / Topographie, rugosité et nature des terrains

La bathymétrie a pour but de reconnaître le profil du tracé de la conduite : vallées, collines, gradients de pentes, ruptures de pentes. La morphologie des fonds doit être examinée en détail.

II -7-8-1/ Portance et liquéfaction des sols

La portance du sol intervient dans le calcul de la stabilité verticale de la conduite posée sur le fond.

L'identification des sols permet de prévoir les risques éventuels de liquéfaction des sédiments au voisinage de la conduite sous l'effet des forces extérieures : chocs, vibrations, houle, vagues déferlantes.

II -7-8-2/ Frottement de la conduite sur le sol

La stabilité sous l'effet des forces hydrodynamiques est conditionnée par la force de frottement de la conduite (enrobé de béton) sur le sol.

La détermination du coefficient de frottement, généralement effectuée sur modèle en laboratoire, pourrait être obtenue plus valablement au moyen de témoins déplacés par faibles profondeurs d'eau.

Si le sol est liquéfié, le coefficient de frottement tend vers zéro : la stabilité n'est plus assurée.

II -7-8-3/ Affouillement au voisinage de la conduite

L'affouillement au voisinage de la conduite risque de nuire à la fois :

A la stabilité verticale de la conduite, du fait des efforts de flexion importants dans certains sections;

A la stabilité horizontale, du fait de l'annulation des forces de frottement ;

L'importance de l'affouillement diminue rapidement avec la vitesse des courants, c'est-à-dire avec l'accroissement de la tranche d'eau. Cependant la pose d'un ouvrage tel que les conduites a pour effet d'accroître localement la vitesse du courant et, par suite, l'importance de l'affouillement.

La protection des conduites contre l'affouillement dans les zones particulièrement exposées est actuellement réalisée au moyen de feuilles en matière plastique, de 4 à 5 m de large, recouvrant la conduite et fixé au sol de part et d'autre.

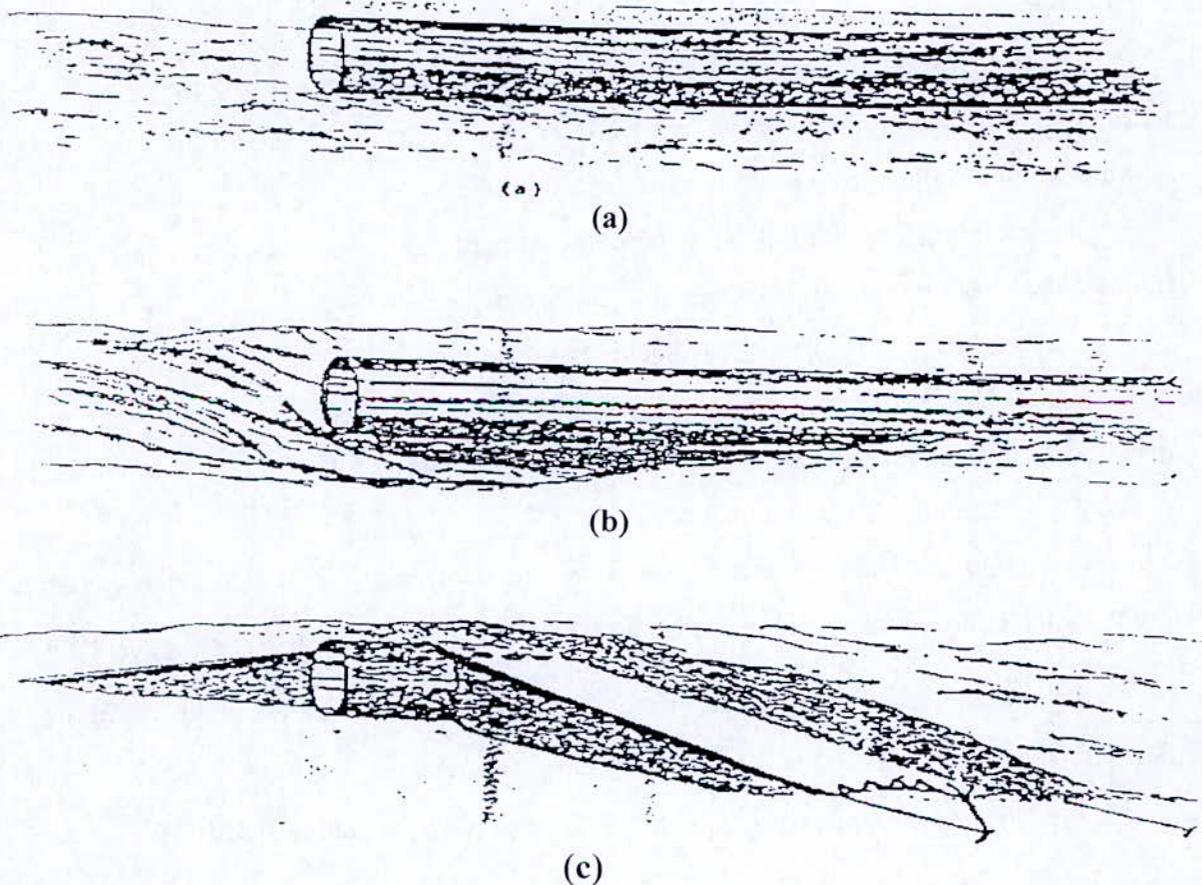


Fig. II-5/ L'affouillement au voisinage d'un Posé sur le Fond Marin

II -7-9/ Pose de conduites sous-marines :

II -7-9-1/ Berge de pose :

La technique utilisée communément fait appel à des engins flottants sur lesquels est assemblée, tube après tube, la conduite qui est progressivement déposée sur le fond au fur et à mesure que la berge avance. Une berge de pose est une usine flottante où l'assemblage des tubes s'effectue à la chaîne. Les postes de travail comportent trois ou quatre stations de soudage, des stations de contrôle de la soudure et de revêtement du joint. Les postes sont distants d'une longueur égale à celle des tubes approvisionnés, soit 12 ou 24 m.

La conduite repose, par l'intermédiaire d'appuis à rouleaux, sur le banc de pose et sur l'élinde flottante, appelée **stinger** qui prolonge la berge de 50 à 80 m. Ce **stinger** soutient la conduite dans la partie supérieure de la courbe en S ou J , que décrit la conduite dans sa descente sur le fond.

Afin de diminuer les contraintes dans le tube entre la berge et le fond, la conduite est maintenue en tension constante quand la berge avance ou qu'elle est soumise aux mouvements alternés de chevalement dus à la houle.

Le maintien en position de la berge est assuré par un système d'ancrage de 8 à 12 lignes d'ancre lui permettant de progresser sur sa route.

La soudure est faite par des machines semi-automatiques sous gaz carbonique, soit encore par machines automatiques comportant jusqu'à 8 têtes de soudage. Ces machines très Sophistiquées, permettent une rapidité et une qualité qui ne peuvent être atteintes manuellement.

Au delà de la dernière station de soudure s'effectue le contrôle de la soudure au rayon X. Toutes les soudures sont contrôlées et les défauts non acceptables font objet d'une réparation.

Il faut noter que la berge de pose est assistée de nombreux autres navires (remorqueurs pour déplacer les ancres, bateaux ravitailleurs de tubes et de matériaux divers, navire spécialisé dans le positionnement et la détection de la conduite sur le fond, etc.)

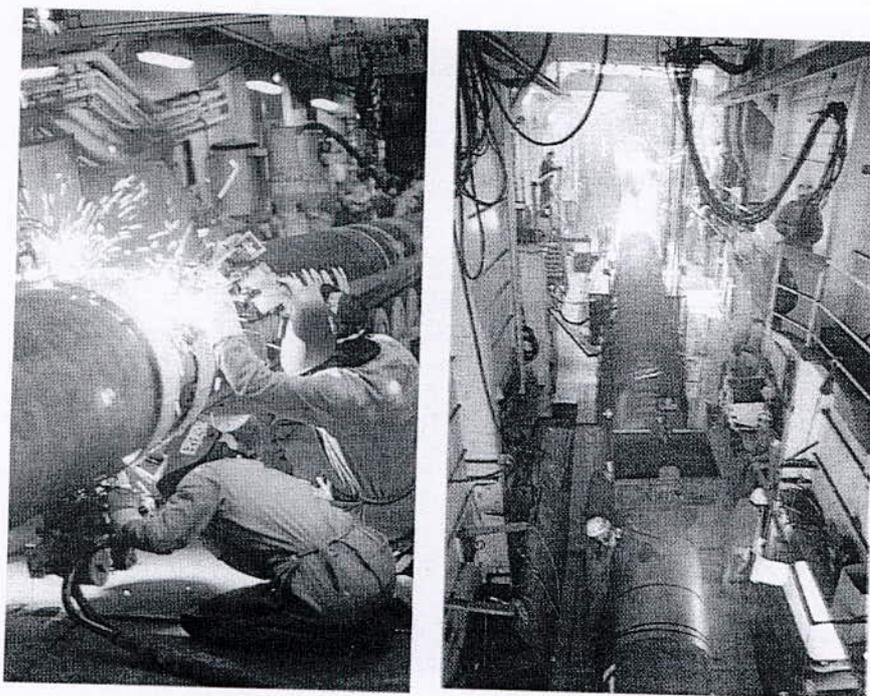


Fig. II -8/ : Procédé de la Soudure

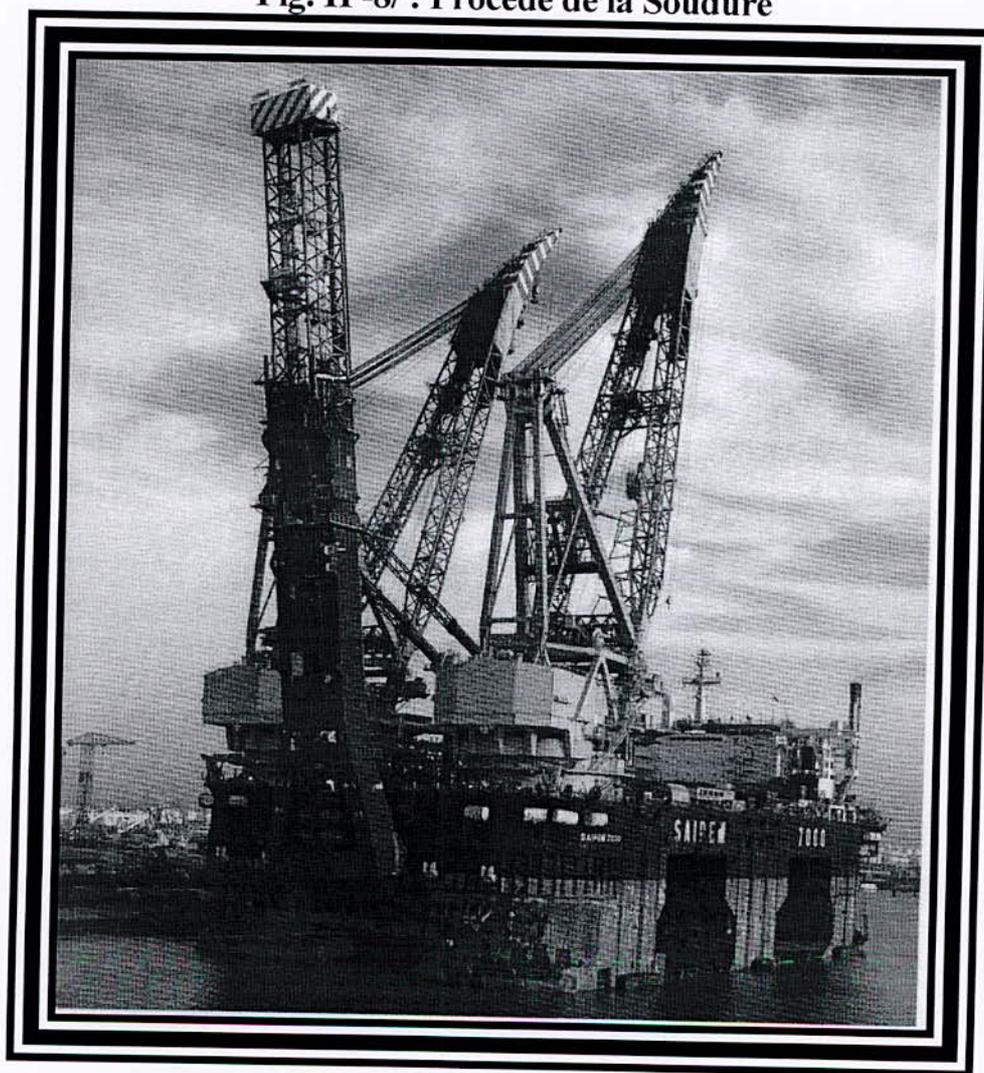


Figure – II -9/ Berge de Pose (Saipem7000)

Chapitre III :

***Caractéristiques
Physiques du Gaz Naturel***

Chapitre III / caractéristiques physique du gaz naturel

III -1 / GAZ REEL :

Lorsque la densité d'un gaz n'est pas très faible et sa pression est de l'ordre de $P > 10 \text{ atm}$, les interaction 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 pression 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 pression élevées, ont conduits à l'introduction dans l'équation $P.V=n.R.T$ d'un facteur de correction Z ; tel que l'on puisse écrire l'équation d'état des gaz réels sous la forme.

$$P.V=n.Z.R.T$$

III -2 / Facteur de compressibilité d'un mélange de gaz réel :

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

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

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

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

x_i ; facteur molaire du composant chimique ,

P_{ci} , T_{ci} Z_{ci} : pression, température et facteur de compressibilité critiques du composant chimique ; Z peut être calculé en résolvant l'équation de 4^{ème} degrés :

$$Z^4 - Z^3 - A_2 \cdot Z^2 - A_1 \cdot Z - A_0 = 0 \quad \text{(III-1)}$$

$$A_1 = \left[b_0 - \frac{a_0}{T_r} - \frac{c}{T_r^3} \right] \cdot \alpha$$

$$A_2 = \left[-b_0 \cdot b + \frac{a_0 \cdot a}{T_r} + \frac{b \cdot c}{T_r^3} \right] \cdot \alpha^2$$

$$A_0 = \left[\frac{b_0 \cdot b \cdot c}{T_r} \right] \cdot \alpha^3$$

Avec $T_r = \frac{T}{T_{p_c}}$ température critique ; $P_r = \frac{P}{P_{p_c}}$ pression critique et $\alpha = Z_c \cdot \frac{P_r}{T_r}$

T : température d'écoulement [°K]

P : pression d'écoulement [bar]

Ces facteurs seront calculer après réception des abaques données de SONATRACH]

L'équation (III-1) est résolue par la méthode itérative de **Newton** [13]

$$f(x) = a.x^4 + b.x^3 + c.x^2 + d.x + e = 0$$

$$\begin{cases} x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \\ x_0 = 0 \\ |x_{n+1} - x_n| < \varepsilon \end{cases} ; \varepsilon = \text{précision du test de convergence,}$$

III-3 / Densité du mélange :

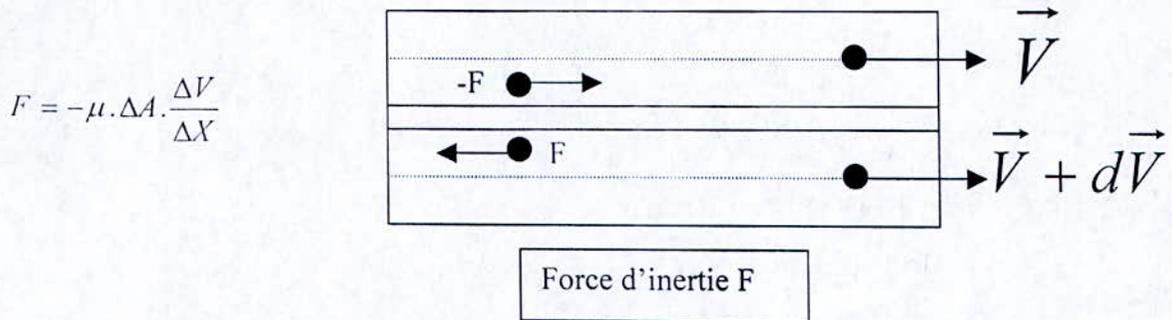
La densité d'un mélange par rapport à celle de l'air est le rapport entre la masse d un certain volume de gaz et la masse du même volume d'air pris dans les mêmes conditions de température et de pression, donc, la densité est un paramètre sans dimension, nous la désignons par la lettre S.

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

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

III -4 / Viscosité d'un mélange de gaz réel :

Ce phénomène est caractériser 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 $\frac{\Delta V}{\Delta X}$ entre les deux filets gazeux représentés sur la figure ci-après.



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'échangent au 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** [2].

$$\mu = K \cdot \exp(X \cdot \rho^Y) \quad (\text{III-2})$$

$$K = \frac{(7.77 + 0.0063 \cdot M) \cdot T^{15}}{(122.4 + 12.9 \cdot M + T)}$$

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

$$Y = 1.11 + 0.004 \cdot X$$

μ : Viscosité dynamique en micro poise ;

T : température en degré Rankine (1° Rankine = $9/5^\circ$ kelvin) ;

P : Masse volumique en $\text{g} \cdot \text{cm}^{-3}$;

M : Masse molaire en $\text{g} \cdot \text{mole}^{-1}$.

III -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.

III -5-1 / Pour les gaz parfaits [2] :

$$Cp_m = \frac{\sum Xi \cdot Cp^{\circ i}}{100} \quad [\text{Cal /mole.K}]$$

$$Cp^{\circ i} = a_{0,i} + a_{1,i} T + a_{2,i} T^2 + a_{3,i} T^3$$

Cp°_m : Chaleur spécifique du mélange gazeux ;

$Cp^{\circ i}$: Chaleur spécifique de chaque composant du gaz ;

Xi : fraction molaire de chaque composant du gaz ;

$a_{0,i}$, $a_{1,i}$, $a_{2,i}$ et $a_{3,i}$: constantes qui dépendent de chaque composant .

Tableau (III-5) : Paramètres pour les calculs des $Cp^{\circ i}$ [2] ;

	a_0	a_1	a_2	a_3
N ₂	7.44	-0.324 e-2	6.4 e-6	-2.79 e-9
CO ₂	4.728	1.754 e-2	-1.338 e-5	4.097 e-9
CH ₄	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
C ₃ H ₈	-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

III -5-2 / Pour les gaz réels [2] :

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

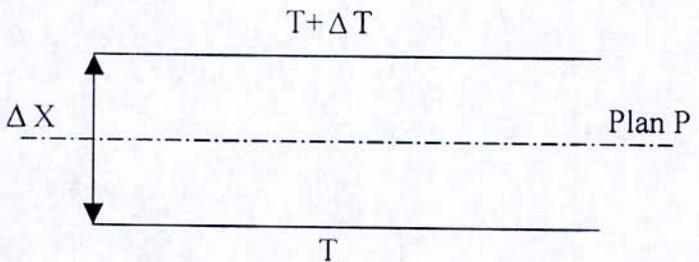
$$Cp_m = \frac{\sum_{i=1}^n X_i Cp^{\circ}_i}{100} + \frac{1.63 \cdot 10^5 \cdot P}{4.18 \cdot T^{2,25}} \quad \text{(III-3)}$$

Cp_m : [Cal/mole°K]

P : [bar] ; T : [°K]

III -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 :

$$\frac{Q}{\Delta t} = \lambda \cdot \Delta A \cdot \frac{\Delta T}{\Delta X}$$


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.

III -7 / Pouvoir calorifique :

On appelle pouvoir calorifique supérieur du gaz combustible (PCS) la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète de 1m³ 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.

Chapitre :IV

Calcul thermique des gazoduc sous-marins

Chapitre IV /Calcul Thermique des Gazoduc Sous-marins

IV -1 / 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 calculs les pertes de charges contiennent les valeurs des températures moyennes du gaz. Pour ce la 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 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.

IV -2 / Transfert Thermique dans les Pipeline Sous-marin :

IV -2-1 / Cas d'un pipe enterré:

a) Convention

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 :

$$Q = h . S . (T - T_p)$$

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 ;

T_p : température de paroi.

b) 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 :

$$\frac{dQ}{dS} = -\lambda \cdot \frac{dT}{dX}$$

λ : Conductivité thermique.

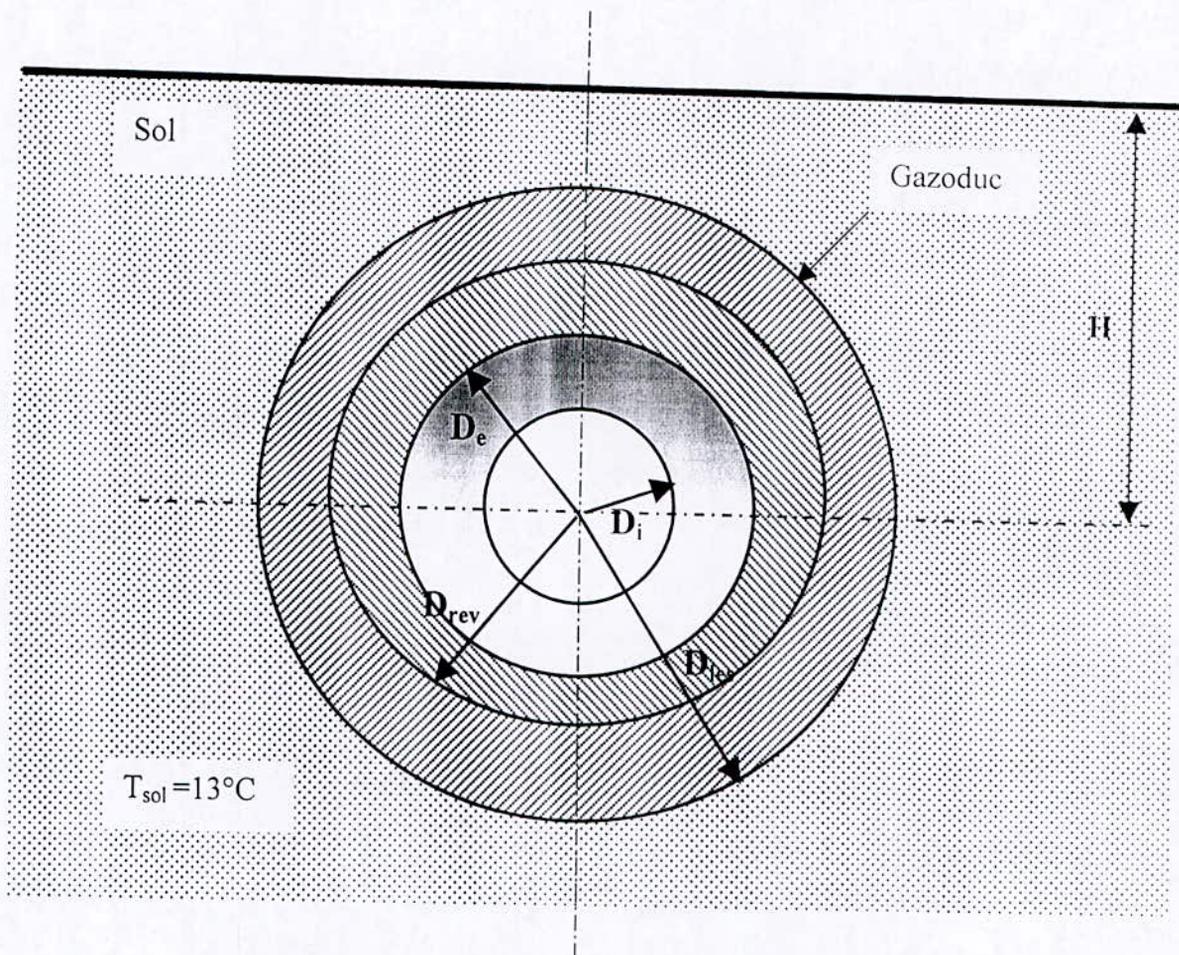


Fig IV -1 / Schema d'un gazoduc enterré

Pour exprimer les flux de chaleur par rapport à la surface externe S_{les} , on multiplie (1), (2), (3), (4) et (5) par $\left(\frac{D_{les}}{D_i}\right)$.

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

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

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

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

$$\frac{Q_s}{S_{les}} = \frac{(T_{les} - T_s)}{\frac{D_{les}}{2\lambda_s} \cdot Ch^{-1}\left(\frac{2H}{D_{les}}\right)}$$

Chaque dénominateur représente la résistance du milieu spécifique par rapport à la surface S_{les} ;

$$R_{conv} = \left[\frac{1}{h} \cdot \frac{D_{les}}{D_i}\right]$$

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

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

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

$$R_s = \frac{D_{les}}{2\lambda_s} \cdot Ch^{-1}\left(\frac{2H}{D_{les}}\right)$$

$$R_{totale} = \sum_{i=1}^5 R_i = R_{conv} + R_p + R_{rev} + R_{les} + R_s \quad (IV-1)$$

$$R_{totale} = \left[\frac{1}{h} \cdot \frac{D_{les}}{D_i} \right] + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_p} \cdot \ln \left(\frac{D_e}{D_i} \right) + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_{rev}} \cdot \ln \left(\frac{D_{rev}}{D_e} \right) + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_{les}} \cdot \ln \left(\frac{D_{les}}{D_{rev}} \right) + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_s} \cdot Ch^{-1} \left(\frac{2 \cdot H}{D_{les}} \right)$$

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

$$Ug = \frac{1}{\sum R_i} = \frac{1}{R_{conv} + R_p + R_{rev} + R_{les} + R_s} \quad (IV-2)$$

IV -2-2 / Cas d'un Pipe immergé

Le flux de chaleur radial à travers les cylindres concentriques de conductivité différente (gazoduc + revêtement+lestage) se rencontre dans de nombreuses installations industrielles, un Pipe revêtu transportant un fluide chaud (relativement) et exposé à un milieu froid, un des problèmes type (**Fig. IV-2**). Si la conduite est relativement longue, la direction d'écoulement à travers la paroi, serait radiale

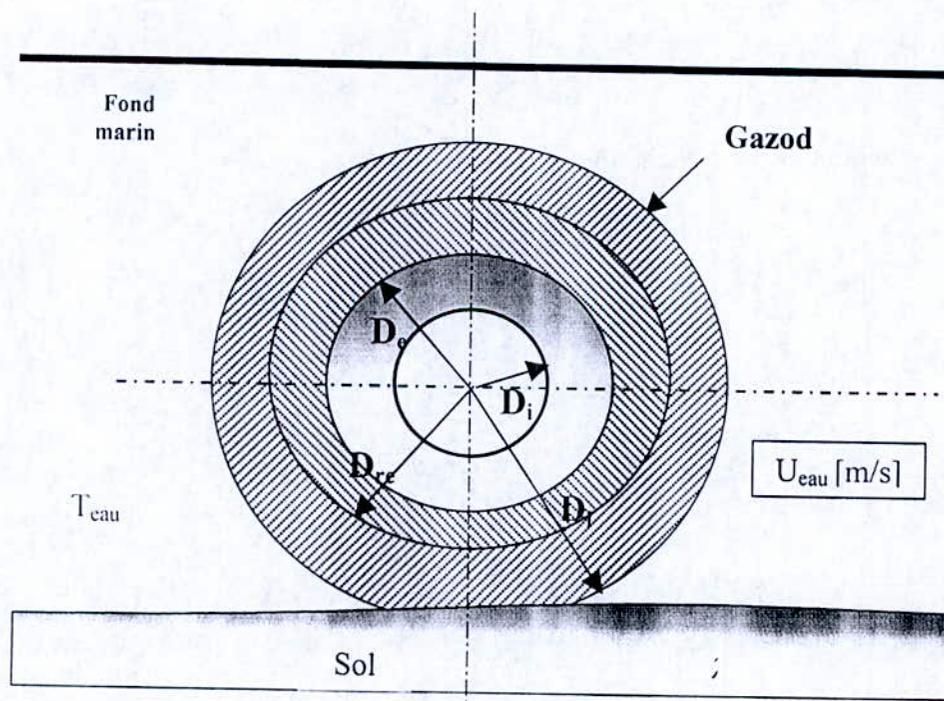


Fig IV -2/ Schemama d'un gazoduc immergé

Où :

h_{mer} : Coefficient de convection pour l'eau de mer

T_{mer} : Température de l'eau de mer

Re_{eau} : Le nombre de Reynolds de l'eau

Pr : Le nombre de Prandtl

ρ_{eau} : La Densité de l'eau

μ_{eau} : La viscosité dynamique de eau

Et Pour exprimer les flux de chaleur par rapport à la surface externe S_{les} , on multiplie (5), (6),

(7), (8) et (9) par $\left(\frac{D_{rev}}{D_{les}}\right)$. Et par analogie on trouve :

$$R_i = \left[\frac{1}{h_i} \cdot \frac{D_{les}}{D_i} \right];$$

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

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

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

$$R_{mer} = \frac{1}{h_{mer}}$$

Où :

R_i : représente La résistance dans la section (fluide – paroi interne du pipe)

R_{mer} : représente La résistance dans la section (paroi externe du lestage–eau de mer)

D'où la résistance totale serait :

$$R_{totale} = \sum_{i=1}^5 R_i = R_i + R_p + R_{rev} + R_{les} + R_{mer} \quad (IV-3)$$

Et la conductance globale du transfert de chaleur Ug est :

$$Ug = \frac{1}{\sum R_i} = \frac{1}{R_i + R_p + R_{rev} + R_{les} + R_{mer}}$$

Donc le coefficient global transfert de chaleur est:

$$U_g = \frac{1}{\left[\frac{1}{h} \cdot \frac{D_{les}}{D_i} \right] + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_p} \cdot \ln \left(\frac{D_e}{D_i} \right) + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_{rev}} \cdot \ln \left(\frac{D_{rev}}{D_e} \right) + \frac{D_{les}}{2 \cdot \lambda_{les}} \cdot \ln \left(\frac{D_{les}}{D_{rev}} \right) + \frac{1}{h_{mer}}} ; \text{(IV-4)}$$

IV -3 / 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 **Sieder-Tate** [15] :

$$Nu = 0.026 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{0.3} \quad , \quad \frac{L}{D_i} \geq 50 \quad ; Re \geq 10^4 .$$

$$h = \frac{Nu \cdot \lambda_f}{D_i} = \frac{0.026 \cdot Re^{0.8} \cdot Pr^{1/3} \cdot \lambda_f}{D_i} \quad \text{(IV-5)}$$

$$Re = \frac{D_i \cdot V}{\nu_f} \quad ; \quad Nu = \frac{h \cdot D_i}{\lambda_f} \quad ; \quad Pr = \frac{\mu_f \cdot Cp}{\lambda_f}$$

Nu : Nombre de **Nusselt** ;

Pr : Nombre de **Prandtl** ;

Re : nombre de **Raynolds**.

V : Vitesse du Gaz

ν_f : Conductivité Thermique du Gaz Naturel

IV-4/ Détente de joule Thomson :

Considérant un gaz provenant d'un réservoir à la pression P_1 constante qui s'écoule lentement à l'extérieur en se détendant à travers un tampon AB dans un tube soigneusement calorifugé, en mesurant la température du gaz à la sortie du tampon, on constate pour tous les gaz autres que l'hydrogène et l'hélium, que la température de sortie est inférieurs à celle d'entrée. Par exemple le gaz CO_2 avec une détente de $P_1 = 2\text{atm}$ jusqu'à $P_2 = 1\text{atm}$, le gaz se refroidie et sa température chute de $20\text{ }^\circ\text{C}$.

Le premier principe pour un système ouvert en régime permanent exprime que la détente d'un gaz réel sans échange de chaleur avec l'extérieur est isentropique

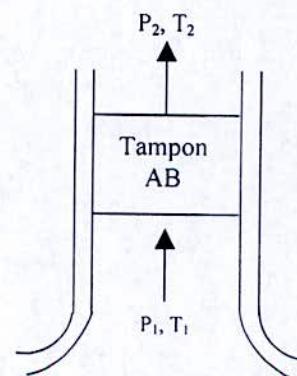
$$P_1 V_1 - P_2 V_2 = U_2 - U_1 + \frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2}$$

En négligeant la variation de l'énergie cinétique on a :

$$H_2 = H_1$$

Pour les gaz réels, on observe une variation de température au cours des détentes isentropiques, on définit un coefficient

$$\mu_{J-T} = \left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H$$



On peut relier le coefficient **Joule Thomson** aux dérivées partielles de la fonction enthalpie en écrivant :

$$dH = \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T dP + \left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P dT = 0 ;$$

D'où l'on tire

$$\left(\frac{\partial T}{\partial P} \right)_H = \frac{\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_T}{\left(\frac{\partial H}{\partial T} \right)_P} = \mu_{J-T}$$

$$\text{Or } \left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_p = C_p \Rightarrow \mu_{J-T} = \frac{\left(\frac{\partial H}{\partial P} \right)_p}{C_p} \quad (1)$$

Les relations précédentes sont générales et s'appliquent non seulement aux gaz, mais aussi aux liquides pour lesquels on observe également l'effet J-T.

On a la relation [12] :

$$\left(\frac{\partial h}{\partial P} \right)_T = v - T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p \quad (2)$$

On substitue (2) dans 1, on obtient :

$$\mu_{J-T} = \frac{T \left(\frac{\partial v}{\partial T} \right)_p - v}{C_p}$$

Si l'on fait intervenir le facteur de compressibilité, l'expression de J-T devient :

$$\mu_{J-T} = \frac{\frac{R.T^2}{P} \left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p}{C_p} ; \text{(IV-5)}$$

$\left(\frac{\partial Z}{\partial T} \right)_p$ Est calculé par une relation établie par **Berthlot** [14], ou interviennent la température et la pression :

$$Z(P,T) = 1 + \frac{9}{128} \cdot \frac{P}{P_c} \cdot \frac{T_c}{T} \cdot \left(1 - \frac{6.T_c^2}{T^2} \right) \quad ; \text{(IV-6)}$$

$$C_p = C_{p_0} + \frac{1.63 \cdot 10^5 P}{T^{2.5}} \quad [\text{J/mole} - \text{K}^\circ]$$

C_{p_0} : Chaleur spécifique des gaz parfaits [J/mole – K°] ;

P : Pression [bar] ;

T : Température [K°].

Remarque :

Le coefficient de **Joule Thomson** dépend de la température et de la pression initiales. Si on maintient les conditions P_1, T_1 constant de l'expression précédente et on fasse varier P_2 , le refroidissement ou le réchauffement du gaz varie suivant les cas, on peut représenter les différents états du fluide après détente sur un diagramme P-T (**Fig. IV -3**).

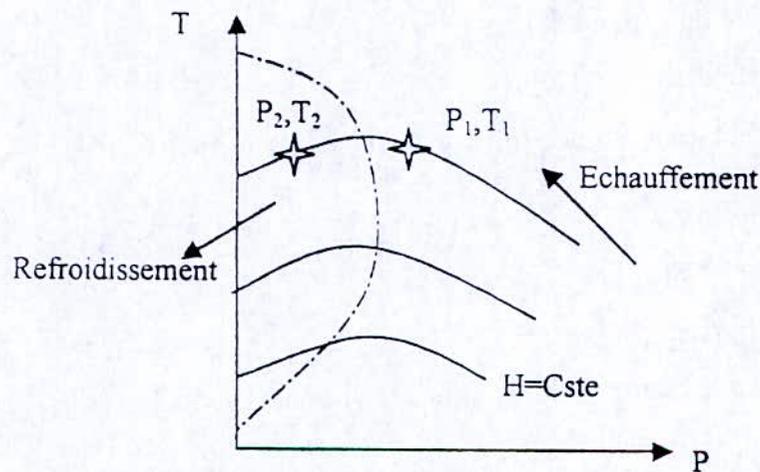


Fig. IV -3 / Courbe Isenthalpique

La pente en un point de chacune des isenthalpiques, représente le coefficient de Joule Thomson $\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H$ et le lieu des maximums est celui des températures d'inversion, à gauche de ces courbes $\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H \geq 0$ c-a-d, qu'à une diminution de pression correspond une diminution de température, c'est la région de refroidissement par détente isenthalpique, à droite de la courbe $\left(\frac{\partial T}{\partial P}\right)_H \leq 0$ c'est la région de l'échauffement.

Il existe donc une température qui sépare le refroidissement de l'échauffement : c'est la température d'inversion.

IV-5 / 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 [4]:

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot Cp_m \cdot (T_2 - T_1) + \dot{m} \cdot g \cdot (Z_2 - Z_1) + \dot{m} \cdot \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right); \text{(IV-7)}$$

\dot{Q} : Chaleur perdue au cours de l'écoulement [W] ;

$Cp_m = \frac{Cp_1 + Cp_2}{2}$: Chaleur spécifique moyenne [J/Kg. °K] ;

T1 : température du départ [°K] ;

T2 : température d'arrivée [°K] ;

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

\dot{m} : Débit du gaz [Kg/s] ;

V1 : Vitesse du départ [m/s] ;

V2 : Vitesse d'arrivée [m/s].

La chaleur échangée entre le fluide milieu environnement est :

$$\dot{Q} = -U_g \cdot \pi \cdot D_{les} \cdot \Delta L \cdot (T_{moy} - T_s); \text{(IV-8)}$$

$$T_{moy} = \frac{T_2 + T_1}{2} \quad \text{et} \quad U_g = \frac{Ug_1 + Ug_2}{2}$$

U_g : Conductance globale moyenne [j/m².s.°K] ;

D_{les} : diamètre du lestage ;

ΔL : Longueur intérieure de la conduite [m] ;

T_s : température de l'environnement [°K]

On fait l'égalité entre (IV-7) et (IV-8), on obtient :

$$\dot{m} \cdot Cp_m \cdot (T_2 - T_1) + \dot{m} \cdot g \cdot (Z_2 - Z_1) + \dot{m} \cdot \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right) = -U_g \cdot \pi \cdot D_{les} \cdot \Delta L \cdot (T_{moy} - T_s)$$

On obtient alors :

$$T_2 = \frac{W \cdot (2 \cdot T_s - T_1) + \dot{m} \cdot \left(C_{p_m} \cdot T_1 - \left(\frac{V_2^2}{2} - \frac{V_1^2}{2} \right) - g \cdot (Z_2 - Z_1) \right)}{\dot{m} \cdot C_{p_m} + W}$$

$$W = \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot D_{les} \cdot \Delta L \cdot U_g$$

Cette équation se résout par itération, on propose une température d'arrivée $T_2 = T_2'$, puis on calcule C_{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.

Après convergence, on introduit le coefficient de **Joule Thomson** qui représente le refroidissement par détente.

$$T_{2réel} = T_2 - \mu_{j-t} \cdot (P_1 - P_2)$$

μ_{j-t} Coefficient de **Joule Thomson** [°K/bar]

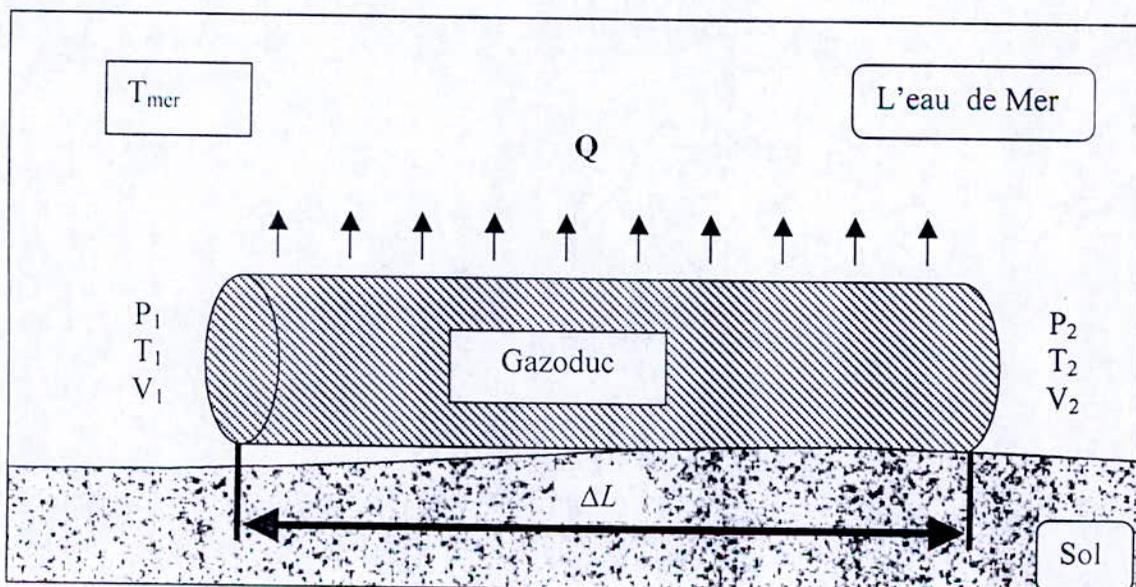


Fig. IV -4 / Echange de chaleur avec l'environnement.

Chapitre V:

*Écoulement du Gaz dans
une Conduite Cylindrique*

Chapitre V : Ecoulement du gaz dans une conduite cylindrique :

V -1/ 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, C_p, S) et des caractéristiques géométriques de la conduite (son diamètre intérieur et le profil du parcours).

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 [1].

$$dp + \rho \cdot u \cdot du + \rho \cdot g \cdot dh + \lambda \cdot \left(\frac{\rho \cdot u^2}{2 \cdot D} \right) \cdot dx = 0 \quad ; \quad (\text{V-1})$$

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.

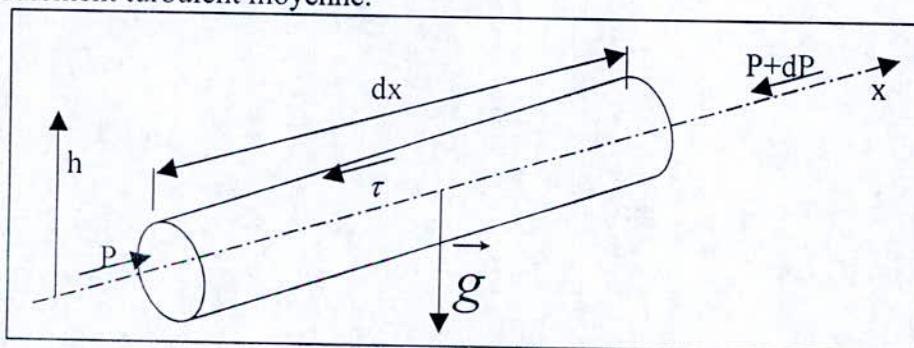


Fig. V -1 / Schéma des forces appliquées à un fluide Compressible dans une conduite

V -2/ 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 :

- ✓ force de pression sur la surface amont P.S ;
- ✓ force de pression sur la surface aval $-\left(\rho + \frac{dp}{dx} \cdot dx\right) \cdot S$;
- ✓ force de pesanteur $-g \cdot \frac{dh}{dx} \cdot dm$;
- ✓ force de surface due à la contrainte tangentielle τ , on admet que τ suit la loi de Poiseuille

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

μ : Viscosité dynamique ;

n : Normale au tube dirigée vers l'intérieur.

On applique le principe fondamental de la dynamique

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

On arrive à :

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

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 :

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

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

Etant donné que :

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

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

Chapitre V : Ecoulement du Gaz dans une Conduite Cylindrique

Donc :

$$\rho \cdot u \cdot \frac{du}{dx} + \rho_0 \cdot g \cdot \frac{p}{p_0} \cdot \frac{T_0}{T} \cdot \frac{Z_0}{Z} \cdot \frac{dh}{dx} + \frac{8}{\pi^2} \cdot \rho_0 \cdot \frac{P_0}{P} \cdot \frac{T}{T_0} \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot \frac{Z}{Z_0} + \frac{dp}{dx} = 0$$

Moyennant trois hypothèses complémentaires

- écoulement isotherme : $T = T_m$;
- Z et λ 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 :

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

L'équation peut se mettre sous la forme :

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

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

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

$$\text{Mettons : } A \cdot P^2 + B = Y \quad \Rightarrow \quad P^2 = \frac{Y - B}{A} \quad \Rightarrow \quad \frac{dP^2}{dx} = \frac{1}{A} \cdot \frac{dY}{dx}$$

$$\text{Remplaçant dans (1)} \Leftrightarrow \frac{1}{A} \cdot \frac{dY}{dx} + Y = 0 \quad \Rightarrow \quad \frac{dY}{dx} = -A \cdot Y \quad \Rightarrow \quad \frac{dY}{Y} = -A \cdot dx$$

$$\text{Après intégration on a : } \ln Y = -A \cdot x + c \quad \Rightarrow \quad Y = K \cdot e^{-A \cdot x} \quad \text{avec } K \text{ cste arbitraire}$$

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

$$\text{pour : } x = 0 \quad P_1^2 = \frac{K}{A} - \frac{B}{A} \quad (2)$$

$$x = L \quad P_2^2 = \frac{K}{A} \cdot e^{-A \cdot L} - \frac{B}{A} \quad \Rightarrow \quad e^{A \cdot L} \cdot P_2^2 = \frac{K}{A} - \frac{B}{A} \cdot e^{A \cdot L} \quad (3)$$

$$(2)-(3) \Rightarrow P_1^2 - e^{A \cdot L} \cdot P_2^2 = \frac{B}{A} \cdot (e^{A \cdot L} - 1) \quad \Rightarrow \quad (P_1^2 - e^{A \cdot L} \cdot P_2^2) \cdot \frac{A}{(e^{A \cdot L} - 1)} = B$$

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

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

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

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

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

V -3 / 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.

1. Régime turbulent lisse [8] :

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

- $\lambda = 0.316.Re^{-\frac{1}{4}}$ **Blasius** $2300 < Re \leq 10^5$ $\varepsilon/d < 10^{-3}$
- $\lambda = 0.00332 + 0.221.Re^{0.237}$ **Nikuradsé** $10^5 < Re \leq Re_1$ $\varepsilon/d < 10^{-3}$

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

- $\lambda = 0.0103 + 1.59.Re^{-0.44}$ **Renouard** $10^4 \leq Re \leq 10^7$
- $\lambda = 0.121.(Re)^{-0.15}$ **Drew et Joner** $5.10^5 \leq Re \leq 5.10^7$
- $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 2.\log(Re.\sqrt{\lambda}) - 0.8 = 2.\log\left(\frac{Re.\sqrt{\lambda}}{2.51}\right)$ **Karman - Prandtl** $Re \geq 10^5$.

2. Régime turbulent rugueux [8] :

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.

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

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

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

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

$5 \cdot 10^{-7} \leq \frac{\varepsilon}{D} \leq 5 \cdot 10^{-2} ; \quad 400 \leq Re \leq 10^8$

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

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

• $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.737 \cdot \ln \left(\frac{5.72}{Re^{0.9}} + \frac{\varepsilon}{3.707 \cdot D} \right)$ **Jain – Swami(1976)** $10^{-6} \leq \frac{\varepsilon}{D} \leq 10^{-2}$

- $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = 1.563 \cdot \ln \left[\frac{Re}{0.135 Re \cdot \frac{\varepsilon}{D} + 6.5} \right]$ **Round (1980)** $4000 \leq Re \leq 10000$

- $\lambda = 1375 \cdot \left[1 + \left(2.10^4 \cdot \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re} \right)^{1/3} \right]$ **Moody (1947)** $4000 \leq Re \leq 10^7$

- $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1.737 \cdot \ln \left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} - \frac{2.18}{Re} \cdot \ln \left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} - \frac{2.18}{Re} \cdot \ln \left[\frac{\frac{\varepsilon}{D}}{3.7} + \frac{145}{Re} \right] \right] \right]$ **Zirrang-Sylvestre (1982)**
 $\frac{\varepsilon \cdot Re \cdot \sqrt{\lambda}}{D} > 100$

3. Régime complètement rugueux [8] :

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

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

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

- $\lambda = \frac{0.0941}{D^{1/3}}$ D en mm **Weymouth**

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

- $\lambda = \frac{0.03831}{D^{0.1425}}$ D en mm.

4. corrélation applicable a tous les régimes [8] :

• $\lambda = 2.0 \left[\left(\frac{8}{\text{Re}} \right)^{12} + \frac{1}{(A+B)^{1.5}} \right]^{1/2}$ **Cherchil (1977)**

•

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

V -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 [14]:

$Q_0 = K \cdot \frac{T_0}{P_0} \cdot \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) \cdot D^5}{G \cdot T_m \cdot Z_m \cdot L} \right]^{0.5} \cdot \left(\frac{1}{\lambda} \right)^{0.5}$; (V-3)

G : Densité du gaz ;

K : Constante qui dépend des unités utilisées ;

Nous allons présenter celles qui sont couramment utilisées :

1. équation De WEYMOUTH [14]:

$\lambda = 0.0938 \cdot \frac{1}{D^{1/3}}$ D 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

Chapitre V : Ecoulement du Gaz dans une Conduite Cylindrique

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

$$Q = 633.12 \cdot \frac{T_0}{P_0} \cdot \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) D^{16/3}}{G \cdot T_m \cdot Z_m \cdot L} \right]^{0.5}$$

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

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

L distance (Km) , D : diamètre interne de la conduite (cm) .

2. équation de PANHANDLE [14]:

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

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

3. équation de RENOARD [14]:

$$\lambda = 10.3 \cdot 10^{-3} + 159 \cdot \text{Re}^{-0.44} \quad \text{Où } \lambda = 0.172 \cdot \text{Re}^{-0.18}$$

On remplaçons 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.

Remarque :

L'équation d'écoulement présentée permet de calculer pourvu que les autres soient connues, l'une des variables suivantes :

- Débit en volume ;
- Perte de charge ;
- Pression en amont ou en aval.
- Diamètre de la conduite ;
- Longueur du tronçon.

V -5 / Pertes de charges singulières :

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

Chapitre VI :

Calcul Economique

Chapitre VI : CALCUL ECONOMIQUE

VI-1/ Introduction

Le critère utilisé pour procéder à une comparaison économique des différentes solutions du projet de transport du gaz par canalisation, est celui de la valeur globale actualisée des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation durant la période d'amortissement du projet, soit 20 ans.

Pour chaque solution, les coûts d'investissements et les coûts annuels d'exploitation sont actualisés, puis additionnés pour produire un chiffre unique, appelé « la valeur globale actualisée » ainsi la solution qui présente la valeur globale actualisée minimale est évidemment la plus avantageuse du point de vue économique elle sera donc considérée comme la solution optimale.

Il est noter que toutes les dépenses ont été évaluées en dollars afin de faciliter la comparaison entre les différentes solutions.

VI-2. Etapes de l'étude économique [12]

Pour bien définir les étapes de l'étude économique, les différents éléments constitutifs des coûts d'investissements et des coûts d'exploitations ainsi que les formulations, nous permettant de les estimer sont précisées dans ce qui suit :

VI-2 -1/ Investissement :

Il existe plusieurs façons de définir un investissement. Le plus souvent, cette expression évoque l'acquisition de moyen de production tels que les bâtiments ou les équipements. Mais il est plus intéressant d'utiliser cette notion de manière plus large, afin de pouvoir y inclure à côté des investissements industriels, toutes sorties de fonds de l'entreprise susceptible de permettre l'apparition de recettes futures dont le total sera supérieur au décaissement initial,, correspondant au coût de l'investissement. Les dépenses d'investissements peuvent être classées en trois catégories distinctes qui sont :

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

VI -2-1-1 / 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: X65 pour notre étude dont son prix est évalué à 800\$ la tonne.
- ✓ 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.
- ✓ La fabrication des tubes (l'usine d'**EL Hadjar**) : le coût de fabrication revient à 3 % du prix de l'acier.

Pour le cas d'une canalisation en acier de nuance X65, ayant un diamètre de 24 pouces et une épaisseur normalisée qui varie, à partir des tables de normalisation API, on tire la masse métrique du tube choisi, connaissant la longueur de la canalisation (5 km) et sans oublier de majorer cette longueur de 3 % on obtient le coût des tubes de la manière suivante :

$$C_{tube} = (1.03)_{fabrication} * (1.03)_{longueur} * (masse, métrique) * L * 5000 * 609.6$$

• Coût de 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.

• 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..

VI -2-1-2/ 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 10 % des coûts directs hors tubes.

VI -2-1-3/ 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.

VI -2-2/ ESTIMATION DES CHARGES D'EXPLOITATIONS [11]

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.

VI -3/ Coût moyen de transport actualisé [11]

Approche de l'actualisation

Le calcul économique réalisé sur la durée de vie du projet, est basé sur la méthode d'actualisation, celle-ci permet de ramener les dépenses (d'investissement et d'exploitation) calculé sur cette période à la même année de base (année de référence). Ce qui nous amène à déterminer un coût de revient économique unitaire actualisé sur la période d'exploitation.

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

Le problème posé par l'actualisation est donc celui de la comparaison de sommes d'argent reçues ou dépensées à des dates différentes.

Si une somme C de capital immédiatement disponible sur n années, la procédure de l'actualisation à l'année devient :

C (à l'année n) = $C * (1 + i)^{-n}$, elle est appelée la valeur actuelle et $(1 + i)^{-n}$ est appelé le coefficient d'actualisation.

Une fois la notion d'actualisation déterminée, on peut calculer le coût de revient économique actualisé.

Le coût moyen de transport actualisé est donné par la formule suivante :

$$C_{act} = \frac{\sum D_{act}}{\sum Q_{act}}$$

C_{act} : coût moyen de transport actualisé.

D_{act} : la somme des frais d'exploitation et les frais de remboursement actualisée.

Q_{act} : quantité additionnelle transportée actualisée.

$$\sum D_{act} = D_0 + \frac{D_1}{(1+i)} + \frac{D_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{D_n}{(1+i)^n}$$

$$\sum Q_{act} = Q_0 + \frac{Q_1}{(1+i)} + \frac{Q_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{Q_n}{(1+i)^n}$$

Avec : D_n : frais d'exploitation à l'année n.

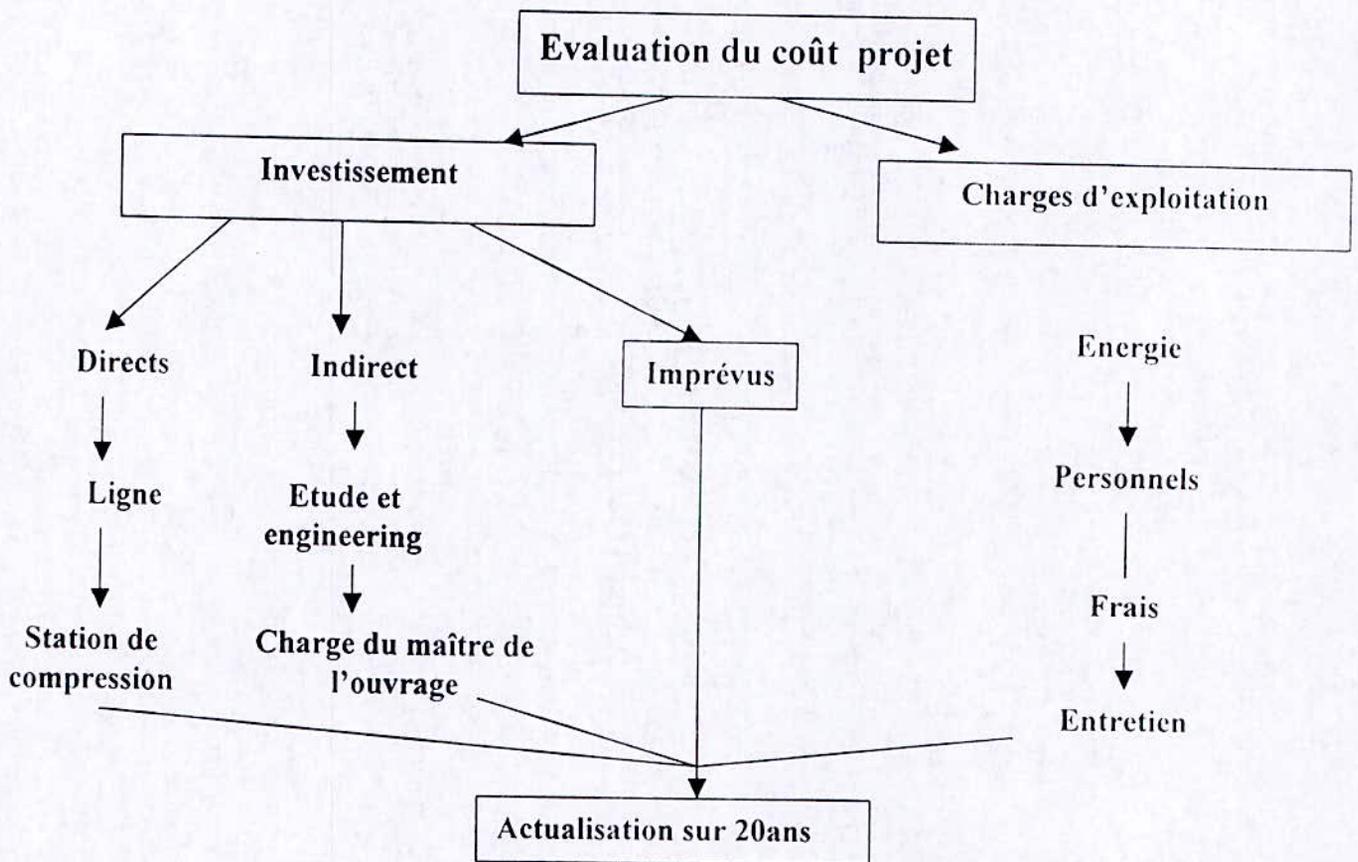
Q_n : la quantité transportée à l'année n.

i : taux d'actualisation.

Nous supposons dans notre étude le temps divisé en périodes élémentaires, à chaque période nous associerons un indice n, nous raisonnerons en prenant comme période unitaire l'année, et par convention, nous appellerons année 0 l'année présente. On prendra pour i la valeur de 10 % et la durée d'actualisation sur 20 ans.

VI -3/ Organigramme des dépenses

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



Chapitre VII :

Données de Base

Introduction :

L'ensemble des données techniques et économiques relatives au projet **MEDGAZ**, sont regroupées dans ce chapitre, ainsi que le tracé de la canalisation, la composition chimique des différents gaz transportés et les caractéristiques climatique du fond marin de la Méditerranée,

VII-1 / Base d'étude économique :

VII-1 -1/ Coût tube :

Le coût direct du tube offshore sont basés sur les coûts de réalisation des derniers projets

- **Base de :**
 - 800 \$/Tonne nuance X65
 - Coût enrobage tube 2 \$"/ml
 - Pour une épaisseur du tube > 32mm le prix du pipe est doublé (épaisseur non conventionnelle)
 - Coût revêtement en béton (lestage) 1.5 \$"/ml, pour des profondeurs <600m

- **Protection cathodique**

520Kg/unité

Coût 2.6 \$/Kg

- **Travaux :**

Types de berge :

Utilisation de deux types de berge selon la profondeur de pose
(<600 m et > 600 m de Profondeur)

Poseur de pipe : 13 M\$ Coût journalier : 0.5 M\$ Remorqueur : 16 M\$ par poseur de pipe. Avancement des travaux :

3 Km/j pour la pose en profondeur < 600 m

1 Km/j pour la pose en profondeur > 600m

Préparation de la route 73000 \$/j

- ✓ Etude : 10% du coût de pipe et travaux
- ✓ Gestion : 5% du coût de pipe et travaux
- ✓ Développement : 10% du coût de pipe et travaux
- ✓ Imprévus : 15% du coût de pipe et travaux

VII-1 -2/COÛTS INDIRECTS

Evalués à 10% des Coûts directs hors tube et exprimés en Dinars

VII-1 -3/COÛTS IMPRÉVUS

Evalués à 10% des coûts directs hors tube

VII-2/ Profil du Pipe :

Le gazoduc MEDGAZ a pour départ, le Centre National de Dispatching Gaz (CNDG), ou bien le futur CMDG, et pour destination l'Espagne, en traversant la méditerranée puis de Almeria jusqu'à la frontière française.

Le tracé de la section offshore où se concentre notre étude, a été établi par les topographes, tout en essayant d'avoir un tracé aussi rectiligne que possible en évitant les zones difficiles, et à éviter les profondeurs qui dépassent la capacité des berges de pose 2400 m environ.

Le profil en long se résume dans le tableau suivant

Tableau(VII-1) / Les PK du gazoduc MEDGAZ

PK	Distance (Km)	Profondeur (m)	PK	Distance (Km)	Profondeur (m)
1,00	0,00	0,00	21,00	105,00	-2080,00
2,00	5,00	-80,00	22,00	110,00	-1960,00
3,00	10,00	-105,00	23,00	115,00	-1950,00
4,00	15,00	-115,00	24,00	120,00	-1945,00
5,00	20,00	-150,00	25,00	125,00	-1905,00
6,00	25,00	-280,00	26,00	130,00	-1830,00
7,00	30,00	-330,00	27,00	135,00	-1780,00
8,00	35,00	-390,00	28,00	140,00	-1605,00
9,00	40,00	-425,00	29,00	145,00	-1390,00
10,00	45,00	-480,00	30,00	150,00	-1290,00
11,00	50,00	-525,00	31,00	155,00	-1105,00
12,00	55,00	-660,00	32,00	160,00	-1005,00
13,00	60,00	-760,00	33,00	165,00	-800,00
14,00	65,00	-1150,00	34,00	170,00	-600,00
15,00	70,00	-1350,00	35,00	175,00	-305,00
16,00	75,00	-1705,00	36,00	180,00	-90,00
17,00	80,00	-1890,00	37,00	185,00	-60,00
18,00	85,00	-2005,00	38,00	190,00	-50,00
19,00	90,00	-2090,00	39,00	195,00	-30,00

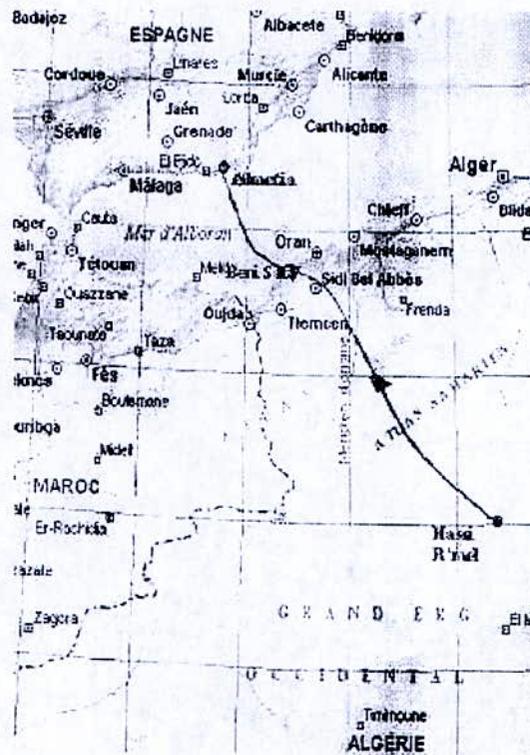


Fig. (II-1)/ tracé du gazoduc MEDGAZ

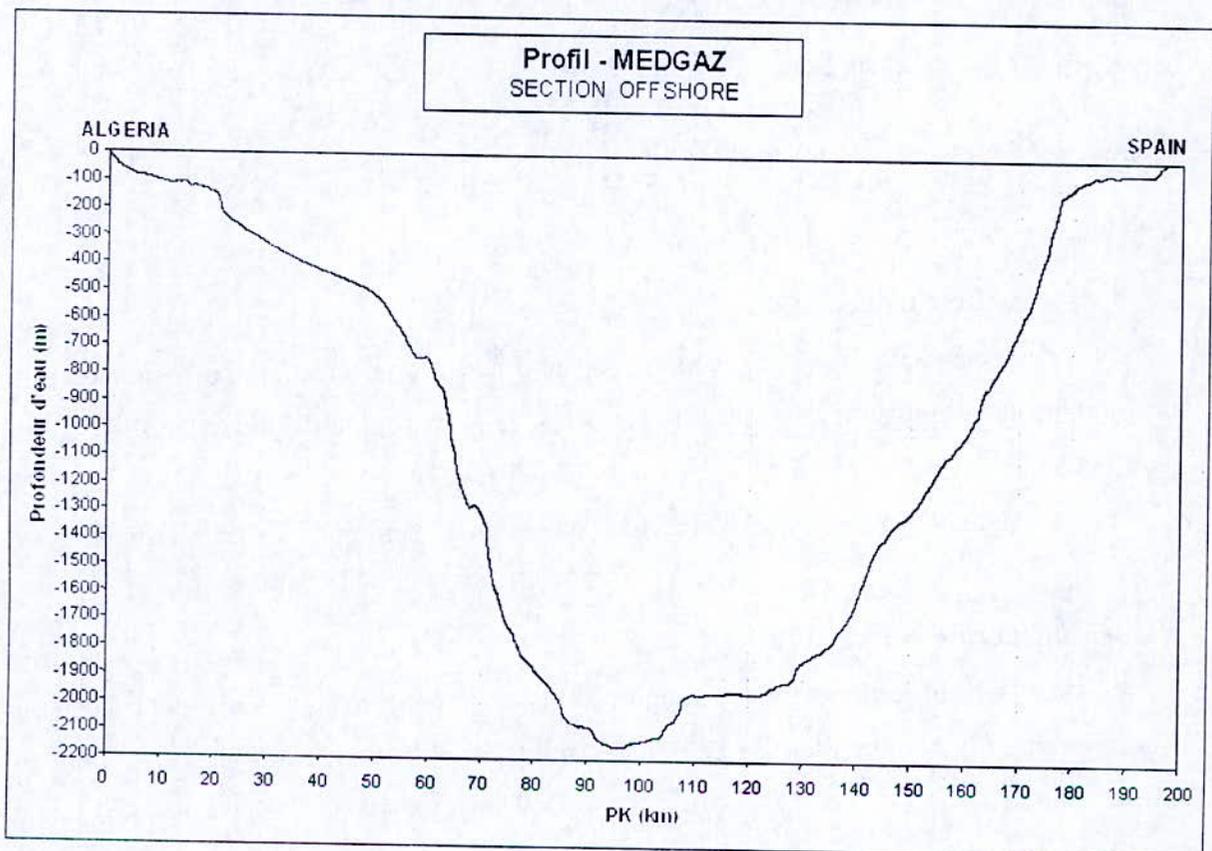


Fig. (II-2)/ Le profile en long du MEDGAZ le long de l'itinéraire

VII -3 / Caractéristiques du tube :

Diamètre utilisé	: 24 '' = 609,6 mm ;
Longueur du tronçon	: L = 197,1 Km ;
Profondeur maximale de l'eau de mer	: h = 2200 m
Profondeur de l'enterrement	: H = 1 m ;
Longueur d'enterrement	: 5 Km ,
Pression maximale de service PMS	: 207,5 bars = 20,75 MPa ;
Nuance de l'acier	: API-5L-X65
Limite élastique de l'acier	: 448 MPa ;
Résistance a la rupture	: 530 MPa ;
Tolérance sur les épaisseurs	: 8% sur l'épaisseur calculée
Taux de corrosion	: 0,25 mm/an ;
Coefficient de sécurité pour la contrainte tangentielle	[20]
Pour $h < 100$ m	: $\eta = 0.72$
$100\text{m} < h < 2200\text{m}$: $\eta = 0.5$
Conductivité moyenne du sole	: $\lambda_s = 1.05$ W/mK
Conductivité moyenne du revêtement	: $\lambda_{rev} = 0.3$ Kcal/h.m.K
Conductivité moyenne de l'acier	: $\lambda_p = 45$ Kcal/h.m.K

Remarque :

La nuance X65 est choisie pour son aptitude à résister à la corrosion en grande profondeur, ainsi que son coût qui est moins que le X70, et aussi la soudabilité en mer en Cas d'entretien

La longueur et Profondeur d'enterrement ne consternent que les Zones côtières

VII-4 / Facteur de marche [15]:

Il est défini comme étant le rapport entre le nombre de jours de fonctionnement de l'installation et le nombre de jours de l'année, soit 91%, L'installation fonctionne donc 7972 heures par an.

VII-5 / caractéristique du gaz naturel :

Dans notre études nous envisageons deux types de gaz a évacuer, celui du gisement de Hassi R'mel, et le gaz venant des champs de ALRAR par les lignes GR1/GR2 de caractéristiques différentes,

VII-5-1 / Caractéristique du gaz de Hassi R'mel

VII-5-1-1/ Caractéristiques Chimiques du gaz de Hassi R'mel :

Tableau (VII-2) / Composition chimique du gaz de Hassi R'mel

composition	% Yi	Mi [Kg/mole]	% YiMi	Zi	ρ_i [Kg/m3]	%Yipi
gaz carbonique CO2	0,23	44,01	10,1223	0,9933	1,950	0,4484
Azote CN2	5,33	28,013	149,30929	0,9995	1,233	6,5729
Méthane C1	83,46	16,043	1338,94878	0,9976	0,708	59,0555
Ethane C2	7,82	30,069	235,13958	0,99	1,336	10,4506
Propane C3	2,05	44,096	90,3968	0,9788	1,982	4,0636
Iso Butane iC4	0,32	58,123	18,59936	0,9683	2,641	0,8452
Normal Butane nC4	0,49	25,123	12,31027	0,9572	1,155	0,5659
Iso pentane iC5	0,11	72,151	7,93661	0,937	3,388	0,3727
Normal epentane nC5	0,12	72,151	8,65812	0,9184	3,457	0,4148
Hexane et sup C6+	0,07	86,177	6,03239	0,89	4,260	0,2982

Avec :

Zi : facteur de compressibilité du composant ;

Yi : pourcentage moléculaire du composant ;

Mi : masse molaire du composant ;

ρ_i : masse volumique du composant.

VII-5-1-2/: Caractéristiques Physiques du gaz de Hassi R'mel

La masse molaire du mélange est :

$$M = \frac{\sum M_i}{100} \rightarrow M = 19.06 \text{ Kg/KMole.}$$

La densité par rapport à l'air est :

$$D = \frac{M}{M_{air}} = 0.6617$$

La masse volumique :

$$\rho_{Mélange} = \sum \rho_i \cdot Y_i = 0.8544 \text{ [Kg/m}^3\text{]}$$

Avec : $\rho_i = \frac{P}{R.T} \cdot \frac{M_i}{Z_i}$, P, et T aux conditions normales, R=8.314

Viscosité (au conditions normales de transport) : $\mu = 0.0125$

Coordonnées pseudo – critique :

Chaque constituant du gaz naturel a sa propre pression critique P_{ci} , sa propre température critique T_{ci} et son facteur de compressibilité critique Z_{ci} , Ces valeurs correspondent au point ou le constituant passe de l'état vapeur à l'état liquide et vice versa sans passer par l'état di phasique, Pour le mélange on obtient des grandeurs pseudo – critiques comme suit :

$$P_c = \frac{\sum 100.Y_i.P_{ci}}{100} \quad T_c = \frac{\sum 100.Y_i.T_{ci}}{100} \quad Z_c = \frac{\sum 100.Y_i.Z_{ci}}{100}$$

avec :

P_c : pression pseudo critique du mélange ;

T_c : température pseudo – critique,

Z_c : facteur de compressibilité critique.

Les températures, pression et facteur de compressibilité critiques des composants du gaz de Hassi R'mel sont présentés dans le tableau Ci-après :

Tableau (VII-3)/ Température, pression et facteur de compressibilité des composant

Du gaz de Hassi R'mel composition	% Yi	Pci [bar]	Tci [°K]	Zci
CH4	83,46	45,99	190,55	0,284
C2H6	7,82	88,8	305,43	0,284
C3H8	2,05	42,5	369,82	0,281
i-C4H10	0,32	36,48	408,13	0,283
n-C4H10	0,49	37,97	425,16	0,273
i-C5H12	0,11	33,81	460,39	0,27
n-C5H12	0,12	33,69	469,6	0,268
n-C6H14	0,07	30,12	507,3	0,266
N2	5,33	33,94	126,2	0,289
He	-	2,27	5,19	0,301
CO2	0,23	73,76	304,19	0,275

Nous obtenons alors

Pc [bar]	Tc [°K]	Zc
45.284	202,54	0,2841

Pouvoir calorifique :

$$PCI = \frac{\sum Yi - PCIi}{100}$$

$$PCS = \frac{\sum Yi - PCSi}{100}$$

Avec

PCI : Pouvoir calorifique inférieur ;

PCS : pouvoir calorifique supérieur.

Le PCI et PCS des composants du gaz de **Hassi R'mel** sont présentés dans le tableau ci dessous :

Tableau (VII-4)/ Chaleur spécifique et pouvoir calorifique des constituants du gaz

composant	Cpi [j/Kg,°K]	PCIi [KW,h/m3]
CH4	2221,91	9,973
C2H6	1446,77	17,89
C3H8	1665,51	25,874
i-C4H10	1664,07	34,266
n-C4H10	1674,68	34,42
i-C5H12	1645,05	34,191
n-C5H12	1664,44	44,179
n-C6H14	1658,93	54,013
N2	1036,15	-
He	5194,72	-
CO2	843,57	-

En appliquant la loi des mélanges on obtient pour le gaz de Hassi R'mel le pouvoir calorifique suivant :

$$PCI = 38295,36 \text{ [KJ/m}^3\text{]}$$

VII-5-2 / Caractéristique du gaz de GR1/GR2 :

VII-5-2-1 / Caractéristiques chimiques du gaz de GR1/GR2 :

Si on procède de la même façon que pour le gaz de Hassi R'mel on arrive aux résultats représentées ci-après ;

Tableau (VII-5)/ Composition chimique du gaz de GR1/GR2

composition	% Yi	Mi [Kg/mole]	% YiMi	Zi	pi [Kg/m3]	%Yipi
gaz carbonique CO2	1,95	44,01	85,8195	0,9933	1,950	3,8015
Azote CN2	1,03	28,013	28,85339	0,9995	1,233	1,2702
Méthane C1	83,96	16,043	1346,97028	0,9976	0,708	59,4093
Ethane C2	10,86	30,069	326,54934	0,99	1,336	14,5133
Propane C3	1,86	44,096	82,01856	0,9788	1,982	3,6870
Iso Butane iC4	0,13	58,123	7,55599	0,9683	2,641	0,3433
Normal Butane nC4	0,19	25,123	4,77337	0,9572	1,155	0,2194
Iso pentane iC5	0,01	72,151	0,72151	0,937	3,388	0,0339
Normal epentane nC5	0,01	72,151	0,72151	0,9184	3,457	0,0346
Hexane et sup C6+	0,0	86,177	0	0,89	4,260	0,0000

VII-5-2-2 / Caractéristiques Physiques du gaz de GR1/GR2

La masse molaire du mélange est :

$$M = \frac{\sum Mi}{100} \rightarrow M = 18.90 \text{ [Kg/mole].}$$

La densité par rapport à l'air est :

$$\rho_{\text{Mélange}} = 0.8461$$

$$D = \frac{M}{M_{\text{air}}} = 0.654$$

Tableau (VII-6) / Température, pression et facteur de compressibilité des composants

composition	% Yi	Pci [bar]	Tci [°K]	Zci
CH4	83,96	45,99	190,55	0,284
C2H6	10,86	88,8	305,43	0,284
C3H8	1,86	42,5	369,82	0,281
i-C4H10	0,13	36,48	408,13	0,283
n-C4H10	0,19	37,97	425,16	0,273
i-C5H12	0,01	33,81	460,39	0,27
n-C5H12	0,01	33,69	469,6	0,268
n-C6H14	0	30,12	507,3	0,266
N2	1,03	33,94	126,2	0,289
He	--	2,27	5,19	0,301
CO2	1,95	73,76	304,19	0,275

Pression, température et facteur de compressibilité critiques, du gaz en provenance de GR1/GR2

Pc [bar]	Tc [°K]	Zc
46.677	208.82	0,2838

Tableau récapitulatif des caractéristiques des gaz

Propriétés physiques	type de gaz de production	
	Hassi R'mel	GR1/GR2
pression critique du mélange [bar]	45,28	46,677
température critique [K]	202,54	208,82
masse molaire [Kg/Kmole]	19,06	18,9
aux condition normales [0°C et 1 atm]		
masse volumique [Kj/m3]	0,8544	0,8461
densité du mélange (par rapport à air)	0,661	0,654
pouvoir calorifique supérieur [Kj/m3]	42317,88	43336,03
pouvoir calorifique inférieur [Kj/m3]	38295,36	39204,96
aux condition standards [15°C et 1 tm]		
masse volumique [KJ/m3]	0,8095	0,8016
densité du mélange (par rapport à l'air)	0,661	0,654
pouvoir calorifique supérieur [Kj/m3]	40095,55	41059,65
pouvoir calorifique inférieur [Kj/m3]	36284,27	37145,57
facteur de compressibilité z	0,897424	0,897403

VII-6 / Climat Général de la mer Méditerranéenne :

La mer méditerranéenne est une région de beau temps, avec de brèves périodes d'orages rigoureux, la saison d'été est très bonne et chaude, et la majeure partie de la pluie et des orages se produit en hiver,

La pluie tombe, la plus part du temps sous forme de douches lourdes alternées, avec des espaces libres, Il y a par conséquent des périodes considérables de soleil également pendant la saison d'hiver.

Et l'eau contenue dans les bassins de la mer méditerranéenne se compose d'eau atlantique entrée dans la mer par le détroit de Gibraltar, et d'eau produit par la mer méditerranéenne. Tout cet ensemble de données climatiques telles que la température de la mer, la vitesse des courants ainsi que la densité de l'eau, varient toutes en fonction de la profondeur d'eau dont on vas les détaillées par la suite.

VII-6-1/ Vitesse de l'eau (les courants extrêmes) :

Les courants extrêmes de la mer méditerranéenne pour les différentes profondeurs et pour une période de retour de 100 ans, sont représentés dans le tableau suivant :

Tableau (VII-7)/ Répartition des courants extrêmes selon les profondeurs

section N°	PK [Km]		Profondeur [m]	U _{eau} [m/s]
	De	à		
1	0	0,5	10	2,36
2	0,5	1,1	20	2,24
3	1,1	1,6	30	2,18
4	1,6	3	50	2,09
5	3	1,9	75	1,96
6	7,9	13,7	100	1,84
7	13,7	20,8	150	1,61
8	20,8	27,1	250	0,46
9	27,1	57,7	-	0,4
10	57,7	89	-	0,4
11	89	165,5	-	0,4
12	165,5	170	-	0,4
13	170	175,4	-	0,4
14	175,4	176,6	250	0,46
15	176,6	178,4	150	1,62
16	178,4	180	100	1,7
17	180	184	75	1,92
18	184	194,4	50	0,65
19	194,4	195,5	30	1,65
20	195,5	196	20	1,03
21	196	197,1	10	2,14

Commentaire

En remarque qu'au delà de 250 m de profondeur, jusqu'à la profondeur maximale, la vitesse de l'eau est constante est égale à $U_{\text{eau}}=0.4$ m/s. Ce qui est très logique car le mouvement de l'eau. Car dans le fond océanique le mouvement de l'eau est très faible.

VII-6-2 / Température de l'eau :

Le tableau qui suit, illustre la répartition de la température en fonction de la profondeur de l'eau des quatre saisons de l'année.

Tableau (VII-8)/ Répartition de la température [15]

Profondeur (m)	Température de l'eau [°C]					Min	Max
	hiver	printemps	été	automne	annuelle		
0	14,9	18,1	23,7	19,1	19,1	14,9	23,7
-10	14,7	17,7	23	19	18,9	14,7	23
-20	14,6	16,9	21	18,7	18,1	14,6	21
-30	14,5	16	18,3	17,9	16,9	14,5	18,3
-50	14,3	14,7	15,6	15,9	15,3	14,3	15,9
-75	14,1	14,1	14,5	14,8	14,5	14,1	14,8
-100	13,8	13,7	13,9	14,1	14	13,7	14,1
-125	13,6	13,5	13,6	13,7	13,7	13,5	13,7
-150	13,4	13,3	13,3	13,5	13,5	13,3	13,5
-200	13,2	13,1	13,1	13,1	13,2	13,1	13,2
-250	13,2	13,2	13,1	13,2	13,2	13,1	13,2
-300	13,2	13,2	13,1	13,2	13,3	13,1	13,2
-400	13,3	13,3	13,2	13,3	13,4	13,2	13,3
-500	13,3	13,2	13,3	13,4	13,4	13,2	13,4
-600	13,1	13,1	13,3	13,2	13,2	13,1	13,3
-700	13	13	13,4	13,2	13	13	13,4
-800	13,2	13	13	12,9	13	12,9	13,2
-900	12,9	13	12,9	13	12,9	12,9	13
-1000	12,9	13	12,9	12,9	12,9	12,9	13
-1100	12,9	13	12,9	12,9	12,9	12,9	13
-1200	12,9	13	12,9	13	12,9	12,9	13
-1300	12,9	13	12,9	12,9	12,9	12,9	13
-1400	12,9	13	12,9	13	13	12,9	13
-1500	12,9	13	12,9	13	13	12,9	13
-2000	12,9	13	12,9	12,9	12,9	12,9	13
-2500	12,9	13	12,9	12,9	12,9	12,9	13

La température la plus basse qui règne dans les profondeurs > 900 m est de 12.9 °C

Dans notre étude on ne prendra compte que des températures les plus basses (Min) puisqu'elles sont les températures critiques, du fait qu'elles défavorisent l'écoulement du gaz, la variation de cette dernière est représentée dans le graphique qui suit, qui montre la variation de la température critique le long de la profondeur

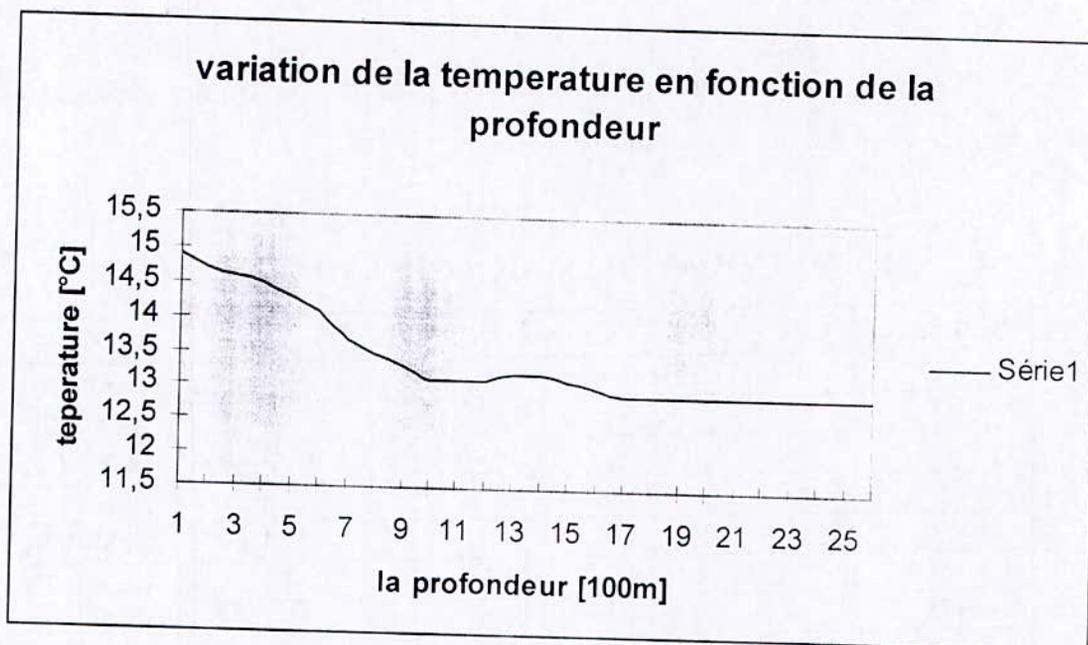


Fig.(VII-2)/ Variation de la température Critique

Ce graphique montre la variation de la température de l'eau en fonction de la profondeur.

II / 3 La densité de l'eau

Les différentes valeurs de la densité de l'eau de mer, sont illustrées dans le tableau ci-après, suivi d'un graphique qui donne l'allure de la variation de la densité en fonction de la profondeur

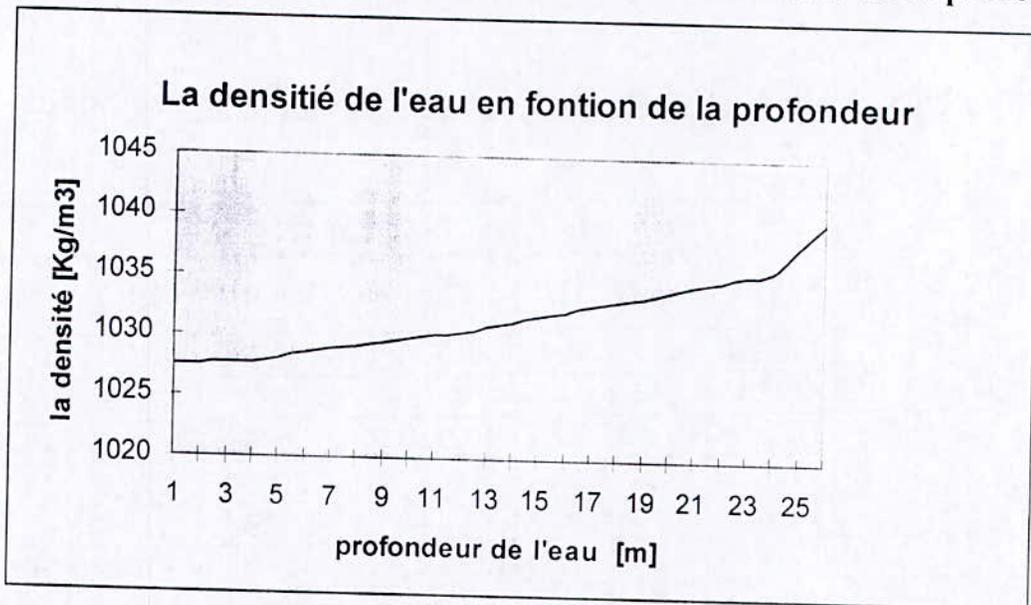
Tableau (VII-9) / Densité de l'eau en fonction de la profondeur [15]

Profondeur [m]	densité de l'eau [Kg/m ³]					
	HIVER	PRINTEMPS	ÉTÉ	AUTOMNE	MIN	MAX
0	1027,46	1026,55	1025,02	1026,37	1025,02	1027,46
-10	1027,55	1026,69	1025,27	1026,44	1025,27	1027,55
-20	1027,69	1027,01	1025,88	1026,56	1025,88	1027,69
-30	1027,76	1027,5	1026,71	1026,89	1026,71	1027,76
-50	1028,05	1028,04	1027,68	1027,61	1027,61	1028,05
-75	1028,43	1028,51	1028,27	1028,2	1028,2	1028,51
-100	1028,76	1028,94	1028,74	1028,62	1028,62	1028,94
-125	1029,07	1029,17	1029,07	1029,05	1029,05	1029,17
-150	1029,38	1029,4	1029,32	1029,36	1029,32	1029,4
-200	1029,8	1029,82	1029,74	1029,82	1029,74	1029,82
-250	1030,1	1030,1	1030,12	1030,1	1030,1	1030,12
-300	1030,4	1030,32	1030,34	1030,4	1030,32	1030,4
-400	1030,82	1030,74	1030,76	1030,82	1030,74	1030,82
-500	1031,26	1031,28	1031,26	1031,23	1031,23	1031,28
-600	1031,74	1031,66	1031,62	1031,72	1031,62	1031,74
-700	1032,2	1032,12	1032,03	1032,16	1032,03	1032,2
-800	1032,59	1032,56	1032,56	1032,58	1032,56	1032,59
-900	1033,02	1033	1033,02	1033	1033	1033,02
-1000	1033,46	1033,43	1033,46	1033,46	1033,43	1033,46
-1100	1033,89	1033,95	1033,89	1033,89	1033,89	1033,95
-1200	1034,33	1034,38	1034,33	1034,3	1034,3	1034,38
-1300	1034,76	1034,74	1034,76	1034,76	1034,74	1034,76
-1400	1035,19	1035,25	1035,27	1035,17	1035,17	1035,27
-1500	1035,63	1035,6	1035,63	1035,6	1035,6	1035,63
-2000	1037,77	1037,75	1037,77	1037,77	1037,75	1037,77
-2500	1039,9	1039,89	1039,9	1039,9	1039,89	1039,9

La densité la plus grande est de 1039.9 Kg/m³, et correspond à la profondeur maximale

Les valeurs critiques de la densité qui agissent directement sur le calcul de l'épaisseur sont les valeurs maximales, la variation de ces dernières est illustrée dans le graphe ci –après.

Fig. (-VII-4)/ Variation de la Densité de l'eau en fonction de la profondeur



Ce tableau représente la variation de la température de l'eau en fonction de la profondeur.

VII-7/ Les Epaisseurs de la conduite : [22]

L'épaisseur du tube est calculé pour résister à :

- ✓ La pression intérieure pendant le service du gazoduc
- ✓ La pression hydrostatique extérieur sur le gazoduc pendant sa pose, alors qu'il est vide

Cette dernière condition est le plus souvent prépondérante pour les pipelines profonds, au dessous de 100 m

a) conduite vide soumise a la pression extérieur

D'après la formule de MARTIOTE [22]

$$2.e.\sigma_t = P_{ext} .D_{ext} \Rightarrow \sigma_t = \frac{P_{ext} .D_{ext}}{2.e} \quad (1)$$

Critère de base :

$$\sigma_t \leq \eta\sigma_e \quad (2)$$

Ou σ_t : La contrainte circonférentielle Due a La pression Hydrostatique

σ_e : Limite Elastique de L'acier, (X65) ;

Avec : $\eta = 0.72$ au niveau des approches côtières ; [20]

$\eta = 0.50$ au niveau du fond sous marin. [20]

En combinant les équations (1) et (2), on obtient

$$e'_1 \geq \frac{P_{ext} \cdot D_{ext}}{2 \cdot (0,72 \cdot \sigma_t)} ;$$

$$e'_2 \geq \frac{P_{ext} \cdot D_{ext}}{2 \cdot (0,5 \cdot \sigma_t)} .$$

Ou :

$$P_{ext} = P_{atm} + \rho \cdot g \cdot h$$

En prenant compte de la tolérance sur l'épaisseur qui est de 8% et de taux de corrosion qui est de 0.25 mm/an, on trouve

$$e'_1 \geq e'_1 + (0.08) \cdot e'_1 + (0.25) \times 20$$

b) conduite soumise a la différence de pression :

dans ce cas , nous avons :

$$e'_1 \geq \frac{(P_{int} - P_{ext}) \cdot D_{ext}}{2 \cdot (0,72 \cdot \sigma_t)} ;$$

$$e'_2 \geq \frac{(P_{int} - P_{ext}) \cdot D_{ext}}{2 \cdot (0,5 \cdot \sigma_t)}$$

Avec :

$P_{int} = PMS$ (pression maximale de service , d'après [19])

Pour une nuance de l'acier en X65, la, $PMS = 207,5 \text{ bar} = 20.75 \text{ Mpa}$

En poursuivant les mêmes étapes que pour le cas de la résistance à la pression extérieure (collaps) alors qu'elle est vide, et aussi en tenant compte du taux de corrosion, on trouve une nouvelle épaisseur e''_1 ,

Les résultats des épaisseur seront données dans le Chapitre qui suit (**Résultats et discussions**)

Chapitre VIII :

***Résultats et
Interprétations***

Chapitre VIII / Résultats et Interprétation :

Introduction :

Après avoir collecté les données relative à la construction et aux paramètres d'exploitation du projet MEDGAZ, ainsi les paramètres Météo océaniques de la mer Méditerranéenne, et connaissant les caractéristiques Mécaniques de la nuance utilisée et la réglementation en vigueur de la construction des offshore :

On se propose d'exposer les différents résultats :

- ✓ Mécaniques : **Calcul des l'épaisseurs ;**
- ✓ Thermo Hydrauliques : **Profile de Pression et de Température ;**
- ✓ Economiques : **Pour estimé le coût de notre Projet.**

VIII – 1 / Calcul de l'épaisseur :

Notre Conduite est une conduite de 24'', et de Nuance X65, en essayant de Minimiser le coût de la ligne, on choisit de prendre une épaisseur pour chaque 5 Km de Pipe

Pour ce la on a établi un simulateur de calcul, ou ses résultats sont représentées dans les tableaux qui suivent

Tableau (VIII-10) / Les épaisseurs des Tubes

					Résistance a la pression extérieure		Résistance a la différence de pression		
section	PK (Km)	Profondeur (m)	densité de l'eau [Kg/m3]	P _{ext} [bar]	e	e' (corrigée)	e''	e'' (corrigée)	e calculée
1,00	5,00	-80,00	1028,94	9,23	0,88	5,95	5,95	11,43	11,43
2,00	10,00	-105,00	1029,17	11,81	1,12	6,21	5,70	11,16	11,16
3,00	15,00	-115,00	1029,17	12,84	1,76	6,90	8,13	13,78	13,78
4,00	20,00	-150,00	1029,40	16,44	2,26	7,44	7,61	13,22	13,22
5,00	25,00	-280,00	1030,40	29,85	4,12	9,45	5,71	11,16	11,16
6,00	30,00	-330,00	1030,82	35,02	4,84	10,23	4,98	10,38	10,38
7,00	35,00	-390,00	1030,82	41,20	5,72	11,17	4,11	9,44	11,17
8,00	40,00	-425,00	1031,28	44,83	6,23	11,73	3,61	8,89	11,73
9,00	45,00	-480,00	1031,74	50,52	7,04	12,60	2,81	8,04	12,60
10,00	50,00	-525,00	1031,74	55,17	7,70	13,32	2,17	7,34	13,32
11,00	55,00	-660,00	1032,20	69,13	9,71	15,49	0,26	5,28	15,49
12,00	60,00	-760,00	1032,59	79,48	11,22	17,12	1,16	6,25	17,12
13,00	65,00	-1150,00	1034,38	119,95	17,26	23,64	6,81	12,36	23,64
14,00	70,00	-1350,00	1034,27	140,63	20,43	27,06	9,78	15,57	27,06
15,00	75,00	-1705,00	1034,35	177,36	26,23	33,32	15,20	21,42	33,32
16,00	80,00	-1890,00	1035,80	196,77	29,37	36,72	18,14	24,59	36,72
17,00	85,00	-2005,00	1036,10	208,74	31,34	38,85	19,98	26,58	38,85
18,00	90,00	-2090,00	1037,00	217,73	32,84	40,47	21,38	28,09	40,47
19,00	95,00	-2170,00	1036,90	226,01	34,23	41,96	22,68	29,49	41,96
20,00	100,00	-2140,00	1037,77	223,08	33,73	41,43	22,22	28,99	41,43

Tableau (VIII-10)/ (suite) Les épaisseurs des Tubes

section	PK (Km)	Profondeur (m)	densité de l'eau [Kg/m ³]	P _{ext} [bar]	Résistance a la pression extérieure		Résistance a la différence de pression		e calculée
					e	e' (corrigé)	e''	e''(corrigée)	
21,00	105,00	-2080,00	1037,77	216,86	32,69	40,31	21,24	27,94	40,31
22,00	110,00	-1960,00	1037,77	204,40	30,63	38,08	19,31	25,86	38,08
23,00	115,00	-1950,00	1037,77	203,37	30,46	37,89	19,15	25,69	37,89
24,00	120,00	-1945,00	1037,77	202,85	30,37	37,80	19,08	25,60	37,80
25,00	125,00	-1905,00	1037,77	198,70	29,69	37,06	18,44	24,91	37,06
26,00	130,00	-1830,00	1037,77	190,91	28,42	35,69	17,25	23,63	35,69
27,00	135,00	-1780,00	1037,60	185,69	27,57	34,78	16,46	22,78	34,78
28,00	140,00	-1605,00	1035,50	167,20	24,60	31,57	13,69	19,78	31,57
29,00	145,00	-1390,00	1035,27	144,90	21,09	27,78	10,41	16,24	27,78
30,00	150,00	-1290,00	1034,76	134,48	19,48	26,04	8,90	14,61	26,04
31,00	155,00	-1105,00	1034,38	115,30	16,55	22,88	6,15	11,65	22,88
32,00	160,00	-1005,00	1033,95	104,91	14,99	21,19	4,69	10,06	21,19
33,00	165,00	-800,00	1032,59	83,61	11,83	17,77	1,73	6,86	17,77
34,00	170,00	-600,00	1031,74	62,90	8,81	14,52	1,11	6,19	14,52
35,00	175,00	-305,00	1030,82	32,44	4,48	9,84	5,34	10,77	10,77
36,00	180,00	-90,00	1028,94	10,26	10,02	15,82	8,50	14,18	15,82
37,00	185,00	-60,00	1028,51	7,17	6,93	12,49	6,16	11,65	12,49
38,00	190,00	-50,00	1028,05	6,14	5,92	11,39	6,26	11,76	11,76
39,00	195,00	-30,00	1027,76	4,08	3,91	9,22	6,46	11,98	11,98
40,00	197,00	0,00	1027,46					11,00	11,00

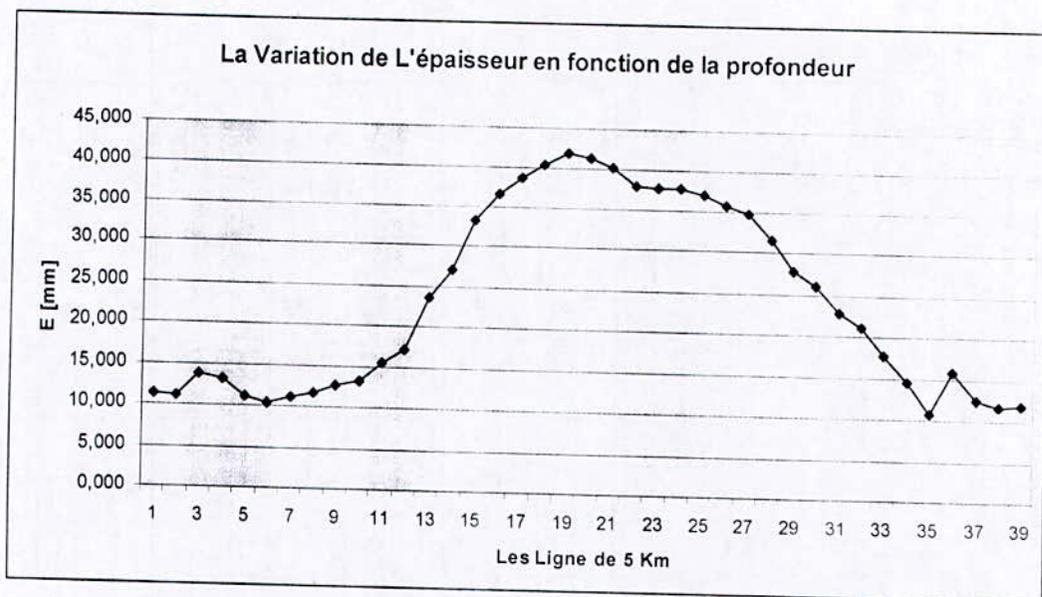


Fig. (VIII-1)/ Répartition de l'épaisseur en fonction des Profondeurs

Commentaire :

Nous remarquons qu'au de la des profondeurs de 1700 m, Les épaisseur dépassent largement les épaisseurs conventionnelles, fabriquées qui sont limitées a 31.8 mm,

Cette est due principalement à l'importance de la pression Hydrostatique de la colone d'eau , qui agit directement sur la surface extérieure du Pipe .

Pour cette raison, le coûts de ce tronçon de pipe sera plus élevé, jusqu'à atteindre le double du coût de son tonnage en acier, comme en vient de le motionné dans le chapitre Précédent (**VII Données De Base**)

Plusieurs Solution Peuvent être préconisées pour contrer cette Situation, à savoir :

- ✓ L'utilisation d'une Technique de pose avec remplissage du tube par un mélange approprié (eau, énbiteur de corrosion, fixateur d'écoulement ...etc.) ;
- ✓ L'enrobage du pipe d'une couche supplémentaire en Béton armé.

La première solution demeure la plus économique, mais nécessite une maîtrise totale de la technique de pose et une gouvernance des contraintes externe.

Pour le reste des Calcul (thermo hydraulique et économique) nous avons pris en ligne de compte la réalisation d'épaisseur dépassant l'épaisseur conventionnelle du X65.

Cette approche demeure valable et économique pour le projet jusqu'à une limite du coût de l'acier sur le marché des changes.

VIII -2 / Calcul thermo hydraulique :

Après avoir abordé l'aspect théorique de l'écoulement du gaz naturel dans les canalisations, on se propose d'utiliser le logiciel PIPEPHASE pour le calcul thermo hydraulique :

VIII -2-1/ 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 permettent 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 fonctionne 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 ;
- la conception, PIPEPHASE calcule la taille des lignes ;
- des études de cas peuvent être réalisées dans le mode de conception ou d'estimation ;
- des analyses nodales peuvent être exécutées sur des liens simples.

Il est doté de deux applications spéciales **Gaslift et Sphering**, concernant la production de pétrole et le transport de gaz, peuvent être modelées avec PIPEPHASE.

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.

On peut réduire au minimum ou maximiser n'importe quelle fonction objective ou même accorder votre simulation pour assortir des données mesurées, tout en tenant compte des contraintes opérationnelles ou conceptuelles.

PIPEPHASE peut être optimisée avec le temps ayant pour résultat la conception, la planification, les prévisions, et l'opération optimisée efficace d'un champ.

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.

VIII -3-2/ Résultats thermo hydrauliques :

Dans cette partie on procède pour chaque type de gaz choisi, en fixant une pression au terminal offshore (Almeria) soit 70 bar et 80 bars, tout en évacuant les 8 BCM.

Les résultats pour chaque option seront représentés par la suite ;

Option 1 : Gaz des Hassi R'mel

1-1 / P=70 bar à Almeria

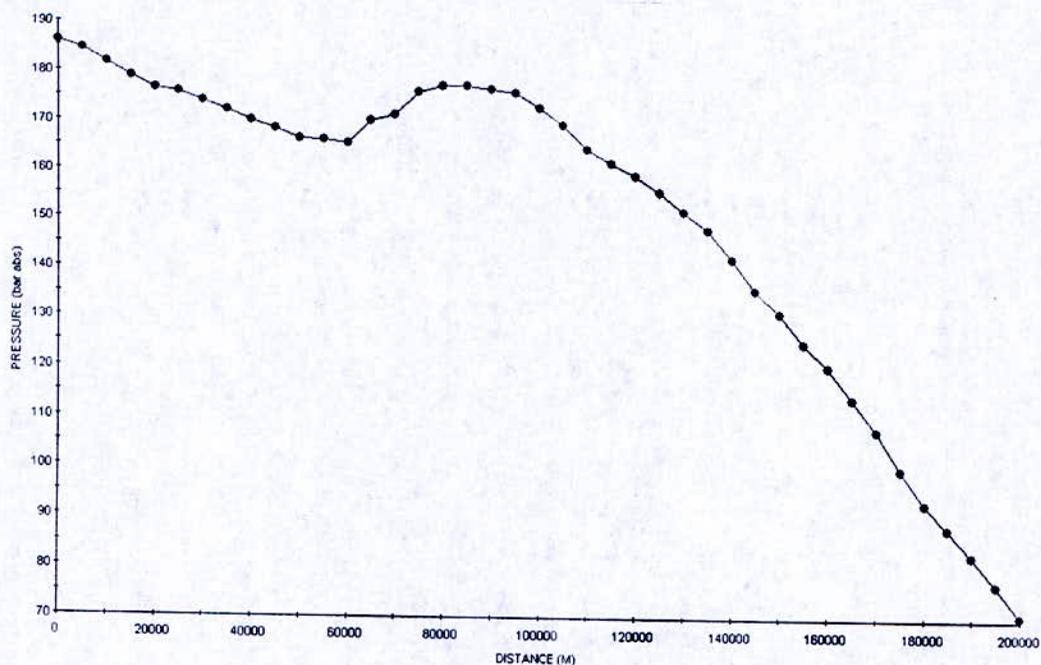


Fig.1a/ Répartition de pression en fonction de la longueur

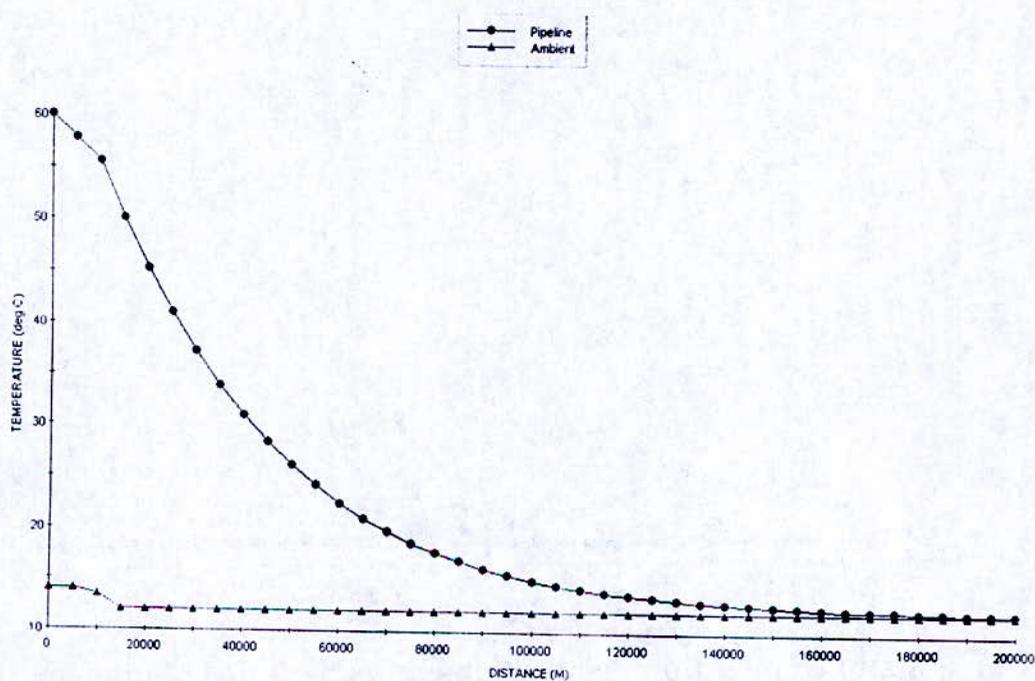


Fig.1b/ Répartition de la température en fonction de la longueur

1-2 / P=80 bar à Almeria

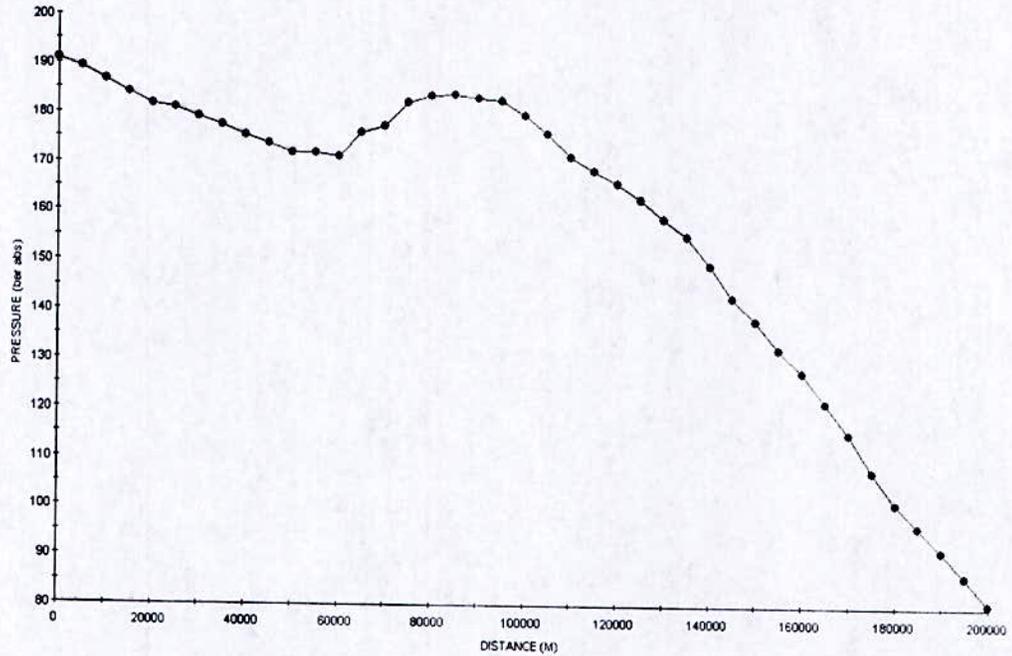


Fig.2a/ Répartition de pression en fonction de la longueur

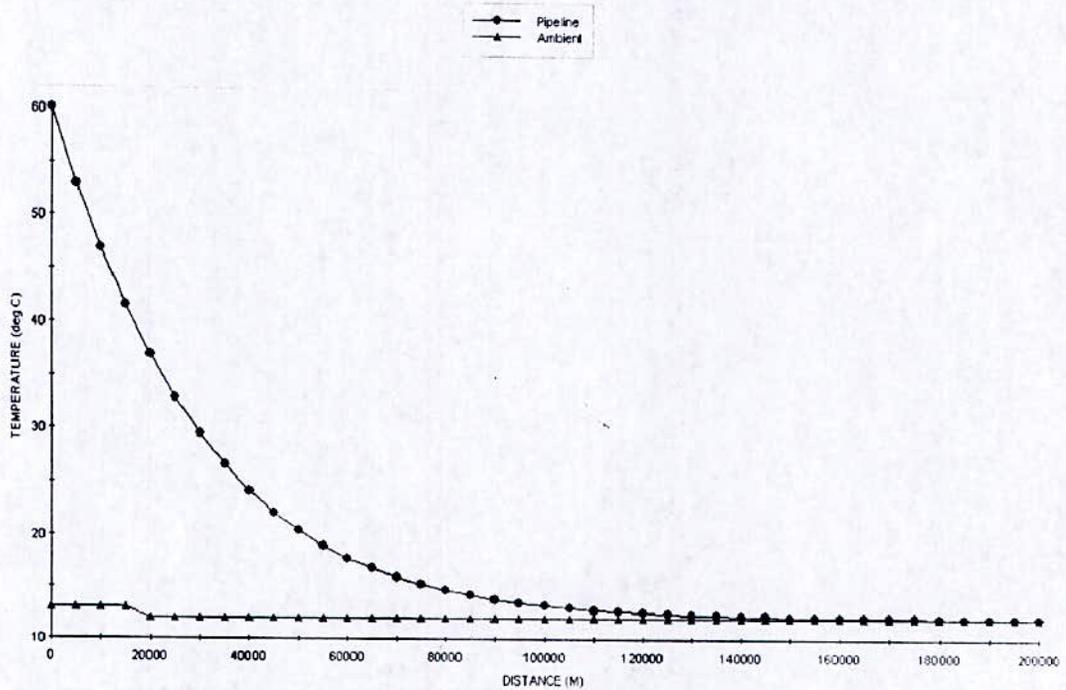


Fig.2b/ Répartition de pression en fonction de la longueur

Option 2 : Gaz en prévenance du GR1/GR2

2-1 : P=70 bar a Almeria

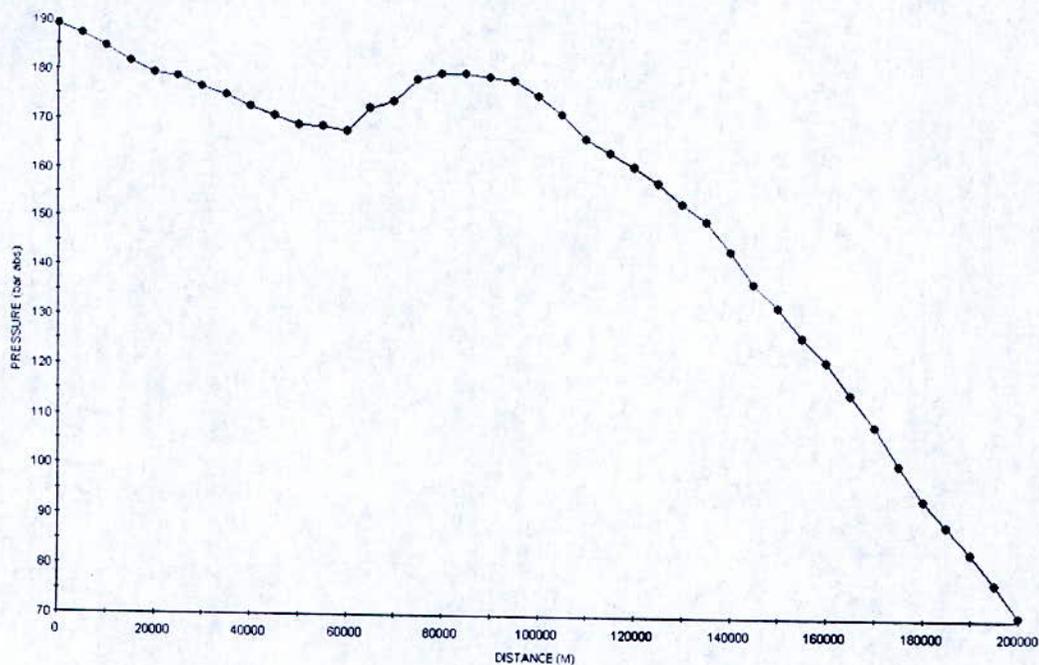


Fig.3a/ Répartition de pression en fonction de la longueur

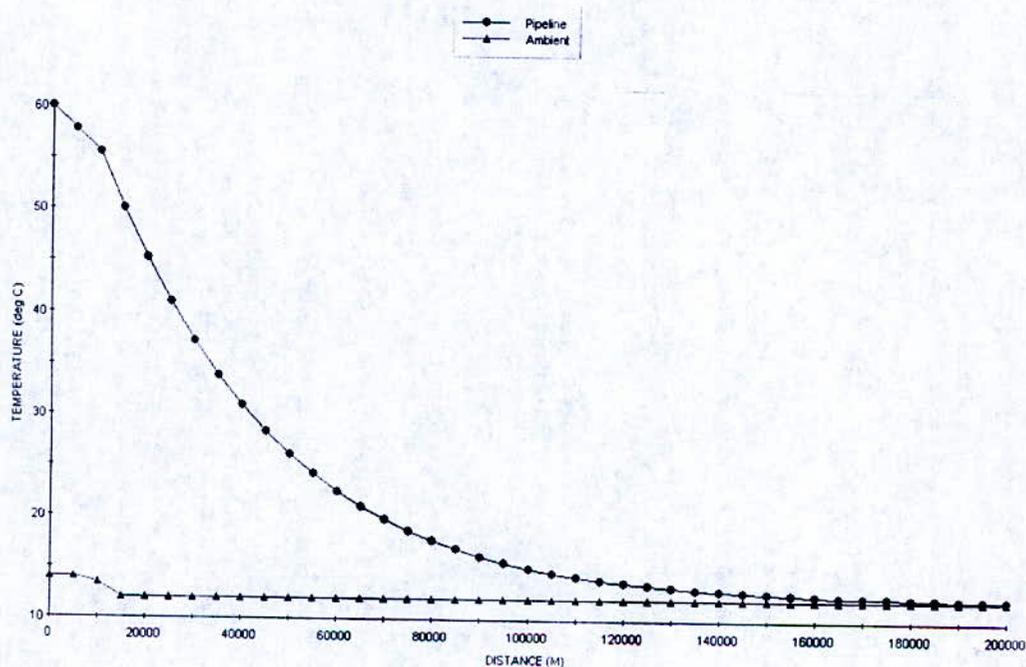


Fig.3b / Répartition de Température en fonction de la longueur

2-2 / P=80 bar à Almeria

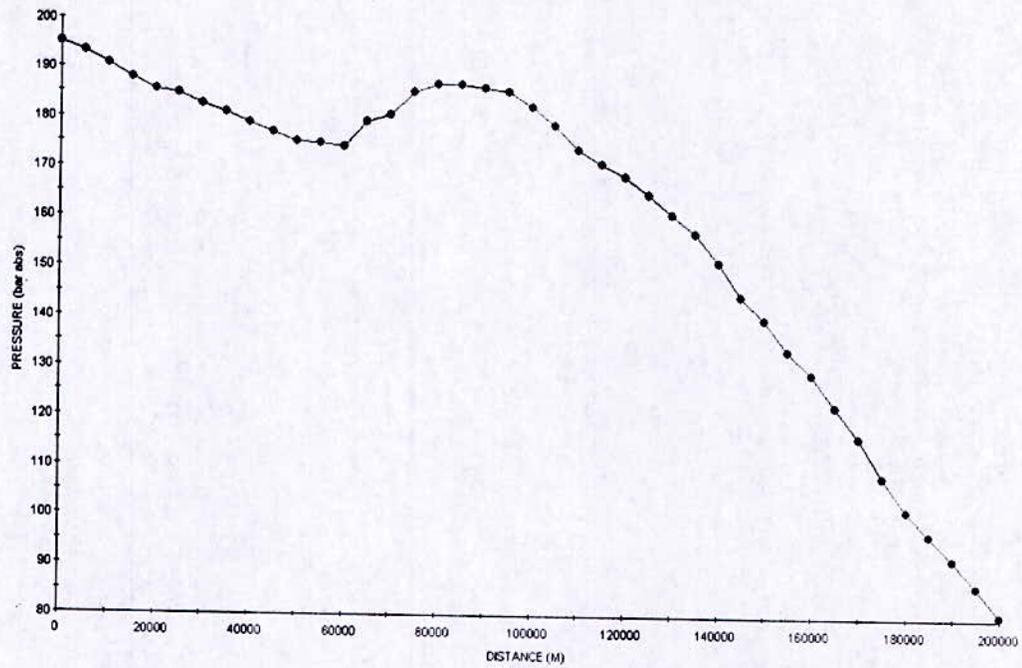


Fig.4a/ Répartition de pression en fonction de la longueur

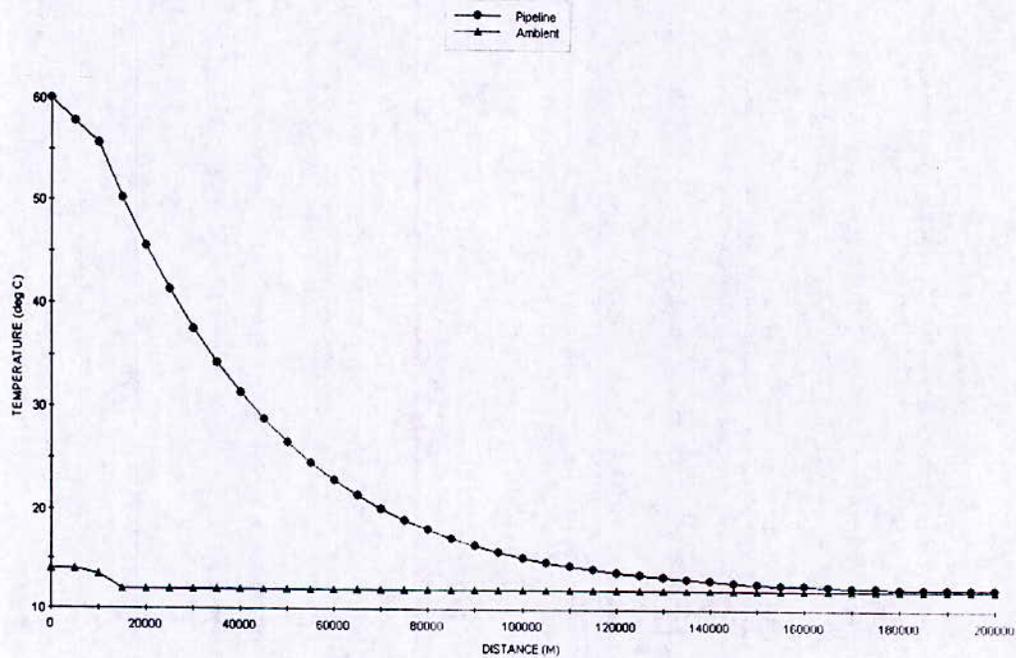


Fig.4.b/ Répartition de Température en fonction de la longueur

Pour chaque configuration des cas présentés on a eu des pressions et températures à chaque terminale de l'offshore avec le débit de fonctionnement , on se propose de les résumer dans les tableaux suivant :

Tableau 3-a

	Type de GAZ			
	Hassi R'mel	GR1/GR2		
Pression souhaitée à Almeria				
70 [bar]	187	189	Pression [bar]	Beni Saf
	60	60	Température [°C]	
	71,01	71	Pression	Almeria
	11,2	10,8	Température	
Débit [M m3/h]	1,09	1,134		

Tableau 3-a

	Type de GAZ			
	Hassi R'mel	GR1/GR2		
Pression souhaitée à Almeria				
80 [bar]	191.8	194.3	Pression [bar]	Beni Saf
	60	60	Température [°C]	
	81,02	81	Pression	Almeria
	9	9.8	Température	
Débit [M m3/h]	1,07	1,124		

VIII –2-3/ Interprétation des résultats :

Nous remarquons que les tous les graphes représentant la variation de pression et de température le long du pipe ; ont la une même allure ,

Ce qui nous amène a une interprétation unique de cette évolution, donc

* Les graphes donnant la variation de la température du gaz le long du pipe. nous montrent en premier lien, l'effet de la température ambiante sur notre gaz, ou sa température diminue de 60 °C jusqu'à une température en général plus basse que la température ambiante du milieu ou il ce trouve, C'est la longueur ou le gaz dégage une énergie dans son environnement,

Par la suite nous constatons un effet d'équilibre ou autrement dit le phénomène inverse c'est-à-dire dans cette zone , C'est l'eau de mer qui chauffe le gaz, et c'est ce qui explique la convergences des température à Almeria , à la température ambiante ,

* Et Concernant le profile de pression nous pouvons l'interprété de la manière suivante :

Du PK 0 au PK 60 : le gaz subit une détente régulière ou le gradient de pression est pratiquement constant ,dans ce tronçon les pertes de charges sont dues essentiellement aux pertes de charges linéaire , et aussi à l'effet du refroidissement (**détente Joule Thomson**)

Du PK 60 au PK 100

C'est une zone de caractéristique particulière, ou le pipe est approximativement vertical, nous remarquons que ce tronçon de 40Km subit une différence d'altitude d'environ 1350 m, ce qui entraîne une augmentation de la vitesse de L'écoulement du gaz, comme le gaz est freiner par l'écoulement du gaz dans le tronçon amont et aval , cette vitesse ce transforme en une pression , ce qui expliquent son augmentation particulière de pression dans cette zone .

Du PK100 au PK197.1

Tronçon ou le gaz subit une perd de sa charge régulièrement, sauf qu'ici en plus des pertes de charges linéaire, le gaz doit remonter jusqu'au terminale offshore (Almeria), mais cette pente reste de faible influence , ce qui le justifier la régularité du gradient de pression

VIII -3/ Résultats Economique :

Pour le calcul des coûts du tube en utilise un fichier Excel, et les résultats sont représentés ci après :

Coûts du tube

Tronçons :	H<250	H<500	H <750	H <1000	H <1250	H <1500	H <1750	H <2000	H <2250	Vérification
Diamètre (")	24	24	24	24	24	24	24	24	24	
Diamètre (mm)	609,6	609,6	609,6	609,6	609,6	609,6	609,6	609,6	609,6	
Limite2	20	28	32	36	39,5	43	46	49	52	
Limite1	15	21	24	27	29,5	32	34,5	37	39,5	
Epaisseur (mm)	13,125	18,375	21	23,625	25,8125	28	30,1875	32,375	34,5625	
Diam. int (mm)	583,35	572,85	567,6	562,35	557,975	553,6	549,225	544,85	540,475	
Longueur (km)	50	50	17	6	11	11	19	24	12	200
Surface (m2)	0,02459469	0,03412951	0,03883197	0,04349114	0,04734071	0,05116021	0,05494964	0,05870901	0,06243832	
Densité (kg/m3)	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	7900	
Poids (kg/m)	194,298086	269,623102	306,772564	343,579995	373,99158	404,165644	434,102186	463,801206	493,262705	
Cost(\$/tonne)	800	800	800	800	800	800	800	800	800	
Coût (\$)	7771923,43	10784924,1	4172106,87	1649183,98	3291125,9	3556657,66	6598353,22	8904983,15	4735321,97	
Coef(%)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	
Condition	1	1	1	1	1	1	1	2	2	
Coût tube (\$)	8160519,6	11324170,3	4380712,22	1731643,17	3455682,2	3734490,55	6928270,88	18700464,6	9944176,13	68360129,7

Coûts du revêtement

Cost (\$"/m)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
coût de revt (\$)	2400000	2400000	816000	288000	528000	528000	912000	1152000	576000	9600000

Lestage (H <500)		Ep : 35 mm	Ep : 35 mm								
Cost (\$''/m)		1,5	1,5								
Coût léstage béton (\$)		1800000	1800000								
Nombre de ligne	1										
Total fourniture (\$)		12360519,6	15524170,3	5196712,22	2019643,17	3983682,2	4262490,55	7840270,88	19852464,6	10520176,1	81560129,7
Total fourniture Million USD											
81,56013											

Coûts des travaux

Poseur de pipe											
Cost de location (\$)		13000000		13000000							
Cadence (km/j)		3	3	1	1	1	1	1	1	1	
Attente (jours)		20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Nombre jours		16,6666667	16,6666667	17	6	11	11	19	24	12	133,333333
Cost journalier (\$/j)		500000	500000	500000	500000	500000	500000	500000	500000	500000	
Coût de la berge(\$)		31333333,3	18333333,3	31500000	13000000	15500000	15500000	19500000	22000000	16000000	
Remorqueur du poseur de pipe(unité de poseur de pipe)											
Cost (\$/unité)		16000000		16000000							
Coût travaux (\$)		47333333,3	18333333,3	47500000	13000000	15500000	15500000	19500000	22000000	16000000	214666667
Totals (\$)		59693852,9	33857503,6	52696712,2	15019643,2	19483682,2	19762490,5	27340270,9	41852464,6	26520176,1	296226796
Imprévus (15%)	15	8954077,94	5078625,55	7904506,83	2252946,48	2922552,33	2964373,58	4101040,63	6277869,69	3978026,42	44434019,5
Devts (10%)	10	5969385,29	3385750,36	5269671,22	1501964,32	1948368,22	1976249,05	2734027,09	4185246,46	2652017,61	29622679,6
Gestion (5%)	5	2984692,65	1692875,18	2634835,61	750982,159	974184,11	988124,527	1367013,54	2092623,23	1326008,81	14811339,8
Etudes (10%)	10	5969385,29	3385750,36	5269671,22	1501964,32	1948368,22	1976249,05	2734027,09	4185246,46	2652017,61	29622679,6
Coûts totals (\$)		83571394	47400505	73775397	21027500	27277155	27667487	38276379	58593450	37128247	414717515
Coût total en Million USD									414,71751		

Commentaire :

Ce chiffre important représente la valeur de cet investissement ; en matière de Pipe, nécessaire pour réaliser une connexion d²n 24 '' entre Bani-Saf et Almeri, évacuant les 8 Milliard de mètre cube par an

VIII –4/ Conclusion :

Les résultats obtenus pour notre étude, démontrent la grande influence de la nuance d'acier des tubes sur le coût global d'un projet de transport d'hydrocarbures par canalisation sous marine, en effet un mauvais choix d'épaisseur peut entraîner une dépense supplémentaire pouvant atteindre des centaines de millions de dollars ; Pour cette raison les compagnies pétrolières qui investissent dans de tels projets. Effectuent des études techniques et économiques très détaillées, afin d'optimiser les coûts d'investissements et les coûts d'exploitation en choisissant :

- Le meilleur tracé topographique. (Pour la possibilité de l'extension des Lignes)
- Le diamètre optimal de la canalisation. (Capacité de Transport)
- La nuance de acier appropriée.
- Le meilleur régime de fonctionnement des stations de compression,
- Le matériel le plus performant et le plus fiable.

Nous remarquons aussi dans les résultats obtenus, que les deux variantes du gaz rependent aux exigences des Espagnols, du moment où la température à Almeria n'a pas diminué au dessous de 0C, et en ramenant le gaz à la température souhaiter .

Nous remarquons dans le cas où la pression dans le terminale offshore est à 80 bar , peut même servir pour transportée une quantité appropriée de gaz jusqu'aux frontière française sans la nécessité de mettre en œuvre une station de compression a Almeria et cela pour les deux variantes des gaz, ce-ci peut montré l'influence du choix du débit à transporté qui est de 8 milliards de mètre cube par an dans notre cas d'étude , et la pression qu'on se propose de fournir à la station de compression de Beni-Saf .

Conclusion Générale

L'industrie pétrolière est surprenante par bien des aspects. La matière première qui constitue la base des activités est déjà une source de mythes et de légendes. De la recherche et de l'utilisation de l'or noir naissant certains des grands bouleversements du siècle.

L'énergie doit contribuer à accroître le niveau et la qualité de vie, ainsi qu'à fournir les ressources nécessaires à un monde de plus en plus respectueux de l'environnement.

Dans la structure d'apport énergétique, le pétrole a occupé une place privilégiée au cœur du vingtième siècle, un certain nombre de questionnements se posent :

Les réserves s'épuiseront-elles à moyen ou long terme ?

Pourra t'il s'adapter de manière adéquate aux contraintes environnementales ?

Le gaz augmentera notablement sa participation dans l'approvisionnement énergétique des pays de l'OCDE. Sa position compétitive vis-à-vis du charbon et du pétrole se voit renforcée par sa propreté et l'efficacité de la technologie à cycle combiné pour la génération d'énergie électrique. Mais dans le cadre d'autres applications, le pétrole sera toujours l'acteur principal.

Le développement socio-économique requiert la disponibilité d'énergie et plus particulièrement le gaz. Face aux nouvelles mutations, le développement régional et grâce à l'avancer technologique, la compétitivité est aujourd'hui l'atout primordial pour l'octroi de nouvelles part de marché énergétique et de la garantie de la croissance de notre pays.

L'éloignement entre centres de production et pôles de consommation donne lieu à des échanges importants face aux besoins énergétiques, les interactions environnementales et les tendances actuelles du marché des hydrocarbures imposent à l'Activité Transport par Canalisation une veille stratégique.

Dans ce cadre, l'Activité Transport par canalisation a inscrit des projets tant ambitieux que prometteur à avenir certain en matière d'accroissement des exportations gazières.

A cet effet, le projet MEDGAZ « Béni-Saf Almería » s'inscrit dans cette optique.

Le dimensionnement de cet ouvrage constitue la base de la compétitivité de notre projet, par ce présent travail, nous avons pris en charge le dimensionnement de la ligne en prenant en ligne de compte les deux limites en matière de qualités de gaz disponible sur le marché Algérien, à savoir :

- Le gaz du champs géant de Hassi R'mel,
- Le gaz issu de la collecte des champs du Sud à travers le GR1/GR2.

Le calcul, des différentes variantes, montre une variation minime du profil de pression et de température du gaz à travers notre ouvrage.

Ce qui nous confortons pour la plage d'utilisation des différents gaz à travers notre projet de transport MEDGAZ.

*Références
Bibliographiques*

Références Bibliographiques

- [1] L'association Technique De L'industrie Du Gaz, Manuel Pour Le Transport Et La Distribution Du Gaz, Tome 1.1966.Edité (ATG);
- [2] L'association Technique De L'industrie Du Gaz, Manuel Pour Le Transport Et La Distribution Du Gaz « Principes Fondamentales ».Edité (ATG);
- [3] Ingénierie Et Construction Des Gazoducs Sous-Marin, (ATG);
- [4] Rkling, Thermodynamique Générale Et Applications. 1980. Edition Technip ;
- [5] Gordan.J.Van Wylan, Thermodynamique Appliquée.1981. Edition Inc ;
- [6] E.Kreith, Transmission De La Chaleur Et Thermodynamique. 1967 . Edition Masson;
- [7] Cours Rédigés Par M.Philpe Boucly, Conception D'un Réseau De Transport ;
- [8] Institut Chimie Industrielle, In Hydrocarbon Processing , Revue. Dec97 P : 71,73. ;
- [9] J.Vincent Genod , Transport Des Hydrocarbures Liquides Et Gazeux Par Canalisation.1980. Edition Technip;
- [10] Denis Babusiaux, Décision D'investissement Et Calcul Economique Dans L'entreprise. 1990. Edition Technip;
- [11] R.Cabet Et Lizoret L'économie Du Transport Par Conduite.1974. Edition Technip ;
- [12] Pascal; Ecoulement Non Permanent Dans Les Gazoducs.Edition Technip 1972 ;
- [13] Algorithmes Numériques. Analyse Et Mise En Œuvre
- [14] Thèse Pour L'obtention Du Doctorat De Spécialité Université De Dijon, Implantation Et Extension D'un Réseau De Gazoduc.1977 .Edition Orselj ;
- [15] 00-Za-E-08001. Offshore Pipeline Sensitivity Study. 2001
- [16] 00-Za-E-07001 ; Route Selection, 2001
- [17] V.J. Lunardini. Heat Transfer In Cold Climates. Edition Van Nostrand,

Reinhold, New York;

[19] Trouvay & Cauvin, Piping Equipement. 1993, Edition Tc;

[20] Asm B31-8; Gas Transmission And Distribution Piping System. Edition; American National Standard.

[21] Guide Manuel " Pipephase"

[22] Snamprogetti, In Wall Thickness Virification, Revue;

[23] American Petroleum Institute, "Desing Construction Operation And Maintenance Of Offshore Hydrocarbon Pipe Line";

[24] Guide Pratique Sur Les Ouvrages En Mer , Ancres Et Ligne D'ancrage. 1987.

Edition Technip ;

[STRC] Document Interne De L'activité TRC.