

6/99

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

DEPARTEMENT DU GENIE INDUSTRIEL

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

Projet de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme
d'Ingénieur d'Etat en Génie Industriel

THEME

EVALUATION DE PROJET

**ETUDE TECHNICO ECONOMIQUE COMPARATIVE
ENTRE LE PIPE EN ACIER ET LE PIPE EN FIBRES
DE VERRE SSL.**

APPLICATION AU PROJET GAZIER D'IN SALAH

Travail réalisé par :

SOUILAH SIHEM

Promoteur :

M. M BOUZIANE

PROMOTION

1998 - 1999

REMERCIEMENTS

الدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
المكتبة — BIBLIOTHEQUE
Ecole Nationale Polytechnique

Mes remerciements iront tout d'abord à mon promoteur M. Bouziane qui a accepté d'encadrer et de suivre ce travail. Ses conseils et orientations ont été d'un grand apport.

Je remercie également l'ensemble des enseignants du Département du Génie Industriel, et en particulier M^{elle} Aboun chef du Département, pour l'enseignement qu'ils nous ont prodigué et leur contribution à notre formation durant ces trois années de spécialité.

Je remercie vivement M^{elle} Bélaïfa pour la précieuse aide et les conseils judicieux qu'elle m'a fournis au sein de SONATRACH Branche SPE. Ses remarques et suggestions pertinentes m'ont été des plus utiles.

Un grand grand merci et une profonde reconnaissance à M^{elle} Akrou Fatiha de la Division Production de la SONATRACH, pour son aide précieuse et spontanée et son énorme contribution à ce travail par l'ensemble de données et informations indispensables qu'elle m'a fournies.

Je remercie également les personnes qui m'ont encadrée à SONATRACH TRC : M. Benkessirat, M. Terr et M. Ouiss.

Je remercie vivement M. Benamar représentant d'AMERON FIBERGLASS PIPE SYSTEMS pour les données et la documentation précieuses qu'il m'a fournies.

J'exprime ma profonde reconnaissance à M. Benini et M. Kherroubi.

Un clin d'œil bien amical à M^{elle} Lehtihet Souad et M^{elle} Rabia Lynda pour leur soutien inestimable.

Sincères remerciements à M. Chelfi Mouloud pour son dévouement et ses maints efforts pour m'aider dans la collecte des données.

Je tiens aussi à remercier M. Benhassine du Ministère de l'Energie et de l'Industrie, M. Delhoum et M. Chabane Chaouch de la Division Production de la SONATRACH, ainsi que M. Tazaïrt de DTP.

Je remercie, tout particulièrement M. Akloul Youcef, qui m'a fourni de précieuses données à partir de SONATRACH Hassi Messaoud.

Merci également à Sabrina, Mouhoub et Youcef de BRC.

Ainsi qu'à toute personne ayant apporté une contribution soit elle minime à ce travail.

MOTS CLES : Corrosion, pipes, variantes, évaluation de projet, coûts, rentabilité, investissements, exploitation.

RESUME



Le phénomène de la corrosion constitue un problème majeur dans le domaine des hydrocarbures, et notamment, dans l'activité du transport du pétrole et du gaz.

Cette étude a pour objet la comparaison entre le pipe en acier carbone et le pipe en fibres de verre SSL, appliqués au transport du gaz naturel du projet gazier d'IN SALAH, gaz présentant une nature corrosive.

C'est à travers une étude technico-économique comparative que nous avons tenté d'évaluer la rentabilité à long terme de ces deux alternatives. L'étude intègre tant les critères économiques de choix qu'un ensemble d'aspects techniques liés à leur mise en œuvre.

SUMMARY

The corrosion phenomenon is a significant issue in the field of hydrocarbons, and notably within the activity of oil and gas transportation.

The main concern of this study is to deal with the comparison of two types of pipes : carbon steel pipe and SSL fiberglass pipe, for the transportation of natural gas, within the IN SALAH project. Bearing in mind the fact that IN SALAH natural gas is extremely corrosive.

It is through a comparative study dealing with both technical and economic aspects that we have done our best to assess the long term profitability of these two options. This study combines prime economic criteria as well as technical details related to their setting-up.

ملخص

ظاهرة تآكل المواد المعدنية تشكل مشكلا مستأصلا في المجال البترولي، و لا سيما في ميدان نقل البترول و الغاز. موضوع هذه الدراسة هو المقارنة بين استعمال الأنابيب الفولاذية و الأنابيب المصنوعة من الألياف الزجاجية (pipes SSL) لنقل الغاز الطبيعي في المشروع الغازي لعين صالح، مع العلم أن لهذا الغاز طبيعة كيميائية تسبب تآكل المعادن.

حاولنا عبر دراسة تقنية اقتصادية تقدير المردودية على المدى الطويل لهذين الخيارين. تدمج هذه الدراسة الموازين الاقتصادية للاختيار و كذا بعض الجوانب التقنية التي تصحب استعمال هذين النوعين من الأنابيب.

SOMMAIRE

ABREVIATIONS

INTRODUCTION.....	1
-------------------	---

CHAPITRE I : PRESENTATION DE L'OBJET DE L'ETUDE

I-1. Le projet gazier d'IN SALAH.....	2
I-2. Position du problème.....	6

PREMIERE PARTIE

PRESENTATION DES PRINCIPAUX ASPECTS LIES AU PROJET

CHAPITRE II : LA CHAINE GAZ

II-1. Qu'est ce que le gaz naturel ?.....	10
II-2. Production du gaz naturel.....	11
La mise en production d'un champ.....	12
Production d'un gisement de gaz naturel au cours du temps.....	13
II-3. Traitement du gaz naturel.....	14
II-4. Transport du gaz naturel.....	15
Conclusion.....	17

CHAPITRE III : LA CORROSION

III-1. Définition de la corrosion.....	18
III-2. Importance économique de la corrosion.....	18
III-3. Protection contre la corrosion.....	21
III-4. Entretien des systèmes de protection.....	22
Conclusions.....	24

CHAPITRE IV : PIPE EN ACIER ET PIPE SSL

IV-1. Les pipes en acier.....	25
IV-2. Technologie des pipes en fibres de verre.....	27
IV-3. Le pipe SSL.....	28

CHAPITRE V : PRINCIPES D'EVALUATION DES INVESTISSEMENTS

V-1. L'étude technico-économique.....	31
V-2. Définition de l'investissement.....	33
V-3. Notion de variantes.....	33
V-4. Etude des variantes.....	34
V-5. La comparaison des variantes.....	37

DEUXIEME PARTIE

EVALUATION DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

ETUDE DES DEUX VARIANTES

CHAPITRE VI : DEFINITION DES ELEMENTS DU CALCUL ECONOMIQUE

VI-1. Les investissements.....	41
VI-2. Les charges fixes.....	43
VI-3. Les charges variables.....	44
VI-4. La main d'œuvre.....	44
VI-5. Le coût opératoire et les dépenses d'exploitation.....	45
VI-6. Les recettes.....	45

CHAPITRE VII : ETUDE TECHNIQUE DU PROJET

SECTION 1 : DESCRIPTION TECHNIQUE DU PROJET

VII-1. Les installations de production et de traitement.....	46
VII-1-1. Les puits.....	46
VII-1-2. Systèmes de collecte.....	47
VII-1-3. Centres de collecte.....	47
A. Variante 1.....	47
B. Variante 2.....	51
VII-2. Les pipelines.....	52
VII-2-1. Pipelines de transport inter-champs.....	52
VII-2-2. Pipeline de transport KRECHBA –HASSI R'MEL.....	52

SECTION 2 : DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS

VII-3. Dimensionnement des installations de production et de traitement.....	54
VII-4. Dimensionnement des pipelines.....	54
VII-4-1. Notions fondamentales sur le problème de transport.....	55
Définition.....	55
Les données physiques.....	55
Les données techniques.....	56
VII-4-2. Dimensionnement des pipelines du projet gazier d'IN SALAH.....	58
Caractéristiques du gaz.....	58
Profil en long.....	58
Conditions climatiques.....	58
Paramètres d'exploitation.....	59
Caractéristiques de l'ouvrage.....	59
Réglementation.....	59
Profil de débit.....	60
Résultats du dimensionnement.....	62

CHAPITRE VIII : CALCUL ECONOMIQUE

SECTION 1 : DETERMINATION DES COUTS D'INVESTISSEMENTS

VIII-1. Méthodes pratiques de détermination des investissements.....	67
VIII-1-1. Méthodes et principes de base.....	67
A. Estimation relationnelle.....	67
B. Estimation factorielle.....	69
VIII-2-2. Les deux grandes catégories d'estimation.....	70
A. Estimation globale.....	70
B. Estimation analytique.....	70
VIII-1-3. Précision d'une estimation.....	71
VIII-2. Détermination des coûts d'investissements du projet gazier d'IN SALAH.....	72
VIII-2-1. Installations de production et de traitement.....	72
A. Investissements en limites des unités de traitement.....	72
B. Installations générales et stockages.....	73
C. Autres postes d'investissements.....	75
VIII-2-2. Coûts d'investissements en pipelines.....	77
A. Variante 1.....	77
B. Variante 2.....	78
VIII-3. Interprétation et analyse des résultats des estimations des coûts d'investissements.....	83
VIII-3-1. Investissements en installations de production et de traitement.....	83
VIII-3-2. Investissements en pipelines.....	86
VIII-3-3. Investissement total.....	89

SECTION 2 : ETABLISSEMENT DU COUT OPERATOIRE

VIII-4. Etablissement du coût opératoire du projet gazier d'IN SALAH.....	91
VIII-4-1. Les charges fixes.....	91
VIII-4-2. Les charges variables.....	91
VIII-4-3. La main d'œuvre.....	92
VIII-4-4. Echancier des dépenses d'exploitation.....	92
VIII-5. Interprétation et analyse des résultats obtenus pour les dépenses d'exploitation.....	95

SECTION 3 : ETUDE DE RENTABILITE

VIII-6. Les critères d'évaluation des projets d'investissements.....	99
VIII-6-1. La méthode du délai de récupération.....	99
VIII-6-2. L'actualisation.....	100
VIII-6-3. Méthode de la valeur actuelle nette (VAN).....	101
VIII-6-4. Méthode du taux de rentabilité interne (TRI).....	102
VIII-6-5. Taux d'enrichissement relatif en capital.....	105
Notions de monnaie courante et monnaie constante.....	105

VIII-7. Etude de la rentabilité des deux variantes du projet gazier d'IN SALAH.....	106
VIII-7-1. Données de base.....	106
A. Horizon d'étude.....	106
B. Profil de production.....	106
C. Ordonnancement du projet.....	106
D. Echancier des dépenses d'investissement.....	107
VIII-7-2. Calcul de la rentabilité.....	107
A. Hypothèses de calcul.....	107
B. Résultats du calcul.....	108
VIII-7-3. Analyse des résultats.....	110
VIII-7-4. Examen de l'activité TRC (Transport par canalisations).....	111
A. Calcul de rentabilité.....	112
B. Résultats du calcul.....	112
C. Analyse des résultats.....	113

CHAPITRE IX : ANALYSE DE SENSIBILITE

IX-1. L'analyse du risque d'un projet.....	114
L'analyse de sensibilité.....	115
Définition.....	115
Appréciation de la méthode d'analyse de sensibilité.....	115
IX-2. Analyse de la sensibilité des deux variantes du projet d'IN SALAH.....	116
IX-2-1. Prix du gaz naturel.....	116
IX-2-2. Montant de l'investissement.....	117
IX-2-3. Charges d'exploitation.....	117
IX-2-4. Taux d'amortissement.....	117
Conclusion.....	119

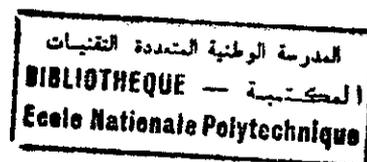
CONCLUSION GENERALE..... 121

BIBLIOGRAPHIE 123

LEXIQUE 127

ANNEXES..... 129

ABBREVIATIONS



API	:	American Petroleum Institute
Bbbs	:	Barils
BP	:	British Petroleum
btu	:	British Thermal Unit
CA	:	Chiffre d'affaires
Comp	:	Compression
Compo	:	Composant
Cond	:	Condensats
DP	:	Division Production de la SONATRACH.
EP	:	Equipement principal
FI	:	Frais indirects
FRP	:	Fiberglass Reinforced Plastic
FV	:	Fibres de verre
GB	:	Garet El Befinat
GMD	:	Gour Mahmoud
GRE	:	Glass Reinforced Epoxy
HMN	:	Hassi Moumeme
IBS	:	Impôt sur le Bénéfice des Sociétés
IDP	:	Impôt Direct Pétrolier
IGS	:	Installations générales et stockages
Invest	:	Investissements
IS	:	In Salah
KDA	:	Kilo Dinar Algérien
Liq	:	Liquide
ML	:	Mètre Linéaire
MM	:	Million
mmscf	:	Million standard cubic feet
MON	:	Montage
MS	:	Matériel secondaire
Nbre	:	Nombre
NOK	:	Couromes Norvégiennes
p.p.m	:	particule par million
RB	:	Résultat Brut
Sep	:	Séparation
SSL	:	Steel Strip Laminate
Stab	:	Stabilisation
Sté	:	Société
TAIC	:	Taxe sur l'Activité Industrielle et Commerciale
TN	:	Tarif Nord
TRC	:	Branche Transport par Canalisations de la SONATRACH
TRI	:	Taux de Rentabilité Interne
TS	:	Tarif Sud
TX	:	Turbo Expander
u.m	:	Unité Monétaire.
VAN	:	Valeur Actuelle Nette
VAR 1	:	Variante 1
VAR 2	:	Variante 2

INTRODUCTION



Lorsqu'une entreprise entreprend de réaliser un nouvel investissement pour poursuivre son développement, sa décision d'investissement s'accompagne toujours d'un ensemble de choix à effectuer : choix de l'implantation géographique, du programme d'investissement, de la technique, des équipements, ... à partir desquels se construiront des variantes.

Chacun de ces choix influera sensiblement sur la rentabilité du projet et pourra même mettre en jeu la pérennité de l'entreprise, c'est pourquoi chacune de ces décisions doit être mûrement réfléchie et motivée par une étude approfondie.

Le choix des équipements et installations, notamment, constitue une décision d'une grande importance car elle a des répercussions, non seulement sur le montant du capital à investir, mais également sur les charges d'exploitation sur toute la durée de vie du projet.

Dans un domaine comme celui du gaz naturel, où les projets s'étendent sur un horizon de plusieurs décennies, « les équipements ont un effet cumulatif, tout le dispositif mis en place à un moment donné, résulte en fait d'une multitude de décisions d'équipement dont chacune fait sentir ses effets pendant 30 ans, voire plus ». [BOU]

C'est ce type de décision qui est à l'origine de ce présent travail. En effet, l'objet de cette étude est de fournir une argumentation technique et économique qui aidera à motiver le choix des décideurs quant au type de canalisation de transport de gaz naturel à adopter, pour le projet gazier d'IN SALAH.

L'étude s'axera autour d'un problème central : le phénomène de corrosion. En effet, la nature chimique du gaz d'IN SALAH le rend facteur majeur à considérer lors de la conception des installations du projet. C'est ainsi que, dans le but de minimiser les coûts engendrés par ce phénomène, nous aurons à comparer entre deux types de canalisations de transport de gaz afin de déterminer celui qui constituera l'alternative la moins coûteuse à long terme.

Chapitre I

PRESENTATION DE L'OBJET DE L'ETUDE

I-1. LE PROJET GAZIER D'IN SALAH

[FEED],[PGA]

La région d'IN SALAH (District 3) est une province potentiellement riche en hydrocarbures. Elle se situe à près de 1 000 km au sud-ouest d'ALGER, et couvre une superficie de 110 000 km², plus de deux fois la superficie de la plate-forme britannique au sud de la MER DU NORD (Figure I-1). Des réserves ont déjà été identifiées et les promesses du sous-sol en font la deuxième région gazière en ALGERIE, après celle de HASSI R'MEL. Des travaux d'exploration ont débuté dans la région pendant les années 50, et ont conduit à la découverte de 40 puits gaziers, à partir de 64 puits d'exploration. On a ensuite procédé à l'évaluation de ces découvertes à l'aide de 48 puits d'appréciation.

Le projet d'IN SALAH s'inscrit depuis le 23 décembre 1995, dans le cadre d'un contrat entre la SONATRACH (SH) et le groupe pétrolier britannique BRITISH PETROLEUM (BP). L'accord prévoyant la réalisation conjointe d'un projet de développement gazier dans la région d'IN SALAH, constitue un partenariat sur toute la chaîne gazière : de la recherche dans la région (District 3), à la commercialisation en Europe du Sud, en passant par l'exploitation des champs et le transport du gaz naturel.

Le périmètre contractuel couvre une superficie totale légèrement supérieure à 23 000 km² et comprend les sept gisements de gaz sec déjà découverts, qui sont : **KRECHBA**, **TEGUENTOUR**, **REG**, **GARET EL BEFINAT**, **HASSI-MOUMENE**, **IN SALAH** et **GOUR MAHMOUD** (réservoirs du Dévonien); auxquels s'ajoutent au moins deux zones (**ECF** et **BTA**) devant faire l'objet de travaux d'exploration.

Dans une première phase, ayant commencé en 1997, et d'une durée de deux ans à deux ans et demi, un programme de recherche et d'appréciation a été établi. Ce programme comprend 2000 km de sismique 2-D, le forage de quatre puits d'exploration, 750 km² de sismique 3-D et le forage de cinq puits pour l'appréciation des gisements déjà découverts. A l'heure actuelle, les sismiques 2-D et 3-D ont déjà été achevées. En même temps, des études d'engineering de conception et des travaux en laboratoire sont menés. Les travaux sont réalisés conjointement par des équipes mixtes de la SONATRACH et de la BP.

La deuxième phase (d'une durée de quatre ans) comprend un important programme de travaux pour la réalisation des installations de production, le forage des puits dont le nombre est estimé à 87 puits, et la pose d'un réseau de canalisations d'une longueur totale d'environ 445 km reliant les 7 gisements entre eux (Figure I-2.). Le gaz sera ensuite évacué jusqu'au terminal de HASSI R'MEL via un nouveau gazoduc de 48 pouces de diamètre et d'une longueur de 510 km.

L'accord de joint-venture entre la SONATRACH et la BP est conclu pour une durée de 30 années à partir de la date de mise en vigueur du contrat. Celui-ci ayant été agréé à la mi-février 1997, la licence d'exploitation expirera par conséquent en l'an 2028. L'approbation du contrat est prévue pour l'année courante 1999, et la date au plus tard des premières productions de gaz est prévue pour août 2003. Les gisements de gaz naturel, dont la capacité de production est estimée à 9 milliards de mètres cubes par an, seront développés au fur et à mesure durant la période contractuelle.

Le scénario de production comprendra initialement 3 champs : REG, TEGUENTOUR (TEG) et KRECHBA. Ces derniers requièrent le pré-forage de quelques 55 à 60 puits, sur une période de 42 mois (soit 3 ans et demi), avant les premières productions de gaz. Le développement et la mise en exploitation des autres gisements (GARET EL BEFINAT, HASSI MOUMENE, IN SALAH et GOUR MAHMOUD) se fera graduellement sur une période de plus de 13 ans.

D'après les données disponibles, issues d'analyses en laboratoire et les études effectuées sur des échantillons de gaz prélevés sur les 7 gisements, **le gaz d'IN SALAH est un gaz sec, dont la proportion de méthane CH₄ et de gaz carbonique CO₂ constitue plus de 97% de la composition. La teneur du CO₂ dans le gaz, varie entre 1% et 10%, et constitue une moyenne de 5% pour l'ensemble du District 3.**

Des tests sur des échantillons provenant du gisement de KRECHBA , révèlent l'existence de faibles pourcentages d'hydrocarbures appartenant à la classe C₂-C₅, et les études préliminaires prévoient une production de fractions condensables de l'ordre de 1-2 bbls/mmscf .

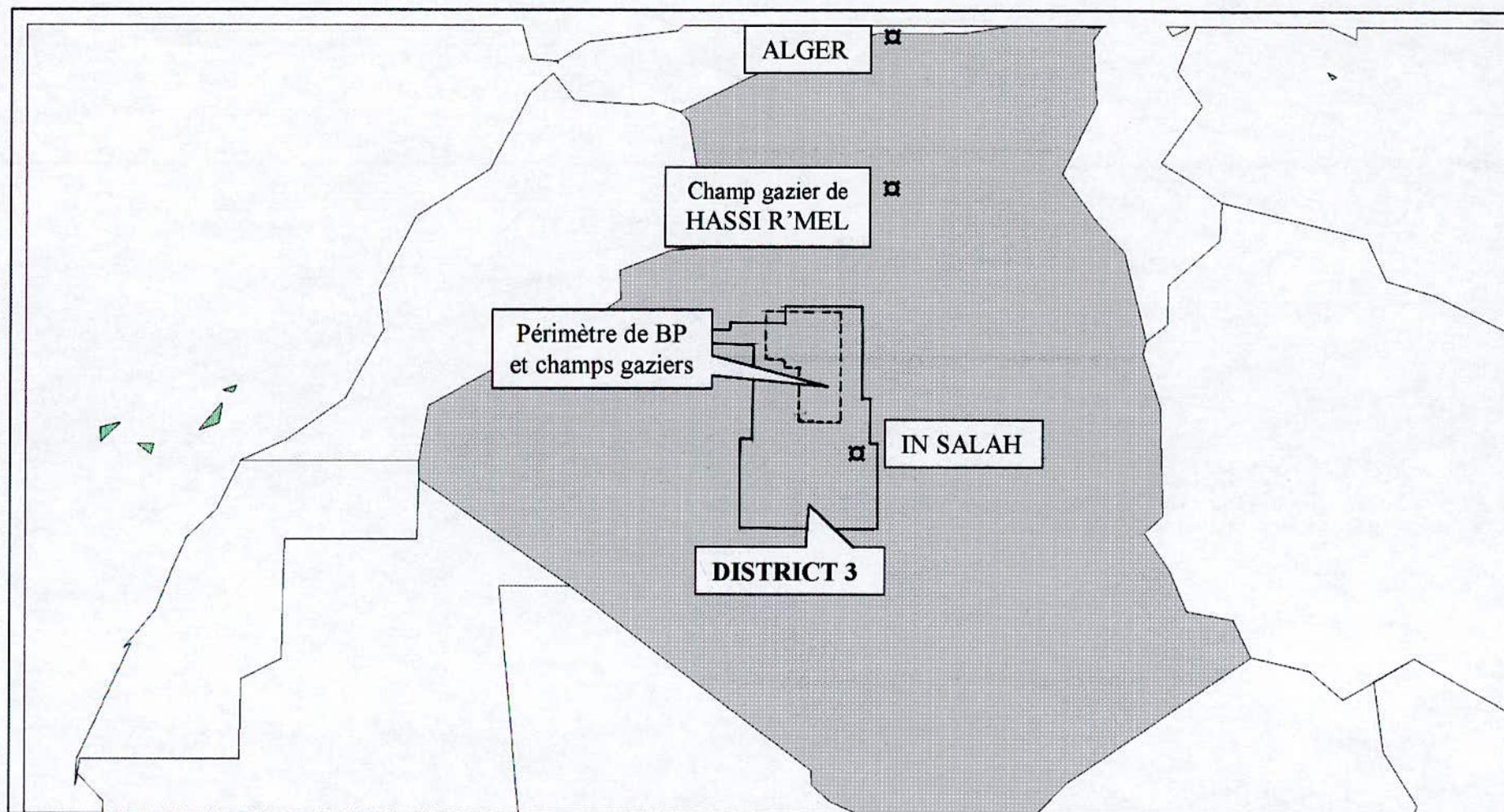


Fig. I-1 : La région gazière d'IN SALAH.

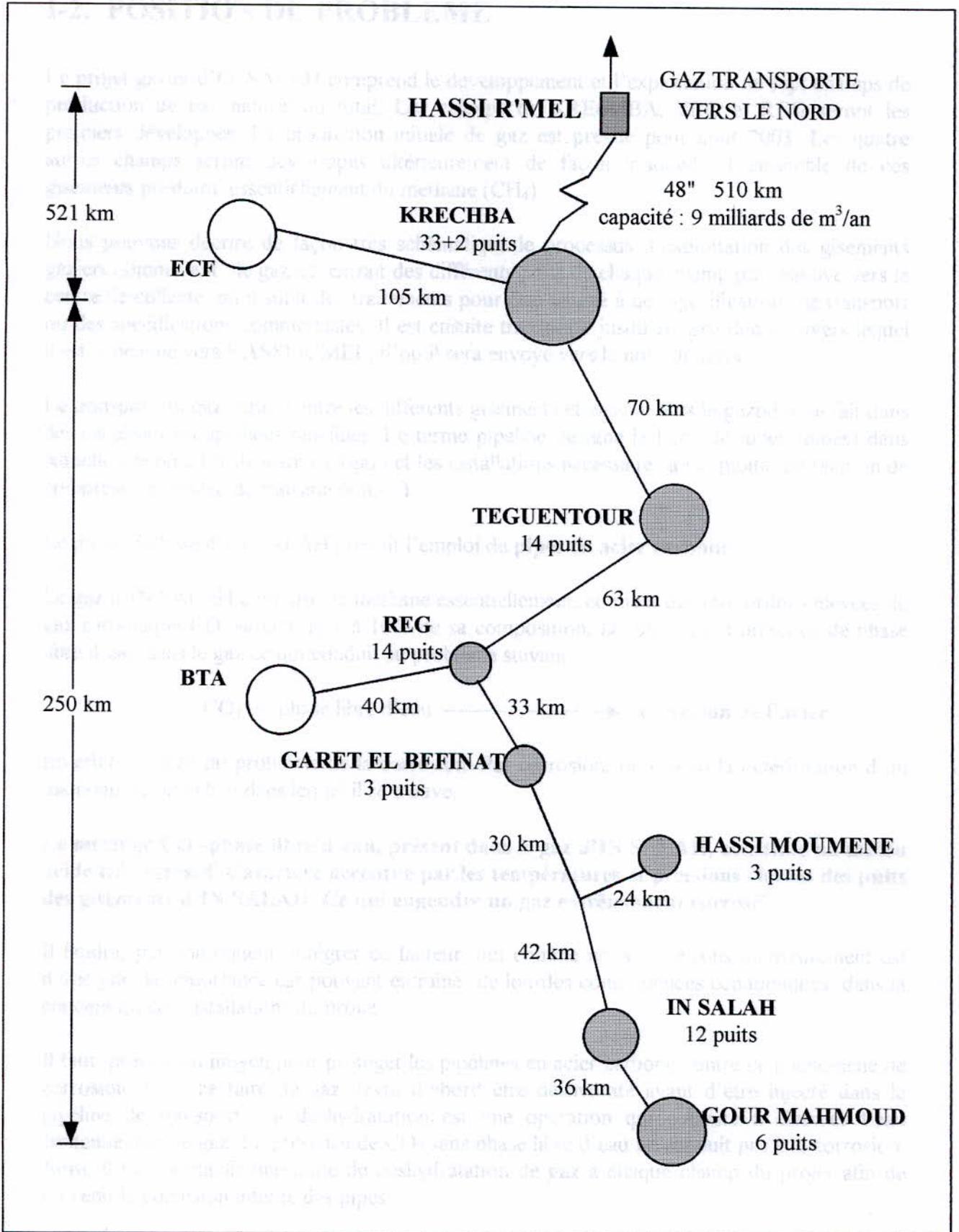


Fig. I-2 : Projet gazier d'IN SALAH.

tubes et la protection cathodique : deux méthodes de lutte contre la corrosion que nous présenterons ultérieurement.

Depuis plusieurs années, et après que les méthodes classiques de lutte contre la corrosion se soient avérées pas très efficaces et surtout coûteuses à long terme, des efforts ont été menés dans le domaine de la recherche dans le but de trouver de nouvelles techniques de protection anti-corrosion. Les études se sont orientées vers la recherche de matériaux présentant une nature résistante à la corrosion et pouvant trouver une application dans le domaine des canalisations.

On s'est d'abord intéressé aux métaux et alliages ; mais ceux pouvant répondre aux conditions difficiles d'exploitation imposées, s'avérant rares et très onéreux, on s'est orienté vers les matériaux non métalliques. C'est ainsi que sont apparues les techniques faisant intervenir les plastiques renforcés de fibre de verre (FRP), matériau parfaitement inerte à la corrosion. Cependant, il présente l'inconvénient de ne pas résister à des pressions élevées.

C'est ce qui a conduit à la mise au point, tout récemment (1998), d'un nouveau type de pipe composé de deux couches protectrices externe et interne en laminat GRE (fibre de verre et résine époxy) enveloppant une couche d'acier martinsitique. Il s'agit du Steel Strip Laminate Pipe (SSL). Ce pipe présentant toutes les caractéristiques classiques de la fibre de verre, et notamment l'inertie à la corrosion, offre en plus l'avantage, grâce à la couche interne d'acier, de résister à des pressions élevées.

L'emploi de ce pipe hautement résistant à la corrosion permettrait d'injecter le gaz naturel extrait directement dans les pipelines de transport sans procéder au préalable à la déshydratation du gaz. De plus, la protection externe des pipelines n'est plus nécessaire. Appliqué au projet gazier d'IN SALAH, il aurait pour conséquences l'élimination des unités de déshydratation à chaque champ, ainsi que les mesures de protection externe des pipelines.

Ceci nous ramène à la problématique suivante :

Quelle est parmi ces deux variantes :

- **Variante 1** : utilisation du pipe en acier carbone ce qui implique une unité de déshydratation à chaque champ et le recours à une protection anti-corrosion externe;
- **Variante 2** : utilisation du pipe SSL

la variante la plus rentable à long terme ?

C'est là l'objet de notre présent travail. Il s'agira de faire un choix judicieux de technologie à travers une étude technico-économique comparative entre les deux variantes de projet que nous venons de présenter.

Pour ce faire, nous nous efforcerons de chiffrer pour chacune des variantes :

- les coûts d'investissements,
- les charges d'exploitation

appliqués au projet gazier d'IN SALAH et établirons, à l'aide de critères de rentabilité économiques, mais aussi en intégrant des aspects techniques liés à leur mise en œuvre (diamètres, pose des pipes, entretien), la variante qui répondra de la façon la plus économique à long terme au problème de la corrosion.

PREMIERE PARTIE

**PRESENTATION DES PRINCIPAUX ASPECTS
LIES AU PROJET.**

Gaz naturel, exploration, sismiques, production, pipeline, corrosion, ... sont autant de termes évoqués dans la présentation de l'objet de notre présente étude qui nécessitent d'être explicités.

En effet, pour bien comprendre le problème à notre charge, et afin de pouvoir l'approcher et tenter de le résoudre, il nous faut nous munir d'un certain nombre de connaissances indispensables à l'assimilation du problème à traiter.

C'est là l'objet de la première partie de ce travail.

Nous tenterons à travers les quatre chapitres qui suivent de présenter les principaux aspects liés au problème posé.

Il nous faut, tout d'abord, faire connaissance avec le vaste domaine du gaz naturel. C'est le but du premier chapitre de cette partie.

Nous tenterons ensuite, à travers le chapitre III, de définir le problème central qui est à l'origine de cette étude : la corrosion. Nous essaierons d'en connaître l'importance et les conséquences pour mieux en cerner les implications ce qui nous permettra de mieux saisir l'opportunité de notre présente étude, et d'en définir la démarche à suivre.

Nous présenterons ensuite, à travers le chapitre IV, les deux types de pipes qui définissent les deux variantes proposées pour faire face au problème de la corrosion pour le projet d'IN SALAH : le pipe en acier et le pipe SSL.

Enfin, et dans le dernier chapitre de cette première partie, nous présenterons les principes fondamentaux d'évaluation des investissements et de choix entre variantes, qui constitueront les outils fondamentaux à l'aide desquels se fera la résolution de notre problème.

Chapitre II

LA CHAINE GAZ

Les hydrocarbures, et notamment, le pétrole brut et le gaz, sont aujourd'hui la source d'énergie la plus utilisée. Ils couvriront à la fin de ce siècle et au début du siècle prochain entre 50 et 75% de la consommation mondiale.

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant. L'importance de ses réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation, notamment dans des secteurs à forte valeur ajoutée : industries de précision, production d'électricité. [FCH]

- *Qu'est ce que le gaz naturel ?*
- *Quelles sont les étapes, étroitement associées, formant ce qu'on appelle une « chaîne gaz » et qui s'étend depuis la production, en passant par le traitement et le transport, et jusqu'à la commercialisation ?*

C'est en essayant d'apporter des réponses à ces questions que nous donnerons un petit aperçu sur le vaste domaine du gaz naturel.

II-1. QU'EST CE QUE LE GAZ NATUREL ?

[ROJ],[FCH],[PRO]

Le gaz naturel, comme le pétrole est un mélange de substances appelées hydrocarbures et constituées comme leur nom l'indique d'atomes d'hydrogène et de carbone. Ces hydrocarbures se présentent à l'état solide, liquide ou gazeux suivant la taille et la structure des molécules qui les composent : les hydrocarbures aux molécules très lourdes, contenant un grand nombre d'atomes de carbone et d'hydrogène sont des solides. Ceux dont les molécules sont plus légères sont des liquides. Enfin, ceux dont les molécules sont très légères car ne contenant que quelques atomes de carbone et d'hydrogène sont des gaz.

Le pétrole brut est le mélange de ces divers types d'hydrocarbures, alors que le gaz naturel ne contient que les hydrocarbures très légers, son composant principal est le méthane (l'hydrocarbure le plus léger de tous).

On distingue généralement deux types de gaz qui impliquent des traitements différents :

- **Le gaz sec** : Il est extrait des gisements ne contenant que du gaz. C'est un gaz pauvre en fractions condensables et est essentiellement constitué de méthane (93 à 99%) et de très peu d'éthane et de propane. Des hydrocarbures à masse moléculaire plus élevée ne s'y trouvent, en règle générale, que sous forme de traces. On trouve dans les gaz un peu de dioxyde de carbone et d'azote.
- **Le gaz humide** : C'est un gaz riche en fractions condensables. Lorsqu'il est produit avec le pétrole dans un même gisement, le gaz humide est qualifié de **gaz associé**, sinon il est dénommé gaz humide non associé ou **gaz à condensat**.

La formation des gisements de gaz et de pétrole

Etant donné leurs propriétés physiques (liquides ou gazeuses), le pétrole ou le gaz se déplacent, on dit qu'ils migrent. En effet, les hydrocarbures quittent le milieu où ils se sont formés (roche-mère), leur migration se poursuit jusqu'à ce qu'ils soient arrêtés par une couche de terrain imperméable (argile sec ou sel par exemple) où ils sont « piégés ». C'est ainsi qu'un gisement de gaz naturel se constitue.

Souvent le pétrole et le gaz naturel se trouvent ensemble, soit séparés en deux couches – le gaz au dessus et le pétrole en dessous -, soit mélangés, le gaz étant dissout dans le pétrole. Dans d'autres cas, le gisement ne contient que du pétrole ou que du gaz naturel.

II-2. PRODUCTION DU GAZ NATUREL

[ROJ]

La découverte des gisements d'hydrocarbures n'est pas tâche aisée. Il existe en effet rarement des indices à la surface du sol permettant de signaler la présence de gisements souterrains. Ils peuvent se trouver sous les déserts, les jungles, les marécages, les neiges polaires ou même sous le fond des océans.

Le **gisement** de gaz naturel est formé par un ou plusieurs réservoirs. La découverte puis l'évaluation d'un piège potentiel font appel à des **techniques d'exploration**, mettant en œuvre des méthodes de géologie et de géophysique.

La reconnaissance du piège nécessite ensuite des **forages d'exploration**, qui permettent de détecter la présence des hydrocarbures (puits de découverte) et d'obtenir des informations sur le réservoir par l'étude de carottes ainsi qu'au moyen d'enregistrements réalisés dans le puits, appelés **diagraphies**.

Ces forages d'exploration sont suivis de **forages d'appréciation** qui, à la suite des **essais de puits**, conduisent à décider ou non le développement du gisement.

Ce processus est schématisé par la figure II-1.

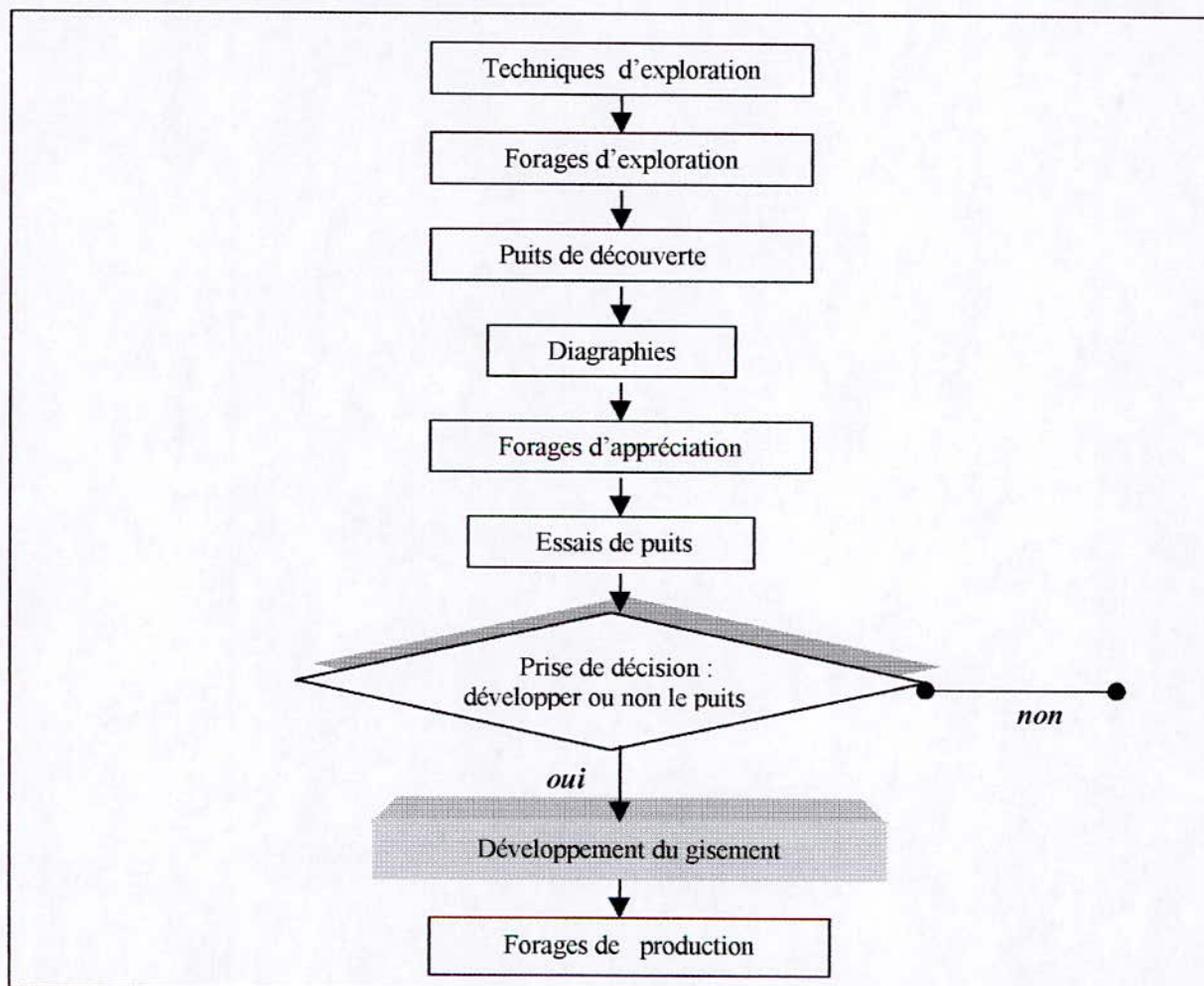


Fig. II-1

LA MISE EN PRODUCTION D'UN CHAMP [FCH]

Lorsqu'un premier puits d'exploration a mis en évidence la présence d'hydrocarbures, on procède à l'évaluation du gisement ainsi découvert. Des travaux de géologie et de géophysique complémentaires sont réalisés ainsi que les forages de 2 à 3 puits dits de délimitation. Les résultats de ces opérations permettent d'évaluer les réserves de pétrole ou de gaz découvertes. Ils servent également de base aux calculs qui détermineront la rentabilité économique de leur mise en production.

Infrastructure et équipement :

L'exploitation d'un gisement passe par une « phase de développement » nécessitant de lourds investissements et pendant laquelle sont réalisés d'importants travaux. Définis par une étude d'optimisation, ces travaux recouvrent la mise en place ou la réalisation d'infrastructures et d'équipements aussi divers que :

- Le forage et l'équipement des puits nécessaires. Ainsi, chaque puits producteur est complété par un « arbre de Noël » ou tête de puits, qui se compose de vannes et d'appareils de mesure et d'où part une conduite qui évacue la production du puits vers le centre de traitement.
- Les installations de collecte des puits producteurs.
- Les installations de traitement, de stockage et d'expédition des hydrocarbures.
- Les installations éventuelles de réinjection de gaz et /ou d'eau.
- Le forage et l'équipement de puits injecteurs.
- Les stations de compression et /ou de pompage.
- Les dessertes et installations de surface pour l'injection.
- Les équipements de production et de distribution d'utilités : eau, électricité, télécommunications, air, vapeur.
- Les infrastructures : routes, aéroports, bureaux, logements, santé, restauration et loisirs.

L'importance des équipements et des infrastructures à réaliser explique pourquoi souvent plusieurs années s'écoulent entre la découverte d'un gisement et sa mise en production définitive.

Ce processus de développement se poursuit durant toute la vie du gisement. Il faut noter en effet, que dans une première phase, c'est souvent l'énergie emmagasinée dans le gisement qui permet la remontée des hydrocarbures par les puits. Cette énergie décroît au fur et mesure de l'extraction. A un moment donné, il faudra compenser l'affaiblissement de cette énergie naturelle par le recours à ce que l'on appelle des techniques de récupération secondaire ou assistée.

Le but de la récupération assistée est de maintenir la pression du gisement aussi longtemps que possible en vue d'extraire le maximum de pétrole ou de gaz contenu dans le sous-sol.

PRODUCTION D'UN GISEMENT DE GAZ NATUREL AU COURS DU TEMPS

[ROJ]

Le débit de gaz produit dépend de la pression dans le réservoir, elle-même reliée à la quantité de gaz produite.

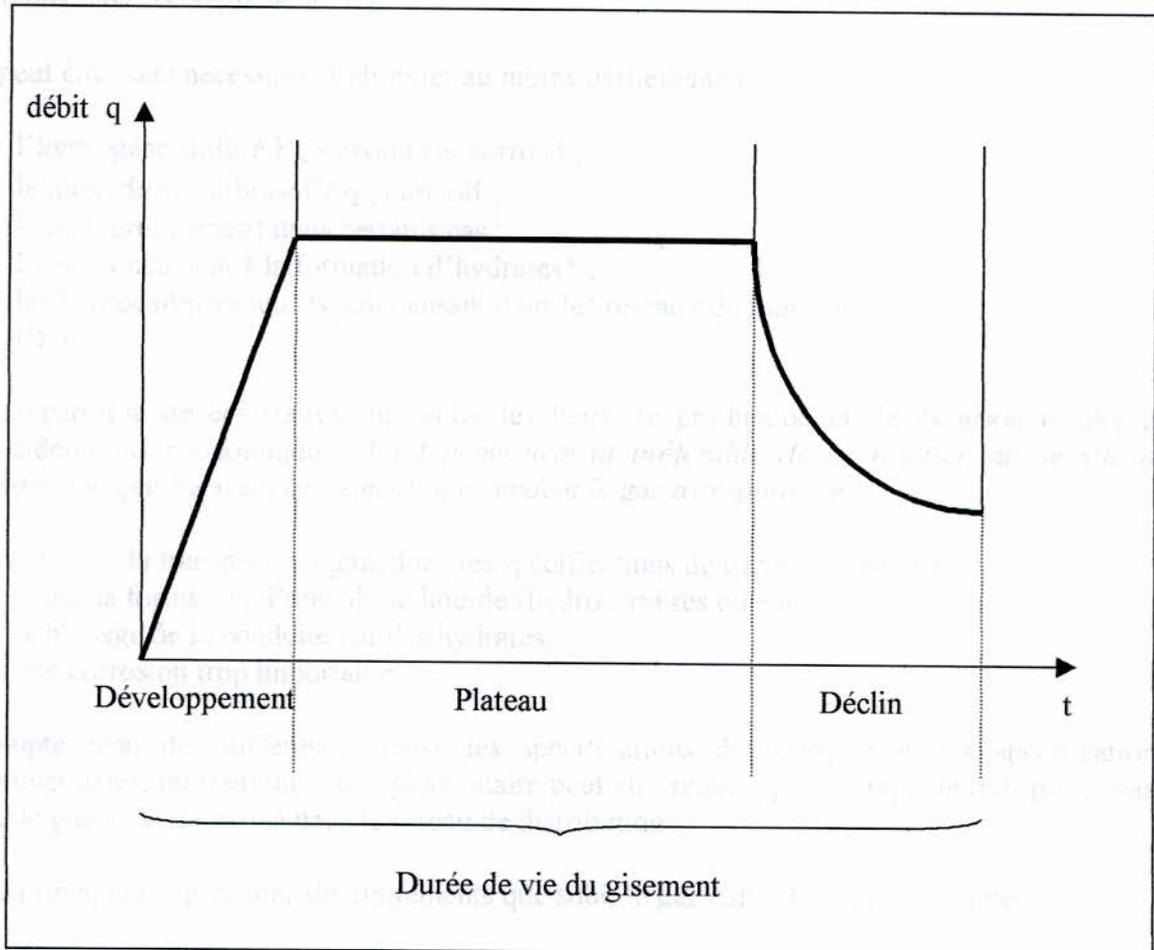


Fig. II-2 : Evolution de la production d'un gisement de gaz

Pendant la première étape de développement, le débit augmente au fur et à mesure que de nouveaux puits sont mis en production. Cette étape est suivie d'un plateau de production au cours duquel la pression en tête de puits est régulée de manière à assurer un débit de production constant correspondant aux capacités de traitement et d'évacuation installées.

Le plateau peut être prolongé en installant **une station de recompression** ou en forant de nouveaux puits. Le choix de ces solutions techniques est effectué sur la base de critères technico-économiques.

Enfin, la dernière étape est l'étape de déclin, au cours de laquelle la pression en tête de puits devient insuffisante pour maintenir un débit constant.

DESHYDRATATION

La présence d'eau entraîne différents problèmes pour les exploitants. Suivant les conditions de température et de pression qui règnent dans une installation, la vapeur d'eau peut :

- se condenser et provoquer la formation d'hydrates,
- se solidifier,
- ou favoriser la corrosion si le gaz contient des composants acides.

Pour éviter ces phénomènes, il est nécessaire de réduire la teneur en eau du gaz naturel au moyen de techniques de traitement appropriées.

DESACIDIFICATION

La désacidification est une opération industrielle d'une grande importance. Elle consiste à séparer du gaz naturel les gaz acides, essentiellement CO_2 et H_2S .

Les spécifications de teneur en gaz acides sont imposées par des contraintes de :

- **Sécurité** : très forte toxicité de l'hydrogène sulfuré.
- **Transport** : corrosion, risques de cristallisation dans le cas de la liquéfaction.
- **Distribution** : gaz commercial.

ELIMINATION D'AZOTE, D'HELIUM ET DE MERCURE

Afin d'éviter des problèmes de corrosion et se conformer aux spécifications techniques requises, il peut devenir nécessaire de retirer l'azote, l'hélium ou le mercure à partir de certaines teneurs.

II-4. TRANSPORT DU GAZ NATUREL

[ROJ],[FCH]

Les principaux moyens de transport du gaz naturel sont :

- le transport par gazoduc qui représente la solution la plus simple mais requiert la mise en place d'un réseau de conduites reliant les sites de production et de réception.
- Le transport par méthanier. Il nécessite la liquéfaction du gaz naturel qui est transporté en phase liquide à la pression atmosphérique aux environs de -160°C .
- Une autre solution consiste à transformer le gaz naturel par voie chimique en un produit liquide dans les conditions ambiantes, tel que le méthanol ou l'essence.

LE TRANSPORT PAR GAZODUC

Le transport par gazoduc représente à l'heure actuelle le mode d'acheminement du gaz naturel qui est de loin le plus répandu. Une chaîne de transport par gazoduc peut être schématisée comme suit :

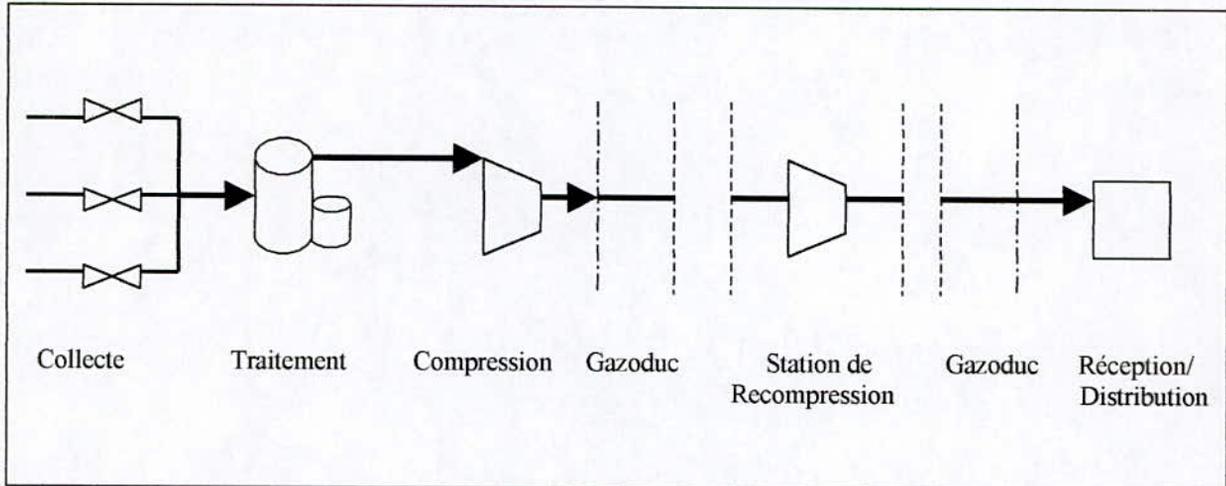


Fig.II-3 : Chaîne de transport par gazoduc.

La chaîne comprend les étapes suivantes :

- Collecte des effluents provenant des différents puits.
- Traitement du gaz produit pour le mettre aux spécifications de transport : séparation des hydrocarbures les plus lourds et déshydratation pour éviter les risques de condensation, de formation d'hydrates et de corrosion ; ce traitement est éventuellement complété par une désacidification.
- Compression du gaz si la pression en tête de puits est insuffisante (notamment en phase d'épuisement du gisement).
- Transport en conduite.
- Recompression en cours de transport, si la distance est importante, pour éviter une chute trop significative de pression.
- Traitement complémentaire éventuel pour mettre le gaz aux spécifications de distribution.
- Transfert au réseau de distribution.
- Distribution du gaz.

Le gaz naturel est ainsi transporté dans des conduites appelées **gazoducs**, pouvant atteindre des diamètres dépassant 1 mètre et des longueurs de plusieurs milliers de kilomètres. Le gaz étant un produit compressible, le principe consistera à utiliser sa propre énergie de détente dans la canalisation. Cependant, il sera nécessaire de le recomprimer au moyen de **stations de compression** installées le long du gazoduc car le gaz perd sa pression avec la distance.

CONCLUSION

Les différentes étapes de production, de traitement et de transport du gaz naturel sont étroitement associées pour former une « **chaîne gaz** ».

La phase de production comprend essentiellement le forage et l'extraction du gaz. Elle nécessite de lourds investissements. C'est pourquoi elle est précédée de forages d'appréciation pour évaluer la rentabilité à long terme des puits explorés.

Le traitement du gaz naturel consiste en un ensemble de procédés visant à obtenir les spécifications requises pour le transport ou l'utilisation du gaz naturel.

Le transport et le stockage constituent les derniers maillons de la chaîne du gaz naturel. Le transport par canalisations représente à l'heure actuelle le mode d'acheminement du gaz naturel le plus répandu.

Le premier chapitre traite des aspects économiques de la corrosion. Il est divisé en deux parties : la première est consacrée à la corrosion et la seconde à la protection. Ce chapitre ne se limite pas à la corrosion, mais aborde également les aspects économiques de la protection. Il est divisé en deux parties : la première est consacrée à la corrosion et la seconde à la protection.

III.1. DEFINITION DE LA CORROSION

(L'ORIGINE DU MOT)

La corrosion est un processus chimique ou électrochimique par lequel un matériau se dégrade. Elle se limite pas à l'acier, mais affecte tous les métaux ainsi que les polymères et les composites. Elle résulte d'actions chimiques, électrochimiques, mécaniques ou combinées. Elle est causée par l'oxygène, l'eau, les acides, les bases, les sels, les gaz, les bactéries, etc. Les produits de corrosion sont souvent corrosifs et peuvent causer des dommages supplémentaires.

- Métaux : acier, aluminium, zinc, cuivre, etc.
- Polymères : PVC, PE, PP, etc.
- Composites : fibre de verre, fibre de carbone, etc.

La corrosion est définie comme l'attaque destructive d'un matériau par réaction chimique ou électrochimique avec le milieu ambiant. Elle peut être localisée ou généralisée. Elle est causée par l'oxygène, l'eau, les acides, les bases, les sels, les gaz, les bactéries, etc. Les produits de corrosion sont souvent corrosifs et peuvent causer des dommages supplémentaires.

Chapitre III

LA CORROSION

III.1. IMPORTANCE ECONOMIQUE DE LA CORROSION

III.1.1. L'ORIGINE DU MOT

La corrosion est un processus chimique ou électrochimique par lequel un matériau se dégrade. Elle se limite pas à l'acier, mais affecte tous les métaux ainsi que les polymères et les composites. Elle résulte d'actions chimiques, électrochimiques, mécaniques ou combinées. Elle est causée par l'oxygène, l'eau, les acides, les bases, les sels, les gaz, les bactéries, etc. Les produits de corrosion sont souvent corrosifs et peuvent causer des dommages supplémentaires.

La corrosion est un processus chimique ou électrochimique par lequel un matériau se dégrade. Elle se limite pas à l'acier, mais affecte tous les métaux ainsi que les polymères et les composites. Elle résulte d'actions chimiques, électrochimiques, mécaniques ou combinées. Elle est causée par l'oxygène, l'eau, les acides, les bases, les sels, les gaz, les bactéries, etc. Les produits de corrosion sont souvent corrosifs et peuvent causer des dommages supplémentaires.

Les pertes économiques dues à la corrosion sont divisées en pertes directes et indirectes.

- Pertes directes :
 - 1. Coût de remplacement des matériaux corrodés et de réparation des structures.
 - 2. Coût des mesures de protection (utilisation de matériaux résistants à la corrosion, revêtements et protection cathodique).

Les pertes indirectes sont plus difficiles à évaluer, mais elles sont souvent plus importantes que les pertes directes. Elles comprennent les pertes de production, les pertes de réputation, les pertes de vie humaine, etc. Les exemples de pertes indirectes sont les pertes de production dues à l'arrêt d'une usine, les pertes de réputation dues à un accident, etc.

- Pertes indirectes :
 - 1. Coût des pertes de production, d'arrêt d'usine, de pertes de réputation, etc.
 - 2. Coût des pertes de vie humaine, des pertes de réputation, etc.

- les mesures de prévention ; inspections, entretiens, surdimensionnement des structures porteuses.

Explicitons ce dernier point. En effet, comme les vitesses de corrosion sont inconnues ou les méthodes de contrôle de corrosion incertaines, les dimensions des équipements sont souvent prévues plus importantes qu'il n'est nécessaire, compte tenu des pressions normales d'utilisation ou des efforts appliqués, afin d'assurer une durée de vie raisonnable. Un exemple typique de « surdimensionnement » se rencontre dans la pose des canalisations enterrées. Une conduite de 20 cm de diamètre et de 360 km de long devait avoir une épaisseur de parois de 8 mm pour tenir à la corrosion du côté sol. Avec une protection anticorrosion appropriée, une épaisseur de seulement 6.25 mm put être employée **épargnant 3 700 tonnes d'acier.**

Les pertes directes ne représentent donc qu'une partie des coûts de la corrosion. Elles sont souvent très inférieures aux pertes indirectes. Si l'on doit arrêter une centrale nucléaire, qui représente un investissement important en capital, pour réparer ou remplacer un échangeur de chaleur corrodé, le prix de ce dernier est dérisoire par rapport aux pertes de gain dues au manque de production. De même, pour remplacer un tuyau d'eau chaude corrodé, noyé dans le mur d'un immeuble, les frais de réparation dépassent largement le prix du tuyau.

La diversité des coûts rend toute estimation difficile et incertaine. Cependant, il s'agit sans aucun doute de montants élevés. De plus, la corrosion des matériaux gaspille des matières premières et, indirectement, de l'énergie.

QUELQUES CHIFFRES

[CAB]

Illustrons l'importance économique de la corrosion par quelques chiffres et cas concrets :

- 15% des fuites des conduites de transport de gaz sont dues à la corrosion ;
 - 46% des fuites des conduites de distribution de gaz sont dues à la corrosion ;
 - 90% des remplacements des tubes de forage de puits de pétrole sont dus à la corrosion ;
 - L'entretien d'une plate-forme de forage en mer rendu nécessaire par la corrosion représente 1 à 2% du coût de cette plate-forme installée.
-
- La part de l'activité du secteur « Maintenance et Réparation » qui est causée par la corrosion varie selon le type d'industrie pour lequel le secteur travaille, par exemple :
 - Pétrole brut 30%.
 - Raffinerie de pétrole 40%.
 - Gaz naturel 30%.

Cas du champ de HASSI MESSAOUD

[BOUK]

Actuellement, la production du brut des puits du champ de HASSI MESSAOUD est acheminée jusqu'aux centres industriels par un réseau de collecte comportant plus de 1400 pipes d'une longueur totale de 2500 km. Ce réseau connaît beaucoup de problèmes d'exploitation dont le phénomène des fuites d'effluent est le plus inquiétant. En effet, le nombre de fuites à travers les pipes ne cesse d'augmenter d'année en année, causant ainsi des perturbations dans la production.

Dans ce qui suit est donné le nombre des fuites par année, pendant la période allant de 1981 à 1996, pour les canalisations tous diamètres confondus.

Année	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
Nbre de fuites	125	84	105	123	159	156	176	208	175	286	406	588	565	522	527	648

Tableau III-1 : Nombre de fuites par année.

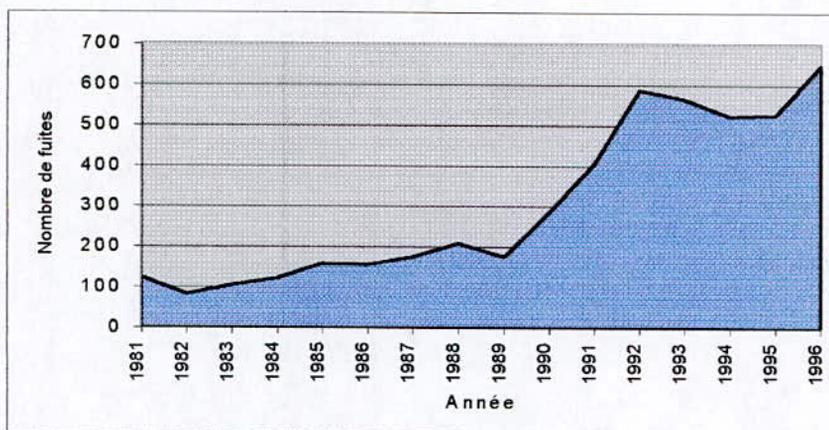


Fig. III-1 : Evolution des fuites sur le champ de HASSI MESSAOUD.

Des études ont montré que, dans un vieux système de collecte, le nombre de fuites augmente exponentiellement et s'exprime grâce à l'équation empirique décrite ci-dessous :

$$N = N1.e^{(n.A)} \tag{III-1}$$

avec

- N : Nombre de fuites de l'année à considérer,
- N1 : Nombre de fuites enregistrées la première année
- e = 2.718
- n : Nombre d'années représentant la période d'étude,
- A : Coefficient d'évolution.

Ce qui laisse prévoir que le nombre de fuites en l'an 2005 dépassera le double du nombre de fuites actuel (1999).

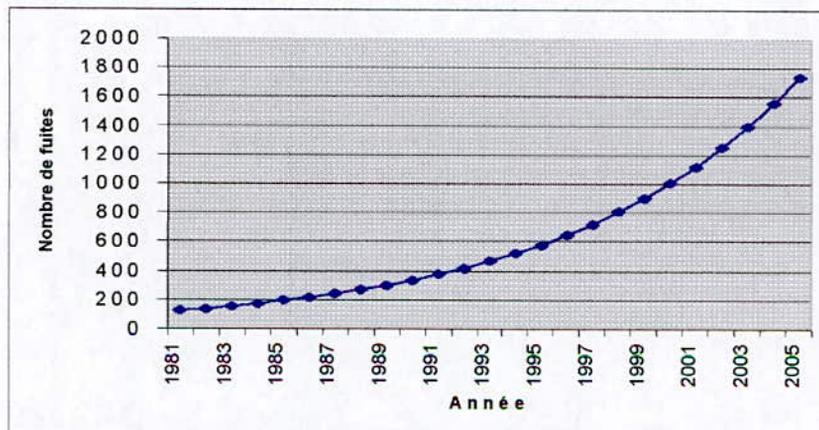
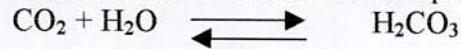


Fig. III-2 : Evolution prévisionnelle des fuites.

La majorité des fuites est due, essentiellement, à l'eau en présence du gaz. En effet, le gaz produit sur le champ de HASSI MESSAOUD contient environ 0.37% de CO₂ et très peu de H₂S. Ainsi, le mécanisme de corrosion est le suivant :

Le gaz carbonique dissout dans l'eau forme de l'acide carbonique :



L'attaque du métal se fait : $\text{Fe} + \text{CO}_3 \longrightarrow \text{CO}_3 \text{Fe} + \text{H}_2$ ↗

A l'intérieur des pipes, la corrosion conduit à une perte d'épaisseur qui engendre des percements très rapides.

III-3. PROTECTION CONTRE LA CORROSION

[LAN],[UHL],[SST]

La prévention de la corrosion doit commencer déjà dans la phase de planification. En d'autres mots, on doit prendre en considération la corrosion depuis le début d'un projet et jusqu'à sa réalisation. Il s'agit de garantir une durée de vie à une installation, pour un coût minimal, comprenant tant les frais d'investissement que d'entretien.

La lutte contre la corrosion englobe les méthodes suivantes :

- prévention à l'aide de moyens naturels par un choix judicieux des matériaux,
- Contrôle du milieu corrosif en « jouant » parfois sur certains paramètres physico-chimiques comme la température, le PH (alcanisation), le dégazage, le pouvoir oxydant, etc...
- Protection par l'emploi d'additifs chimiques tel que les inhibiteurs de corrosion. Un inhibiteur est une substance chimique qui, lorsqu'elle est additionnée en petite quantité à un milieu, diminue efficacement la vitesse de corrosion.
- prévention par une forme adaptée des pièces,
- protection par les traitements de surface et revêtements. Les revêtements sont couramment employés pour protéger l'acier notamment contre la corrosion atmosphérique. La couche de revêtement forme une barrière entre le métal de base et le milieu corrosif. Elle remplit sa fonction protectrice pour autant que sa propre vitesse de corrosion soit faible.
- protection électrique en modifiant le comportement électrochimique du métal dans son milieu corrosif. La protection électrochimique comprend, principalement, la **protection cathodique** qui consiste à imposer au métal un potentiel suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable*. Le principe est d'abaisser le potentiel de la structure à protéger à un niveau en dessous duquel l'alliage est en équilibre électrochimique (seuil de protection). On dit que le métal est rendu dans sa zone d'immunité.

* Consulter l'annexe B

III-4. ENTRETIEN DES SYSTEMES DE PROTECTION

[CAB]

Le coût en exploitation de l'entretien d'un système de protection est trop souvent ignoré ou sous-estimé. Quoiqu'il en soit, le prix d'une protection ne peut pas se concevoir en se limitant au coût des premiers investissements. Aux frais initiaux, il faut ajouter les coûts (directs et indirects) d'entretien. **La comparaison de ces deux types de coûts, permettant, seule, une détermination judicieuse quant au choix du système de protection.**

I.WEBER (du Département Recherche de la Sté. SULZER) propose, à ce sujet, une étude intéressante : « les frais d'entretien seront ceux qui s'imposent par le souci de parer », pendant la durée de service de l'installation, aux conséquences de la corrosion, comme aussi de réparer les dommages causés, ou de maintenir l'efficacité des mesures déjà prises.
soient :

- V : Coût de la corrosion
- C : Coûts causés par les dégâts de la corrosion.

$f_{(d)}$: frais directs

$f_{(i)}$: frais indirects

$$C = f_{(d)} + f_{(i)}.$$

(III-2)

- P : coût de la protection. $P_1 =$ préventif, $P_2 =$ entretien.

$$P = P_1 + P_2 t$$

(III-3)

V peut s'exprimer ainsi :

$$V = C + P$$

(III-4)

$$V = f_{(d)} + f_{(i)} + P_1 + P_2 t$$

(III-5)

Pour une période déterminée T, V_T doit être minimum.

$$\text{Soit : } V_T = C_T + P_T.$$

(III-6)

Si la valeur P_T augmente, C_T diminue.

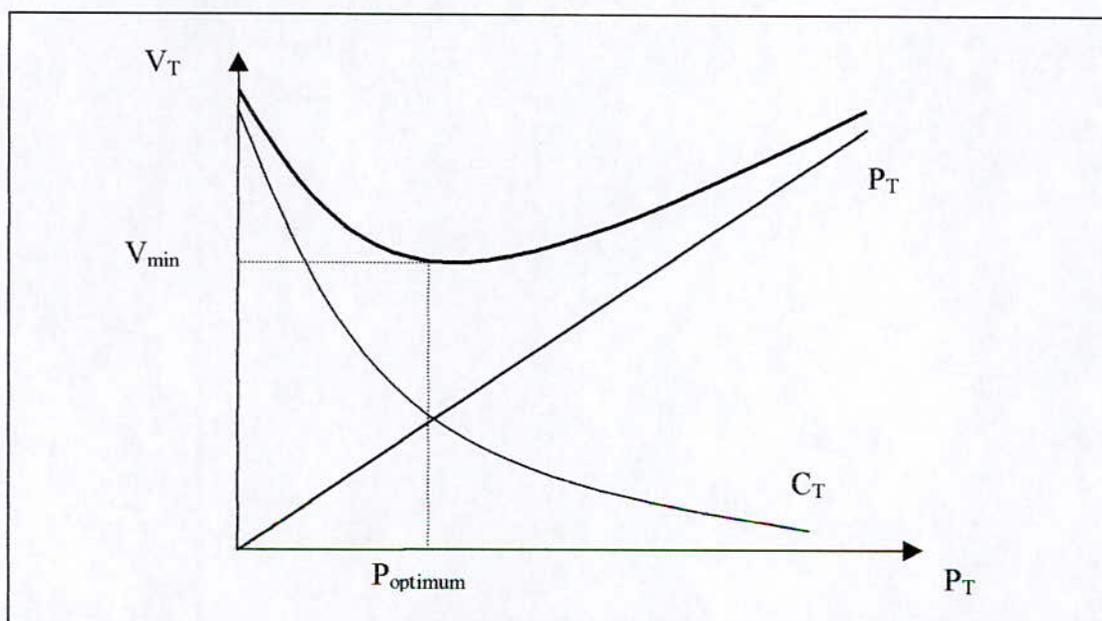


Fig.III-3 : Evolution du coût de la corrosion en fonction du système de protection.

Pour résumer et illustrer ce raisonnement, considérons le cas de deux systèmes de protection :

- soit un système I, onéreux, très efficace
- soit un système II peu coûteux, d'une efficacité moindre, impliquant une surveillance constante.

Les frais cumulés pour ces deux systèmes de protection sont représentés sur la figure III-4.

On remarque que le système I implique des investissements importants et que le système II, très rapidement, nécessite des charges complémentaires d'entretien, et qu'en fin de compte cette solution est plus onéreuse que la première.

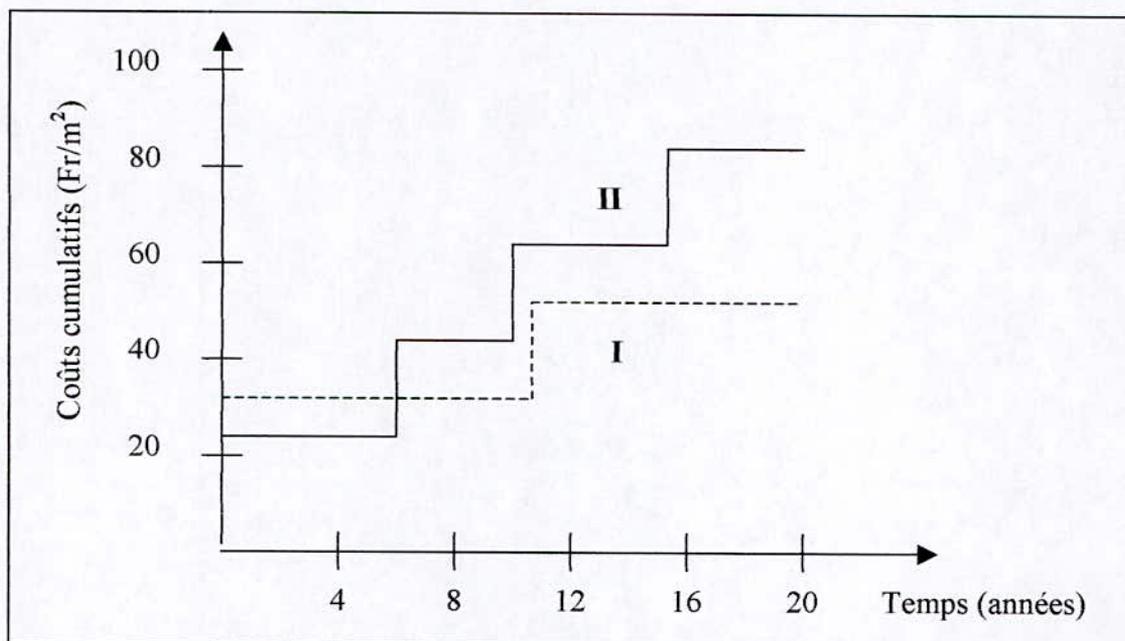


Fig. III-4 : Coûts cumulatifs pour les systèmes de protection I et II.

Le même schéma peut être considéré en tenant compte des immobilisations des capitaux représentés par ces deux systèmes :

Sur la figure III-5, on remarque que le système II implique très régulièrement des investissements (renouvellements d'équipements), alors que le système I qui exige un investissement plus élevé au départ, nécessite des investissements complémentaires d'entretien nettement moindres.

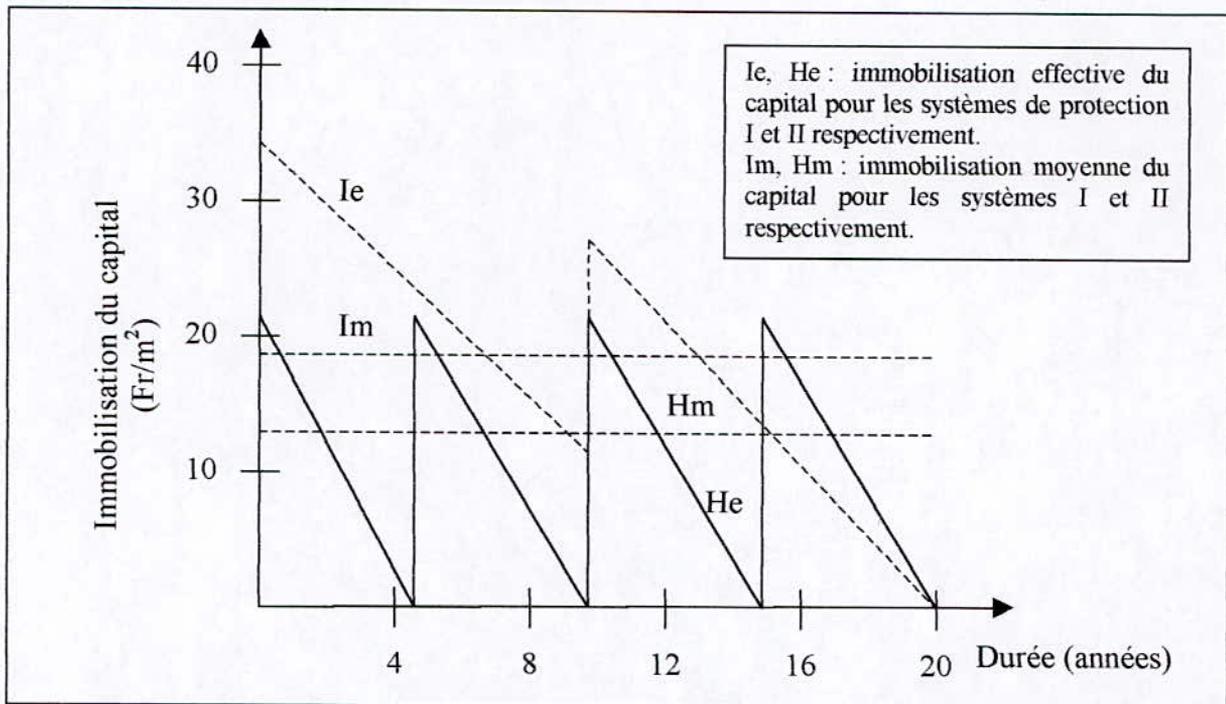


Fig. III-5 : Immobilisations du capital pour les systèmes de protection I et II.

CONCLUSIONS

- La corrosion, phénomène naturel et universel, doit donc être incluse comme critère de conception. C'est à ce stade d'un projet que l'on doit prendre les décisions quant à la méthode préventive. Il faut considérer la corrosion au même titre que les autres critères de conception et aux mêmes étapes. Elle ne devrait pas être repoussée aux dernières étapes de présentation des devis ou durant la période des appels d'offres. [LAM]
- Toute méthode de prévention nécessite une analyse économique des différentes solutions qui se présentent, permettant ainsi de déterminer quelle est la meilleure méthode ou combinaison de méthodes à préconiser. Le choix ne doit en aucun cas se limiter aux seuls coûts d'investissements. L'étude doit intégrer les charges d'exploitation relatives à chaque système de protection. Ce n'est que sur la base d'une comparaison intégrant ces deux types de coûts qu'un choix judicieux pourra être fait.

Ce sont là les principaux éléments que nous tentons de prendre en compte à travers notre présente étude.

Chapitre IV

PIPE EN ACIER ET PIPE SSL

Pipe en acier carbone associé à des moyens de lutte anti-corrosion interne et externe, pipe SSL, sont les deux alternatives proposées pour faire face au problème de la corrosion pour le transport du gaz naturel du projet d'IN SALAH.

Mais en quoi consistent, au juste, ces deux types de canalisations de transport ?

Contrairement au concept familier de transport conventionnel, où le produit à transporter est fixe alors que le moyen de transport est en mouvement, le transport des hydrocarbures inverse ces fonctions : c'est le produit (hydrocarbures) qui est en mouvement alors que le moyen de transport (pipeline) est fixe. [FCH]

Un pipeline est formé d'une ligne de tubes (pipes) raccordés les uns aux autres.

C'est en 1865 que le premier pipeline fut construit en Pennsylvanie par Samuel Van Syckel.

Le transport du gaz demeura régional jusqu'à l'apparition vers 1925-1930 des tubes en acier sans soudure et de la soudure électrique qui permettaient de poser des conduites plus légères et donc moins coûteuses. [BOU]

Aujourd'hui, les pipelines peuvent atteindre des diamètres dépassant 1 mètre et des longueurs de plusieurs milliers de kilomètres. On estime à 750 000 km environ, la longueur des pipelines réservés au seul transport du gaz naturel (gazoducs) en service dans le monde. Le plus important se trouve en Russie atteignant une longueur voisine de 5000 Km et un diamètre de 48 pouces. [BOU]

IV-1. LES PIPES EN ACIER

[CEN]

Les qualités d'acier couramment utilisées dans la construction des pipes sont définies par les spécifications et normes de l'**API** (Américain Petroleum Institut), dénommées :

- **5 L** pour les tubes sans soudage.
- **5 LX** pour les tubes soudés longitudinalement.
- **5 LS** pour les tubes soudés en spirales.
- **5 LU** pour les tubes à haute résistance.

Ces spécifications sont utilisées d'une façon extrêmement générale dans le monde entier.

Les principaux types de pipes en acier existants dans la technologie du transport par canalisations sont les suivants :

- Tubes en acier carbone nu : Ce sont des tubes ne comprenant ni revêtement interne (liner), ni revêtement externe.
- Tubes en acier carbone avec revêtement interne (liner) et revêtement externe.
- Tubes en acier inoxydable qui est un matériau très résistant à la corrosion.

Examinons, à présent, l'efficacité du point de vue technique et économique, dans le cas du transport de **substances corrosives**, de ces principales techniques de transport par pipelines en acier.

a) Tubes en acier carbone nu :

La vitesse de corrosion interne, fonction de la qualité du fluide, est très élevée ne nécessitant pas l'installation d'un système de protection cathodique pour protéger la paroi externe de la conduite. En effet, la **corrosion interne** due à l'agressivité du fluide est plus rapide que la corrosion externe due au sol, d'où l'inutilité du système de protection cathodique.

Bien que le coût initial de cette installation soit assez bas, il faut prévoir le remplacement du réseau selon une fréquence qui dépend de la vitesse de corrosion, induisant un coût global, pour toute la durée de vie du réseau de transport, très élevé.

b) Tubes en acier carbone avec revêtement interne (liner) et revêtement externe

Dans ce cas, il est nécessaire d'installer un système de protection cathodique pour protéger la surface externe de la conduite. Dans le cas de fluides très agressifs du point de vue corrosion, ce type de protection nécessite une attention particulière et une maintenance rigoureuse.

L'utilisation du revêtement interne n'est pas très efficace à cause de la discontinuité du film protecteur au niveau des **jointures de soudure**. **Cette discontinuité représente un foyer de corrosion propice**, et l'on est amené à remplacer des longueurs importantes de conduite. Par conséquent, cette solution est assez chère sur toute la durée de vie, en plus des efforts considérables à fournir pour le contrôle continu et une maintenance rigoureuse des installations.

c) Tubes en acier carbone avec insertion à l'intérieur de la conduite d'un revêtement en polyéthylène sous forme de tube de faible épaisseur

Cette opération, dont le but est de pallier le problème de discontinuité du revêtement interne au niveau des joints de soudures, n'est pas très courante et sa mise en œuvre est assez délicate.

Cette solution exige l'installation d'un système de protection cathodique pour protéger la surface externe de la canalisation. L'investissement initial de cette alternative étant élevé, l'état du réseau sera tributaire de la qualité du travail de son installation pour réduire au minimum les défauts. En outre, il faut assurer une maintenance rigoureuse et un contrôle continu de la corrosion.

d) Tubes en acier inoxydable duplex

C'est un matériau très résistant à la corrosion, qui règle de manière définitive les problèmes de maintenance. Cependant, son coût excessivement élevé le rend prohibitif comme matériau d'échange.

e) Tubes en acier inoxydable 13 % Cr

Ce matériau est très résistant à la corrosion, mais son coût reste élevé, bien que sa mise en œuvre soit simple.

Les canalisations en acier étant constamment sujettes au phénomène de corrosion et les problèmes d'exploitation qu'il engendre, les moyens classiques de lutte contre la corrosion ne s'avérant pas très satisfaisants, le besoin en matériaux nouveaux de nature résistante à la corrosion est vite apparu. Cependant, seuls quelques matériaux combinent les facteurs de solidité et coût raisonnables nécessaires pour remplacer l'acier dans l'activité du transport par canalisations. Les plastiques de fibres de verre (**FRP**) font partie de cette catégorie.

IV-2. TECHNOLOGIE DES PIPES EN FIBRES DE VERRE [FPH], [BEN], [TAM]

Les pipes en fibres de verre devinrent une alternative prometteuse au pipe en acier enrobé et à l'acier inoxydable en 1950. Cette année, Perrault Fibercast Corporation d'Oklahoma à commercialisé le premier pipe en fibres de verre renforcé de résine polyester. Il fut introduit dans l'industrie pétrolière comme solution aux problèmes de corrosion.

Depuis, l'utilisation des FRP s'est développée avec le développement de l'industrie pétrolière. Leur application s'est également étendue à d'autres secteurs. Cette technologie est, aujourd'hui, régie par des standards et spécifications reconnus.

A l'heure actuelle, un bon nombre d'installations en fibres de verre existent dans les champs d'hydrocarbures, de par le monde.

En Algérie, les FRP ont fait leur apparition en 1982 à Zerzaitine près d'In Amenas. Ils ont progressivement remplacé les canalisations en acier rongées par la corrosion bactérienne. A ce jour, près de 145 km de canalisations en FV ont été utilisés dans les réseaux de récupération assistée de Zerzaitine.

En 1993, la plus grande installation de pipeline en GRE (Glass Reinforced Epoxy) à plus de 100 km, de 8 à 14 pouces de diamètre, a été achevée en Algérie dans le réseau d'injection d'eau dans les champs pétroliers, suivie d'un tronçon de 46 Km de longueur et 24 pouces de diamètre (une première mondiale), en 1995 pour le transport du brut.

DESCRIPTION DES PIPES FRP

Les canalisations FRP en composite « Fibre de verre - Résine » sont un assemblage de deux matériaux de nature différente : une résine thermodurcissable et la fibre de renfort (fibre de verre) dont les qualités se complètent en donnant un composite. Elles présentent, principalement, une bonne résistance à la corrosion.

PROCEDES D'ASSEMBLAGE

Les pipes en fibres de verre présentent une variété de systèmes d'assemblage. **En cela, ils se distinguent des pipes en acier qui sont raccordés par soudage.**

Les principaux systèmes d'assemblage des pipes en FRP sont :

- Assemblages collés : Consistent à assembler une partie mâle, et une partie femelle, sur lesquels on aura réalisé des cônes, solidarités par un film de colle.

- Assemblages par joints vissés : Il s'agit de joints filetés.
- Assemblages par joints mécaniques verrouillés.

PRINCIPAUX AVANTAGES DE CES TUBES :

- Inertie à la corrosion : les systèmes de pipelines en fibres de verre sont résistants à la corrosion, intérieurement et extérieurement, dans la majorité des applications de transport de fluides. Il en résulte, qu'aucun revêtement interne ou externe, n'est requis. De même, la protection cathodique devient inutile.
- Très léger par rapport à l'acier. En effet, un pipeline en fibres de verre fait 25 % du poids d'un produit en acier similaire.
- Les pipelines en fibres de verre sont non conducteurs.
- Coûts de maintenance très bas: le pipeline en fibre de verre est facile à entretenir car ne se corrode pas.
- Stockage et manutention aisés, pose rapide, pas d'outillage lourd ni de main d'œuvre spécialisée.
- Plusieurs procédés de raccordement.
- Un état de surface interne lisse qui réduit les pertes de charges.

En raison de leur faible poids et de leur résistance à la corrosion, les composés en fibre de verre GRE (Glass Reinforced Epoxy : epoxyde de verre renforcé), ont largement été utilisés ces dernières années, dans les opérations pétrolières onshore et offshore. A mesure que le GRE faisait ses preuves, il a de plus en plus été sollicité pour des applications faisant intervenir des diamètres de canalisations plus larges et des pressions plus importantes. Le besoin de développer un système de canalisation composite, plus léger et résistant à de plus hautes pressions s'est fait sentir. Pour y répondre, une nouvelle structure de paroi de pipe, hybride composite, a été développée. Il s'agit du pipe SSL.

Qu'est-ce que le pipe SSL, au juste?

IV-3. LE PIPE SSL

[AME], [FRI]

Le pipe SSL est un produit nouveau dans le domaine des canalisations, opérant sous haute pression et résistant à la corrosion. Il est le résultat d'une collaboration de 5 années, entre AMERON FIBREGLASS PIPE SYSTEMS - une compagnie reconnue en matière de conception et de construction des canalisations en fibres de verre - et la ROYAL ORDNANCE DIVISION OF BRITISH AEROSPACE, qui utilise la technologie des bandes en acier, pour construire des tubages de moteurs de fusées.

SSL, qui signifie "**Steel Strip Laminate**" : bandes en acier laminé, est un matériau hybride composite, combinant la force de l'acier de haute tension avec la résistance, prouvée, à la corrosion des fibres de verre. Il en résulte un pipeline de poids léger, inerte à la corrosion et capable de résister à des pressions excédant les 300 bars; ce qui dépasse de loin les capacités des matériaux non métalliques conventionnels.

DESCRIPTION

La paroi

Une coupe transversale du Steel Strip Laminate (SSL) Pipe est représentée par la figure IV-1. Le pipe SSL combine le composé GRE conventionnel, disposé à l'intérieur et à l'extérieur de la paroi, avec des couches en acier à haute résistance enfermées au milieu. Les enveloppes interne et externe en fibres de verre procurent au pipe la résistance à la corrosion du GRE conventionnel, tandis que les couches d'acier procurent au composé GRE un renforcement à coût réduit.

Le système d'assemblage

Le pipe SSL est aussi caractérisé par un nouveau système de jonction : le Coil-Lock[™] d'AMERON (voir annexe E) qui est un système à double fermeture mécanique avec clés de blocage en nylon. Un enduit étanche peut être injecté entre les jonctions pour une meilleure intégrité. Aucun soudage n'est requis ; juste quelques rotations du pipe assurent l'assemblage.

APPLICATIONS

Le pipe SSL est destiné à une large variété d'usages dans le domaine exigeant du pétrole et du gaz :

- Lignes d'écoulement et lignes de collecte dans les champs pétroliers.
- Canalisations de pétrole brut.
- Canalisations de gaz humide.
- Lignes d'injection d'eau à haute pression.
- Applications onshore ou sous-marines.

PERFORMANCES ET CARACTERISTIQUES

- Le pipe SSL a été testé selon les normes API. La résistance du pipe a été prouvée pour une variété de charges et sous des températures atteignant les 110°C.
- Les tests ont prouvé la résistance du pipe SSL à la corrosion face à une large gamme de produits chimiques corrosifs et au CO₂.
- La combinaison d'acier et de fibres de verre a pour résultat un pipe de poids réduit. En effet, le pipe SSL pèse 75% moins qu'un pipe entièrement en fibres de verre, et 60% moins qu'un pipe en acier duplex inoxydable.
- Son poids réduit implique une réduction des coûts de transport vers des sites éloignés et une manutention plus aisée durant l'installation.

- Son système de jointure est facile à désassembler. Le pipe SSL peut être, par conséquent, installé sur une ligne temporairement, si besoin, et déplacé plus tard vers un autre site.

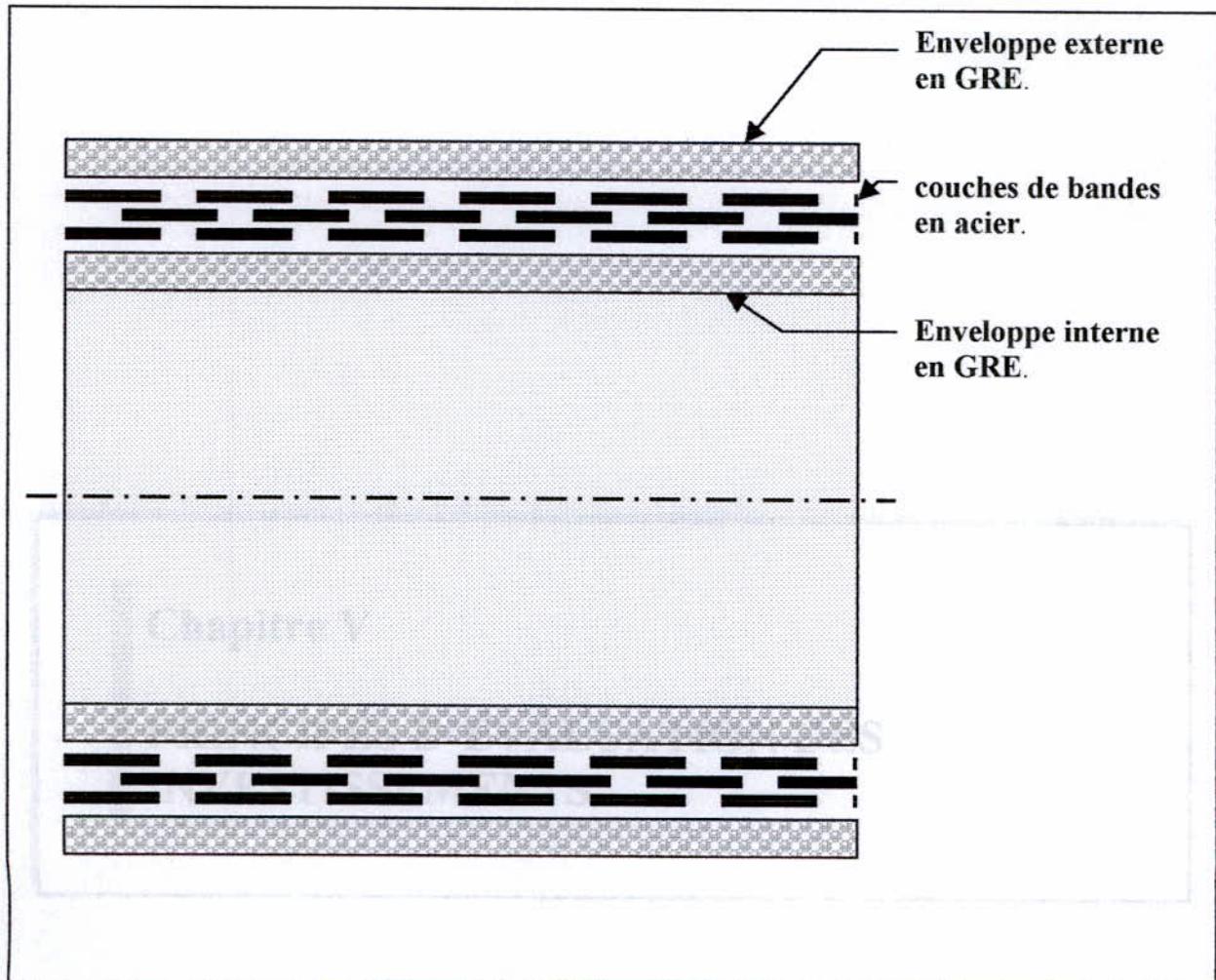


Fig. IV-1 : Coupe transversale du pipe SSL.

V-1. L'ETUDE TECHNICO-ECONOMIQUE

[BOU]

De façon simple, on peut dire que les études technico-économiques sont des études d'inspiration scientifique, dont le but est de fournir aux décideurs des éléments pouvant servir de base à leurs décisions. Ces éléments, généralement chiffrés, résultent de la comparaison des différentes solutions possibles à la lumière de critères économiques c'est à dire de critères faisant intervenir des coûts. Les études technico-économiques constituent ainsi des outils quantitatifs et qualitatifs permettant d'argumenter les décisions à l'aide de scénarios « what-if ».

Cette définition appelle quelques développements qui nous permettront de définir plus exactement les études technico-économiques en précisant certaines questions évoquées.

La première remarque concerne la **notion de décision**. Une décision est un choix entre un certain nombre d'actes possibles. La décision sera réputée acceptable si, au vu d'un certain critère de valeur qui permet de classer les conséquences des actes envisagés, elle engendre les conséquences présentant la meilleure valeur.

Ce qui précède met en lumière **les éléments constitutifs** essentiels d'une décision et définit par là même la démarche de toute étude technico-économique à savoir :

- la reconnaissance des possibles,
- l'évaluation de leurs conséquences,
- l'optimisation d'un critère de valeur choisi parmi plusieurs.

La deuxième remarque concerne la **mission** de l'ingénieur économiste : le but des études technico-économiques est finalement de permettre des prises de décision motivées. L'étude n'est pas une fin en soi : elle doit avoir pour objectif la décision.

La troisième remarque concerne le **cadre** dans lequel se pose le problème.

Une décision n'est généralement pas isolée : elle s'inscrit habituellement dans une situation marquée par une certaine complexité caractérisée par trois aspects principaux :

- chaque décision met en jeu **un grand nombre de variables** appartenant à des domaines différents : économique, technique, financier, politique ;
- on ne possède en général sur ces variables qu'une information limitée soit que l'information n'est pas disponible au sein de l'entreprise, soit que de nombreux paramètres sont incertains (évolutions des prix, prix de l'énergie par exemple) ;
- les activités impliquant des investissements considérables (le transport des hydrocarbures étant un exemple) exige une certaine pérennité et oblige à considérer une échelle de temps très large. Il en résulte que les décisions ont des conséquences lointaines : elles nécessitent, pour reprendre une expression d'économistes, de considérer un horizon suffisamment éloigné. En effet, des études déboucheront finalement sur des choix en matière d'équipement. Or en général (au sein d'une société gazière notamment), on a l'impression que l'essentiel de l'activité professionnelle est lié à l'exploitation courante et

que les problèmes d'équipement peuvent en quelque sorte être considérés comme marginaux. Cette apparence est particulièrement trompeuse : les équipements ont un effet cumulatif, tout le dispositif industriel en place à un moment donné résulte en fait d'une multitude de décisions d'équipement **dont chacune fait sentir ses effets pendant 30 ans, voire plus.**

La quatrième remarque que suggère la définition des études technico-économiques a trait aux **moyens employés**. En effet, les études technico-économiques sont d'inspiration scientifique c'est à dire qu'elles s'efforcent de quantifier le problème et de relier le maximum de paramètres au sein de relations causales.

Cette attitude exige de la part de l'ingénieur d'étude de disposer, et de mettre à jour en permanence un ensemble de connaissances techniques et de données économiques couvrant largement le domaine dont il a la charge.

Par ailleurs, la décision est prise à la lumière de **critères** dont certains seulement sont économiques. La tâche de l'ingénieur d'étude est également de préciser un certain nombre de critères et de les appliquer au cas étudié afin d'éclairer les multiples facettes du problème posé et permettre ainsi une prise de décision en toute connaissance de cause.

Enfin, dernière remarque à propos de la définition, il s'agit de la précision de l'étude technico-économique. Elle est essentiellement liée à la précision et à la disponibilité des données introduites dans l'étude, et qui sont de deux types :

- données physiques ou techniques généralement très précises,
- données à caractère commercial : niveau de prix d'ouvrages, niveau de consommations qui étant prévisionnelles, sont nécessairement imprécises.

A partir des données et de la définition des variantes, l'étude technico-économique va permettre de définir la solution optimale.

Il est à noter que pour que la prise de décision soit complètement éclairée, elle doit également introduire d'autres éléments d'appréciation, parmi lesquels on peut citer :

- l'écart entre les solutions les plus proches de l'optimum,
- la sécurité en général,
- les problèmes d'environnement et l'impact sur le voisinage,
- l'intervalle, dans le temps, à l'intérieur duquel la décision peut être prise,
- l'opportunité liée à des événements extérieurs à l'activité étudiée.

Ce n'est qu'en intégrant l'ensemble des éléments c'est à dire en dépassant le cadre strict de l'étude technico-économique proprement dite que la décision la meilleure de réaliser un projet sera prise en toute connaissance de cause.

Parmi les décisions les plus importantes que doit prendre un décideur, car pouvant entraîner de lourdes conséquences et mettant en jeu la pérennité de l'entreprise, figure la décision d'investissement.

V-2. DEFINITION DE L'INVESTISSEMENT

[HOL],[MAR],[VED]

" *L'investissement est le fondement de la vie de l'entreprise, l'acte de décision essentiel de son chef, et le critère sur lequel tôt ou tard, l'avenir en jugera la marche*".

Holl,1973.

On peut définir la décision d'investissement comme un sacrifice de ressources que l'on fait aujourd'hui, dans l'espoir d'une série de recettes futures dont le total sera supérieur au décaissement initial correspondant au coût de l'investissement.

En effet, l'investissement, au sens large du terme, consiste en une acquisition ou une création de biens dont la nature peut être variée.

Il peut s'agir de moyens de production physiques destinés à être utilisés de façon durable dans l'entreprise, tels que les bâtiments ou les équipements. Il sera aussi possible, de parler d'investissements financiers matérialisés par des achats de titres; d'investissements commerciaux, se traduisant par des études de marché, des dépenses publicitaires ou encore d'investissements en matière de formation du personnel.

Cette définition, plus financière et plus économique que comptable, a en outre, l'avantage de mettre en lumière les notions essentielles qui caractérisent l'investissement :

- **La notion de durée** : elle ressort de l'étalement, dans le temps, des recettes espérées.
- **La notion de rentabilité** : si on accepte d'échanger une somme présente contre une série de *recettes futures*, c'est qu'on espère que celles-ci seront, *supérieures à la mise de fonds initiale*.
- **La notion de risque** : le supplément de recettes futures par rapport au montant initialement décaissé est *espéré*; bien entendu, il s'agit d'un espoir et non d'une certitude.

V-3. NOTION DE VARIANTES

[HOL],[DAR],[VED]

Pour répondre à un problème précis, plusieurs variantes sont possibles. On entend par variantes, différentes manières incompatibles entre elles de réaliser un projet d'investissement.

Ces différentes variantes en concurrence peuvent différer par :

- leur nature technique,
- la dépense initiale,
- le coût d'exploitation,
- leur capacité de production,
- leur date de réalisation

Dans son ouvrage intitulé « *le choix des investissements dans l'entreprise* », HOLL propose un schéma d'étude des investissements dont nous donnons une représentation simplifiée par la figure V-1.

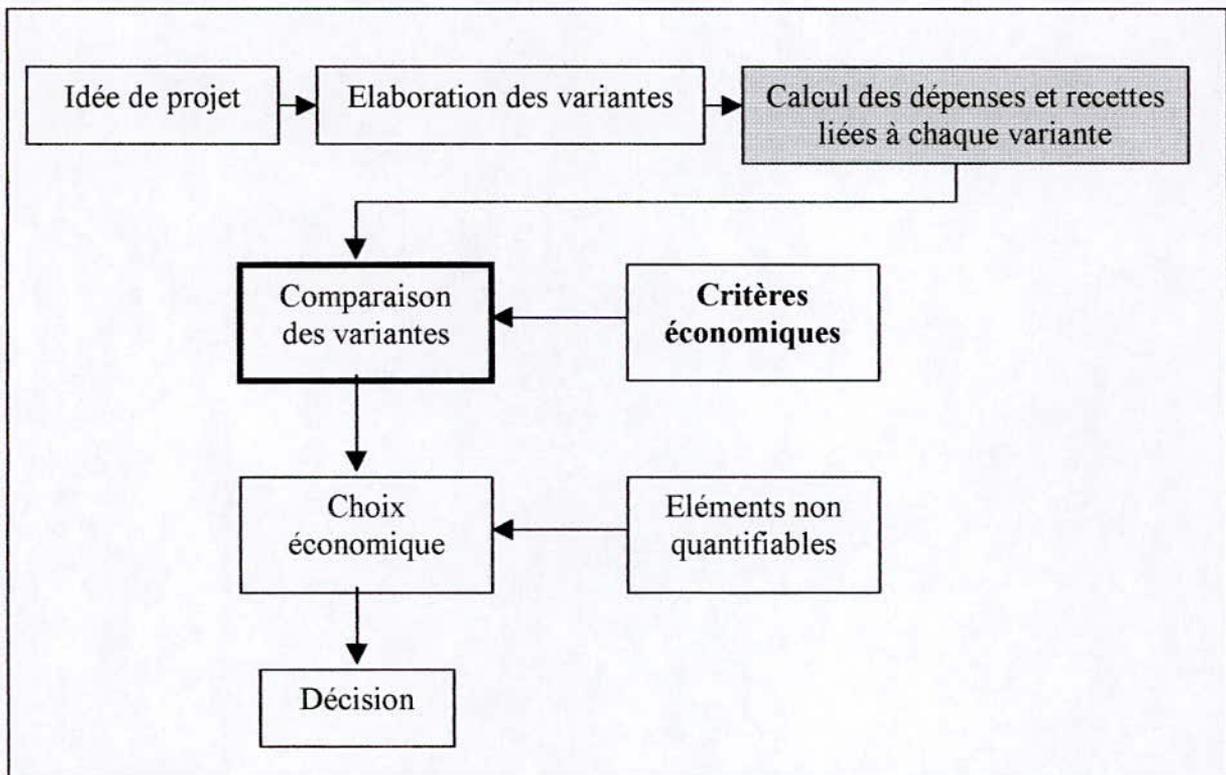


Fig. V-1 : Procédure de choix des investissements.

Dès la naissance de l'idée, son auteur recherche a priori les variantes possibles et s'efforce de chiffrer les recettes et les dépenses de chacune. Des calculs économiques sur lesquels nous reviendrons par la suite, permettent de faire un premier choix motivé par de strictes considérations économiques ; puis l'introduction des éléments non quantifiables conduit à la prise de décision finale.

V-4. ETUDE DES VARIANTES

[DAR], [CHA], [HOL]

Après avoir énuméré les variantes, il convient d'en mener systématiquement l'étude. Celle-ci consiste essentiellement à décrire, *pour chacune des variantes, les conséquences économiques et financières qui résulteraient de son adoption*. Ces conséquences découlent de la définition même de l'investissement, au sens restreint (comptable), d'*achat de biens durables de production dans l'espoir de revenus futurs*.

Il faut en effet, comparer le coût aux revenus espérés. Pour cela nous devons envisager les quatre paramètres essentiels de l'investissement :

- **Sa durée de vie N.**
- **Son coût I.**
- **La succession des recettes espérées.**
- **La succession des dépenses attendues.**

Ces quatre séries d'informations sont nécessaires et suffisantes pour définir un projet et procéder à son étude rationnelle.

La durée de vie N

Le premier paramètre à fixer est la durée de vie N de la variante considérée. Celle-ci définira un nombre de périodes n - en général des années - pendant lesquelles l'investissement mis en exploitation, permettra de dégager des dépenses et des recettes.

Le coût de l'investissement

Il représente le capital investi en une ou plusieurs fois suivant la nature et la durée de vie de l'investissement. Il faut y incorporer toutes les dépenses occasionnées par la mise en place du projet.

Le coût du projet doit englober, outre les dépenses immédiates, les remplacements partiels des équipements qui interviendront avant la fin de l'exploitation. Une variante consiste, en réalité, en une suite d'investissements échelonnés dans le temps, et la rentabilité doit être établie pour l'ensemble.

La succession des recettes espérées

Avec la notion de succession de recettes d'exploitation espérées, l'on pénètre dans le domaine de la prévision. Ces recettes dépendent d'une part des possibilités matérielles de production et de distribution fixées par la capacité du projet et, d'autre part, des prévisions relatives au marché, à ses possibilités d'absorption ainsi qu'aux prix de vente des produits aux différentes périodes.

Les dépenses d'exploitation

Les dépenses sont la somme de trois termes principaux :

- **Les charges fixes** liées à l'existence même de l'installation qu'elle soit ou non en production.
- **La main d'œuvre.**
- **Les charges variables** dont le montant dépend du volume de la production.

Echéanciers des revenus espérés par période

On appelle **cash flow** ou revenu espéré de l'année t associé à un certain projet d'investissement, la différence entre les rentrées et les sorties prévues pour cette année et imputables au projet étudié.

Soit alors R_t le montant prévu des recettes effectives* entraînées l'année t par la réalisation du projet étudié et D_t le montant prévu des dépenses effectives* correspondantes. Par définition, le cash flow de l'année t associé à ce projet est:

$$CF_t = R_t - D_t. \quad (V-1)$$

(*) Il faut comptabiliser dans un cash-flow des recettes et des dépenses *effectives*, c'est-à-dire qui se traduisent par des mouvements d'argent entre l'entreprise et son environnement, et non des produits et des charges au sens de la comptabilité. A titre d'exemple, les amortissements des immobilisations sont des charges comptables, mais ce ne sont pas des dépenses effectives puisqu'ils ne se traduisent pas par des sorties d'argent de la caisse de l'entreprise.

On peut associer à chaque variante :

- Le coût de l'investissement I à la période 0.
- La succession des recettes $R_1, R_2, \dots, R_p, \dots, R_n$.
- La succession des dépenses $D_1, D_2, \dots, D_p, \dots, D_n$.

La succession des revenus espérés ou **échancier** sera:

$$(R_1 - D_1), (R_2 - D_2), \dots, (R_p - D_p), \dots, (R_n - D_n).$$

En réalité, l'investissement n'est pas réalisé en un instant ou sur une seule période, et les revenus sont dégagés d'une manière continue tout au long du temps; la représentation plus fidèle d'un investissement par un graphique permet de reconnaître les périodes de mise en œuvre, de démarrage et de fonctionnement normal de l'investissement :

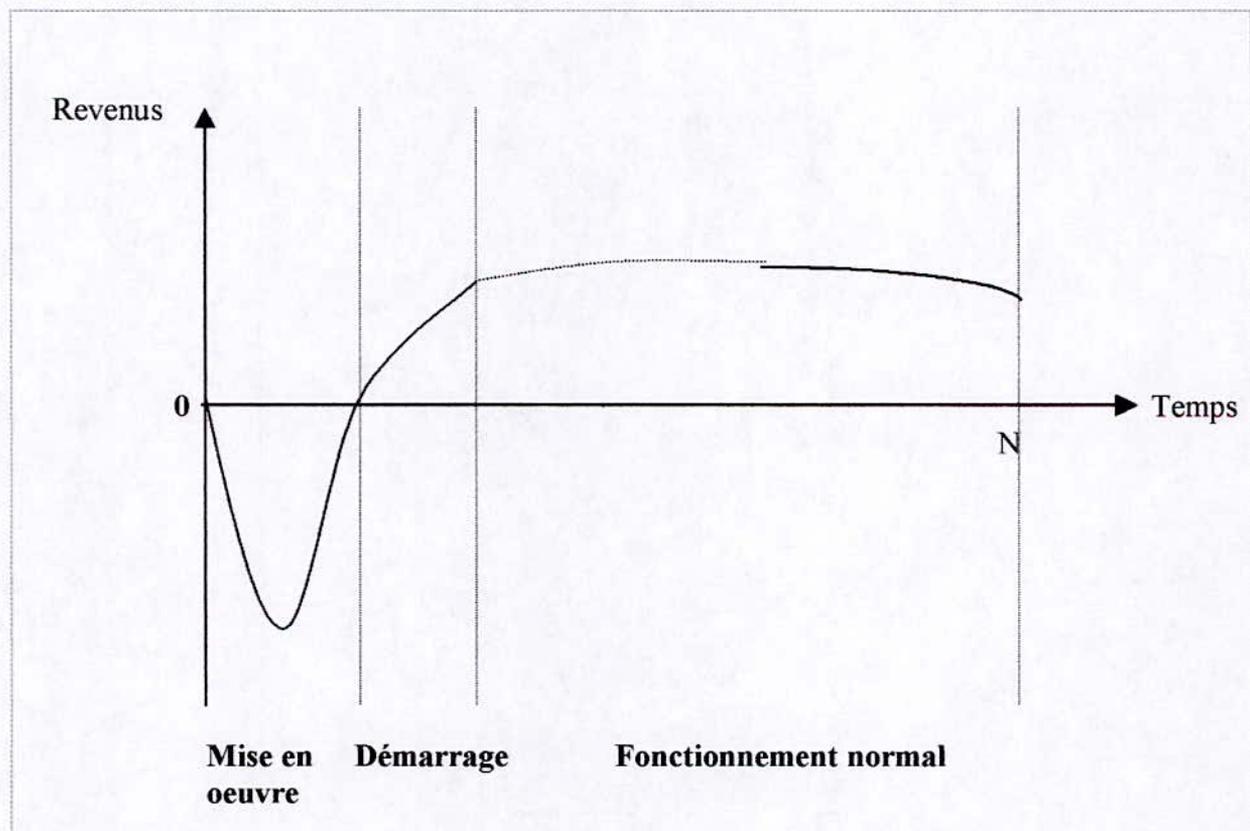


Fig.V-2: Echancier des revenus.

V-5. LA COMPARAISON DES VARIANTES

[DAR]

L'étude systématique des variantes conduit à attribuer à chacune des variantes un échéancier comportant d'une part le coût de l'investissement, d'autre part la succession des revenus attendus par période ; soit pour deux variantes A et B de durées de vie N et N' :

A : $I, (R_1 - D_1), (R_2 - D_2), \dots, (R_n - D_n)$.

B : $I', (R'_1 - D'_1), (R'_2 - D'_2), \dots, (R'_{n'} - D'_{n'})$.

Comme le souligne M.Massé, « le choix entre deux investissements est ainsi, en termes économiques, le choix entre deux échéanciers de revenus ».

Ce choix est sans problème, dans quelques cas particuliers, notamment lorsqu'un échéancier de revenus est *toujours supérieur* à l'autre pour un investissement *inférieur*, si la superposition des deux échéanciers A et B se traduit par le graphique suivant :

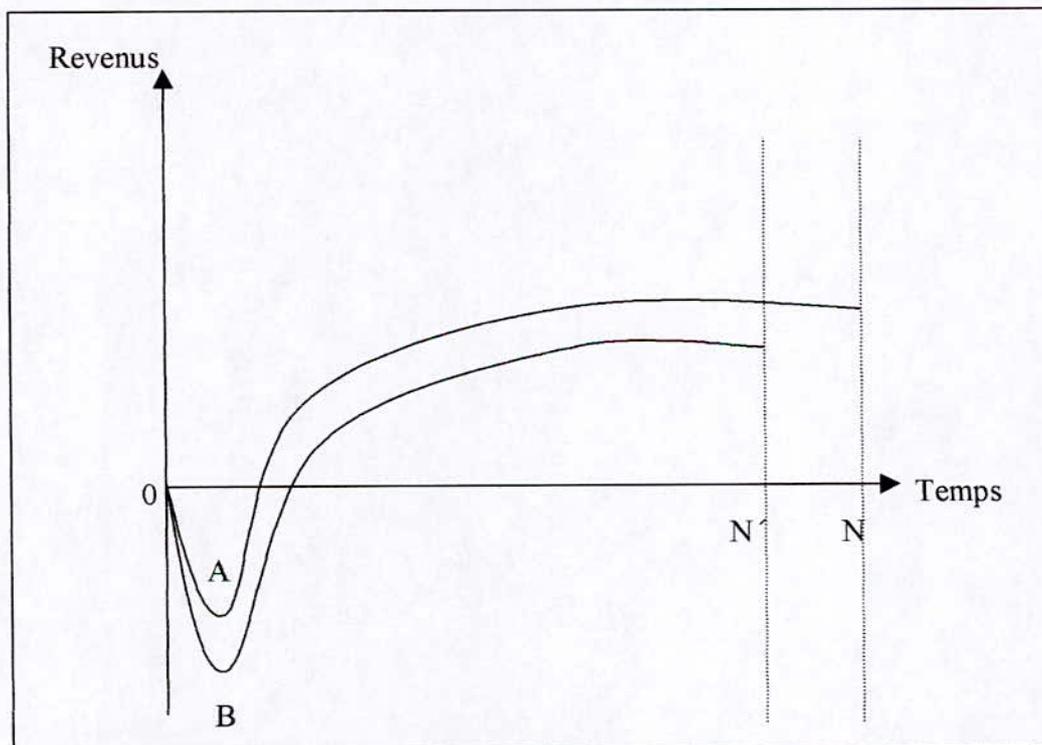


Fig. V-2 : *Echéanciers parallèles*

A sera choisi sans difficulté, coûtant moins cher, il rapporte plus chaque année et pendant plus longtemps.

Mais il y a en général intersection des deux échéanciers ce qui interdit le choix immédiat. Par exemple :

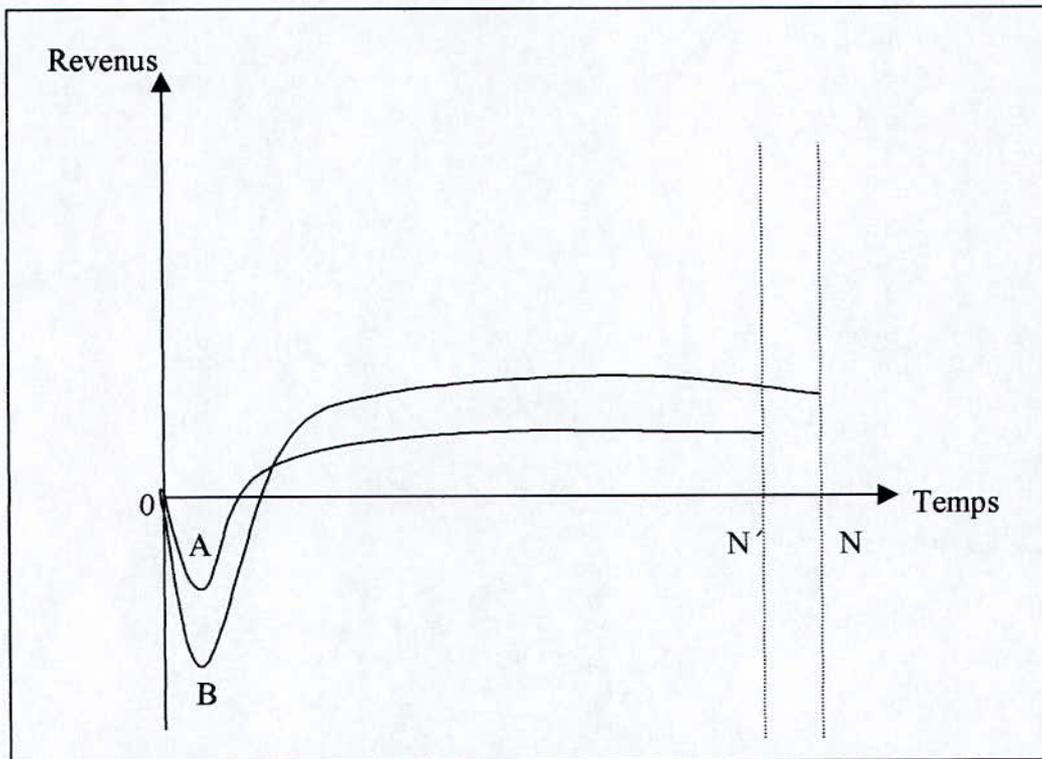


Fig. V-3 : Intersection des échéanciers

Dans ce cas, quelle variante préférer ? Laquelle retenir ?

De ce problème peut découler l'énoncé général suivant : *comment juger, comparer et classer différents projets ou variantes d'investissement ?*

Nous essaierons de répondre à cette question, au fur et à mesure, dans les parties ultérieures de la présente étude. Nous précéderons chaque étape de l'évaluation par un développement sur les fondements théoriques sur lesquels s'est basé le calcul.

DEUXIEME PARTIE

**EVALUATION DU PROJET GAZIER
D'IN SALAH.
ETUDE DES DEUX VARIANTES.**

Après nous être imprégnés des principaux aspects liés au problème posé, nous allons à présent procéder à l'évaluation du projet gazier d'IN SALAH.

Commençons par reformuler notre problème.

Nous sommes en présence de deux variantes de projet : la variante1 et la variante2 présentées lors de la définition de l'objet de l'étude. Ces deux variantes sont en fait deux solutions proposées pour répondre à un problème précis : celui de la corrosion des pipelines qui, comme nous l'avons souligné précédemment, peut entraîner des problèmes d'exploitation pouvant se solder par de lourdes conséquences économiques.

La première variante, qui utilise le pipe en acier carbone, nécessite le traitement du gaz par déshydratation et le recours à des moyen de protection externe . La seconde variante, adoptant le pipe SSL, préconise comme réponse au problème, l'utilisation d'un matériau hautement résistant à la corrosion : la fibre de verre.

Il s'agira à travers notre étude de déterminer laquelle des deux variantes sera la plus rentable à long terme, et constituera par conséquent la solution la plus économique au problème de la corrosion.

Comme nous l'avons vu dans le chapitre précédent, la comparaison entre deux variantes d'investissements revient en fait, à comparer entre deux échéanciers de revenus, et à établir à l'aide de critères de choix - qui seront l'objet de la section 3 du chapitre VIII - la variante la plus rentable.

Nous avons adopté pour la détermination de la rentabilité et l'analyse des postes constitutifs du calcul économique, la démarche retenue par Chauvel, Leprince et *al.*, qui est « une démarche relativement pratique et simplifiée, susceptible d'être éventuellement modifiée ou adaptée selon les circonstances, mais qui permet de tenir compte de la quasi totalité des paramètres économiques ». [CHA]

Cette démarche d'évaluation comprend les étapes suivantes:

- **La définition des éléments du calcul économique** : Il s'agit d'identifier les différents postes constitutifs du projet, qui seront à la base du calcul des échéanciers de revenus.
- **La préparation des données** : Une étude économique n'est possible que si les données nécessaires ont pu être rassemblées.

Dans la pratique, il importe donc en premier lieu de constituer une ensemble homogène de données, à partir duquel les calculs purement économiques pourront être effectués. En fait cette étape est la plus délicate et ses résultats dépendent essentiellement des renseignements initialement rencontrés. Le rôle de l'évaluation est d'utiliser ce qui est disponible, de l'adapter et de l'homogénéiser et souvent de le compléter, si besoin est, des éléments qui lui font défaut, en adoptant des hypothèses plus ou moins circonstanciées et en pratiquant des calculs plus ou moins approchés. [CHA]

Ces données diffèrent d'un projet à un autre, et peuvent comprendre essentiellement :

- identification des éléments composant le système sujet de l'étude technico-économique ;
 - un schéma succinct des installations et une description sommaire du fonctionnement des unités ;
 - une distribution du matériel principal dans les différents types d'appareillage le constituant: colonnes, ballons, compresseurs, échangeurs, pompes,...
 - chaque équipement principal est répertorié avec ses conditions opératoires moyennes ;
 - le bilan matière global ;
 - Le dimensionnement des équipements.
 - une répartition des investissements en limites des unités en : matériel principal
matériel secondaire, montage, frais indirects de chantier,...
- **Le calcul économique proprement dit** : on y retrouve les trois grandes étapes suivantes :
- **la détermination des investissements globaux;**
 - **l'établissement du coût opératoire;**
 - **l'étude de la rentabilité.**

C'est précisément cette démarche que nous allons suivre pour évaluer le projet gazier d'IN SALAH.

Chapitre VI

**DEFINITION DES ELEMENTS DU CALCUL
ECONOMIQUE**

Évaluer la rentabilité économique d'un projet consiste à établir le bilan recettes-dépenses de l'activité rattachée à ce projet.

L'objet de ce chapitre est d'identifier les divers postes à prendre en compte lors du calcul économique.

[CHA],[LEE]

VI-1. LES INVESTISSEMENTS

Le montant des investissements correspond à la somme totale qu'une société doit dépenser pour réaliser un projet industriel afin d'effectuer les diverses opérations qui s'y rapportent, depuis les études technico-économiques préliminaires jusqu'à la mise en route effective des installations*.

La pratique industrielle veut que les investissements soient ventilés selon une systématique mondialement reconnue qui met en exergue les principaux postes budgétaires suivants :

a) LES INVESTISSEMENTS EN LIMITES DES UNITES DE FABRICATION

Les investissements en limites des unités de fabrication (dans notre cas il s'agira d'unités de traitement) correspondent au coût des installations proprement dites, c'est-à-dire à celui de l'équipement nécessaire pour effectuer l'opération, aux frais de préparation du site et au montage.

b) LES INSTALLATIONS GENERALES ET STOCKAGES

Les installations générales comprennent :

- la production et la distribution des utilités**;
- les bâtiments ;
- les services généraux, ateliers, laboratoires de contrôle, ...

Les stockages permettent de disposer de réserves suffisantes de réactifs, solvants,... pour éviter toute rupture d'approvisionnement de l'unité.

c) LES FRAIS D'ENGINEERING

Les frais d'engineering représentent la rémunération du travail intellectuel de conception et de contrôle, services que l'entreprise confie à une société d'engineering pour la réalisation de son projet industriel. Ces services comprennent : le calcul et la spécification complète des appareils, l'estimation des coûts d'investissements, les appels d'offre auprès d'entreprises spécialisées dans la fourniture et la mise en place des équipements, la coordination et le contrôle de la construction, le démarrage des unités.

* Les investissements de maintien et de renouvellement intervenant en cours de la période d'exploitation sont également inclus dans cette rubrique.

** utilités : c'est la traduction directe du terme anglais « utilities » qui désigne la fourniture à une installation de ses besoins énergétiques (électricité, combustible, vapeur, frigories,...) et autres (eau de refroidissement, eau de procédé...) ou bien encore les productions de mêmes natures auxquelles elle donne lieu (vapeur, condensats,...).

d) LE STOCK DE PIÈCES DE RECHANGE

Toute installation doit comporter un stock de pièces de rechange pour faire face aux incidents mécaniques susceptibles de se produire et pour assurer un fonctionnement continu des opérations. Le stock de pièces de rechange se compose essentiellement de l'ensemble des organes mécaniques dont on prévoit :

- une usure rapide et des délais d'approvisionnement longs,
- une corrosion intense.

e) LES INTERETS INTERCALAIRES (en cas d'emprunt)

Pendant la période de temps comprise entre la date de décision de construction d'une unité et le moment de son démarrage, il est nécessaire de débloquer une fraction importante des capitaux, afin de pouvoir financer l'avant-projet, les études d'implantation, les travaux de génie civil, les commandes de matériel, l'achat des équipements, leur mise en place, leur montage,...

Dès l'instant où les capitaux nécessaires sont empruntés, il y a lieu de les rémunérer, sous forme d'intérêts versés au prêteur.

Ces intérêts dits "intercalaires" dépendent évidemment du loyer de l'argent.

f) LES FRAIS DE DEMARRAGE

Les frais de démarrage comprennent :

- pour une faible part, l'assistance technique de l'engineering et du détenteur de licence pour mettre en service les installations;
- principalement, les dépenses liées à la non valorisation des productions issues de la mise en régime des installations et des tests de réception. En effet, au cours de la période de démarrage, pendant laquelle divers réglages ou modifications de détails sont effectués, les unités ne fournissent pas immédiatement aux spécifications requises les produits qui peuvent ne pas être alors commercialisables. Il s'ensuit, des pertes de produits chimiques, utilités et main d'œuvre non compensée par une vente de produit fini.

Les frais de démarrage sont destinés à couvrir l'ensemble de ces dépenses.

g) LE FONDS DE ROULEMENT

Le fonds de roulement est en fait une provision destinée à couvrir un certain nombre de frais issus du fonctionnement des installations. Il inclut essentiellement :

- la valeur des divers produits en stock normal ;
- le montant des frais encourus en cas d'arrêt momentané des installations ;
- la couverture des délais de règlement des traites correspondant à la vente des produits.

h) REDEVANCES

C'est la rétribution que l'entreprise doit payer au détenteur du procédé pour pouvoir exploiter le procédé dans les conditions contractuellement prévues.

i) LIVRE DE PROCÉDE

Le livre de procédé est le document dans lequel le détenteur du procédé fournit toutes les informations nécessaires à l'exécution des travaux d'engineering.

VI-2. LES CHARGES FIXES

Ce sont les dépenses annuelles dont le calcul s'effectue à partir des investissements de l'unité. Elles sont appelées fixes, parce que constantes pour une capacité de traitement donnée, quelle que soit la quantité effectivement produite. Par exemple, en cas d'arrêt de longue durée des installations, les charges fixes ne sont pas éteintes et continuent à apparaître dans le bilan financier.

Ces frais comprennent les principaux postes suivants : amortissement, intérêts, entretien, taxes et assurances, frais généraux et de siège.

a) L'AMORTISSEMENT

L'amortissement est une provision permettant de récupérer sur une période déterminée les capitaux initialement investis (non compris le fonds de roulement). Non imposable elle se distingue ainsi des bénéfices et permet de tenir compte :

- de la détérioration progressive des installations au cours de leur fonctionnement ;
- des améliorations techniques de la concurrence ;
- de la saturation éventuelle des débouchés.

On peut distinguer plusieurs méthodes de calcul de l'amortissement :

- l'amortissement linéaire ;
- l'amortissement dégressif ;
- la méthode dite de la « sum of the years digits » ;
- la méthode du fonds d'amortissement.

Nous appliquerons pour notre projet l'amortissement linéaire. Son principe est le suivant* :

Si I représente la valeur du capital amortissable initial, n (années) la durée d'amortissement, l'amortissement annuel sera constant et égal à :

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

Le taux d'amortissement est $\alpha_t = \frac{1}{n}$. Il prend chaque année une valeur constante et permet l'amortissement complet de l'installation à la $n^{\text{ième}}$ année .

b) LES INTERÊTS

Le financement d'un projet se traduit par l'immobilisation de sommes d'un montant égal à l'investissement global (capital amortissable et fonds de roulement).

Ces sommes proviennent d'emprunts d'origine et de nature variée ou de capitaux propres dont dispose l'entreprise gestionnaire du projet.

La rémunération des sommes prêtées se traduit par le paiement d'un intérêt.

* Les autres types d'amortissement sont définis brièvement en annexe D.

c) L'ENTRETIEN (MAINTENANCE)

On distingue :

- l'entretien de routine, c'est-à-dire la visite et le contrôle périodiques des divers éléments d'une installation ;
- les révisions en cours des arrêts volontaires des unités ;
- les réparations urgentes nécessitées par des incidents imprévisibles.

Les frais d'entretien s'élèvent par exemple dans le raffinage et la pétrochimie à 3 ou 4% des investissements en limite des unités de fabrication, si le procédé concerné traite des substances peu corrosives dans un appareillage classique.

Ils augmentent avec l'agressivité des produits et l'utilisation d'équipements spéciaux. Ils peuvent atteindre jusqu'à 10% par an du coût du matériel initial.

d) LES TAXES ET ASSURANCES

On regroupe sous cette appellation :

- les taxes diverses, contributions financières,...
- les frais d'assurances qui couvrent non seulement l'investissement en matériel, c'est-à-dire essentiellement les unités de fabrication, les installations générales, les charges initiales de produits chimiques, mais également les matières ou produits immobilisés et stockés dans ces unités. Ces frais ont un caractère périodique, et se retrouvent chaque année selon un montant sensiblement identique.

e) LES FRAIS GENERAUX USINE ET LES DEPENSES DE SIEGE

Les frais imputables aux éléments improductifs d'une usine (ateliers divers, services sociaux, administratifs...) ou d'une société (services de Direction, services administratifs, contrats, licences, brevets, gérance, comptabilité, etc...) doivent évidemment être supportés par les éléments productifs de l'usine ou de la société.

VI-3. LES CHARGES VARIABLES

Ces charges sont appelées variables, parce que, à l'inverse des charges fixes, elles sont proportionnelles à la production réelle de l'unité et non à sa capacité nominale.

Elles comprennent les dépenses de matières, produits chimiques et la valorisation des sous-produits.

VI-4. LA MAIN D'ŒUVRE

La rubrique main-d'œuvre concerne le personnel de fabrication nécessaire à la marche effective des installations, à l'exception de toute main d'œuvre d'entretien, de contrôle, de manutention...

Elle comprend par extension les dépenses correspondant à ce personnel qui se compose des diverses catégories d'opérateurs et une part de supervision (contremaître et ingénieur). Les dépenses correspondantes comprennent les salaires et les diverses charges sociales.

VI-5. LE COUT OPERATOIRE ET LES DEPENSES D'EXPLOITATION

La somme des charges fixes, des charges variables et de la main d'œuvre représente le coût opératoire, c'est-à-dire l'ensemble des dépenses permettant à la fois de réaliser l'opération envisagée et aussi de récupérer par l'amortissement les capitaux immobilisés, en s'acquittant des intérêts des emprunts éventuels.

Il convient cependant de distinguer le coût opératoire des dépenses d'exploitation. Ces dernières tiennent compte uniquement des frais de fonctionnement des installations, à l'exception donc de l'amortissement et du paiement des intérêts (charges financières).

VI-6. LES RECETTES

Les recettes proviennent de la vente des produits et sont obtenues à partir des prévisions issues de l'étude de marché, qui a établi le volume probable des transactions et leur niveau de prix estimé.

Chapitre VII

ETUDE TECHNIQUE DU PROJET

SECTION 1

DESCRIPTION TECHNIQUE DU PROJET

Après avoir déterminé les principaux postes constitutifs du projet, il nous faut à présent réunir tous les éléments et informations nécessaires à leur évaluation. Il s'agit de procéder à l'étude technique du projet qui doit conduire à l'énumération détaillée des différentes installations nécessaires aux deux variantes du projet gazier d'IN SALAH. Une description sur la base de laquelle se fera le calcul économique et dont la précision déterminera celle des résultats obtenus.

Le projet gazier d'IN SALAH est constitué de sept gisements gaziers : **KRECHBA, TEG, REG, GARET EL BEFINAT, HASSI-MOUMENE, IN SALAH** et **GOUR MAHMOUD**.

Le processus d'exploitation d'un gisement gazier, comme nous avons pu le voir à travers le chapitre II, constitue une véritable chaîne gaz qui peut être vulgarisée de la façon suivante :

Le gaz est extrait des puits du champ gazier et envoyé vers le centre de collecte, où il est traité avant d'être transporté, à l'aide de pipelines, vers le centre de commercialisation.

Nous allons dans ce qui suit procéder à la description de l'ensemble des installations constituant le processus d'exploitation des gisements gaziers d'IN SALAH.

VII-1. LES INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT

VII-1-1. LES PUITES

Chaque champ gazier nécessitera, pour son exploitation, le forage de puits de production. Le nombre de puits requis à chaque gisement ainsi que l'échelonnement dans le temps du forage de l'ensemble des puits de production sont donnés par le tableau VII-1.

Il est à noter que le gaz produit par les champs de TEG et KRECHBA proviendra de deux réservoirs distincts : celui du Dévonien et celui du Carbonifère*. Pour tous les autres champs, le gaz extrait proviendra du réservoir du Dévonien.

Champ	1 ^{er} gaz	2004-2008	2010-2013	Total
Krechba Carbonifère	14	8		22
Krechba Dévonien		11		11
Injecteur de CO ₂ à Krechba **	2			2
Teg Dévonien	8	4		12
Teg Carbonifère		2		2
Reg	10	4		14
GBF			3	3
In Salah			12	12
Hassi Moumene			3	3
Gour Mahmoud			6	6
TOTAL	34	29	24	87

Tableau VII-1 : Nombre de puits et ordonnancement du forage.

* Consulter le lexique.

** Il s'agit de puits de ré-injection de CO₂ et non de puits de production de gaz naturel. Ces puits non productifs sont destinés à la ré-injection du CO₂ obtenu lors de la décarbonatation du gaz.

VII-1-2. SYSTEMES DE COLLECTE

Les puits sont reliés au centre de collecte du champ par un ensemble de canalisations appelé réseau de collecte. La longueur totale du réseau pour l'ensemble des champs du projet gazier d'IN SALAH est estimée à environ 1245 km.

VII-1-3. CENTRES DE COLLECTE

Une fois le gaz extrait des différents puits, il est acheminé à travers le réseau de collecte, vers le centre de collecte du champ où il est traité pour être amené à des spécifications de transport ou à des spécifications commerciales.

Les parties suivantes sont une description des différentes installations de traitement nécessaires pour chaque champ, et ce, pour chacune des deux variantes.

A. VARIANTE 1 (PIPES EN ACIER CARBONE)

A-1. CHAMPS DE TEG ET REG

Les champs de TEG et de REG sont de simples centres de production. Leurs installations sont similaires ; elles diffèrent uniquement par leurs capacités.

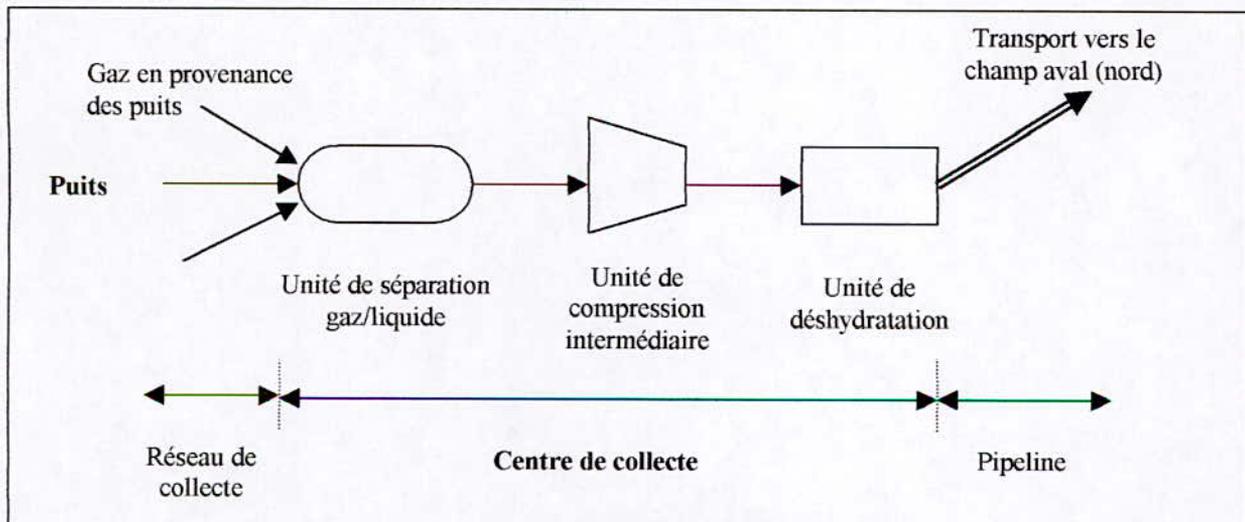


Fig VII-1 : Centre de collecte.

□ Unité de séparation gaz / liquide

Un ballon séparateur horizontal sert à séparer les phases liquide et gazeuse du gaz naturel, en provenance des puits.

□ Unité de déshydratation

Le gaz d'IN SALAH contient des proportions élevées de gaz carbonique CO_2 (voir tableau VII-2). Il contient également une phase libre d'eau, ce qui lui confère un caractère extrêmement corrosif. Caractère rendu plus ardu encore par les pressions et températures élevées du gaz d'IN SALAH.

Le gaz extrait doit, par conséquent, subir une opération de déshydratation avant d'être injecté dans le pipeline en **acier carbone** qui le transportera vers le champ plus au nord.

L'opération de déshydratation consiste à extraire l'eau à l'état vapeur contenue dans le gaz à sa sortie des puits. Il existe plusieurs procédés de déshydratation, les plus communément utilisés sont :

- l'absorption au glycol,
- l'adsorption par tamis moléculaires ou silicagel.

Le procédé retenu pour le projet gazier d'IN SALAH est l'absorption par le triéthylèneglycol qui est un solvant présentant une forte affinité pour l'eau et qui conduit à une pureté de l'ordre de 50 ppm.

Le schéma de base d'une installation de déshydratation au glycol avec les différents équipements requis est donné en annexe A.

Compo	Krechba 'C' (mol %)	Krechba 'D'(mol %)	Teg 'C' (mol %)	Teg 'D' (mol %)	Reg (mol %)	GBF (mol %)	In Salah (mol %)	GM (mol %)	H M (mol %)
H ₂	0.06	0	0.06	0.15	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
He	0.02	0.09	0.02	0.06	0.13	0.13	0.13	0.13	0.13
N ₂	0.19	0.49	0.19	0.26	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84
CO ₂	1.19	9.09	1.19	8.63	3.75	3.75	3.75	3.75	3.75
C1	92.01	89.65	92.01	89.9	94.02	94.02	94.02	94.02	94.02
C2	4.16	0.66	4.16	0.95	1.15	1.15	1.15	1.15	1.15
C3	1.46	0.02	1.46	0.04	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
iC4	0.15	0	0.15	0.01	0	0	0	0	0
nC4	0.34	0	0.34	0	0	0	0	0	0
C5+	0.42	0	0.42	0	0	0	0	0	0
Total	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00

Tableau VII-2 : Composition molaire du gaz d'IN SALAH.

□ Future unité de compression intermédiaire

Au début de l'exploitation d'un gisement gazier, la pression en tête de puits est suffisante pour permettre l'extraction et le transport du gaz. Cependant, cette pression va chuter progressivement en cours d'exploitation, jusqu'à ce qu'il devienne nécessaire, après une certaine période (5 années en moyenne), de recomprimer le gaz.

Ainsi, il faudra prévoir, à chaque champ, une unité de compression de gaz dite **unité de compression intermédiaire**, dans le but de maintenir la production avec le déclin de la pression en tête de puits.

Les unités de compression intermédiaire des champs de TEG et REG seront établies en 2008 et seront disposées en amont des unités de déshydratation.

□ Autres installations

Des installations indépendantes de production d'utilités, de stockage et de traitement d'eau seront également nécessaires. Ainsi que des ateliers et des chambres de contrôle.

A-2. CHAMPS SITUÉS PLUS AU SUD

Les installations des quatre champs situés plus au sud (IN SALAH, GOUR MAHMOUD, GARET EL BEFINAT et HASSI MOUMENE) sont identiques à celles de TEG et REG. Seul le dimensionnement des équipements changera à cause des capacités de production différentes.

A-3. CHAMP DE KRECHBA

Le gaz extrait du champ de KRECHBA, comme indiqué précédemment, proviendra de deux réservoirs différents : le Dévonien et le Carbonifère. La composition du gaz extrait n'est pas identique pour les deux réservoirs. En particulier, le gaz extrait du Carbonifère contiendra des fractions condensables. Par conséquent, le gaz produit subira des traitements différents selon qu'il soit extrait de l'un ou l'autre réservoir. Il est donc prévu des installations de production distinctes pour KRECHBA Dévonien et KRECHBA Carbonifère que nous noterons KRECHBA 'C' et KRECHBA 'D' respectivement.

D'un autre côté, le champ de KRECHBA est le champ situé le plus au nord (par rapport au District 3). Il constituera le centre vers lequel affluera tout le gaz extrait de l'ensemble des gisements gaziers d'IN SALAH. Ce gaz sera envoyé de KRECHBA vers HASSI R'MEL d'où il sera transporté vers le nord du pays.

A HASSI R'MEL, le gaz est soit livré au Centre National de Distribution du Gaz de la Sonatrach (CNDG)*, soit envoyé vers le manifold* de ré-injection.

Le gaz livré à HASSI R'MEL doit se conformer à des spécifications précises. Pour y répondre, il doit subir des opérations de traitement. Ainsi, des installations supplémentaires seront centralisées à KRECHBA

□ INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE KRECHBA 'C'

- **Unité de séparation gaz / liquide :** Constituée d'un séparateur horizontal triphasique, elle aura pour rôle de séparer le gaz produit à KRECHBA 'C' des hydrocarbures liquides (condensats) et l'eau condensée.
- **Unité de déshydratation :** Les fractions condensables peuvent conduire, à basse température, à la formation d'hydrates. Pour éviter ce phénomène une opération de déshydratation est requise.
- **Unité de stabilisation des condensats :** les condensats sont stabilisés par réduction de pression.
- **Future unité de compression intermédiaire :** requise après une durée moyenne de cinq années d'exploitation, pour maintenir la production lors du déclin de la pression en tête de puits.

□ INSTALLATIONS DE PRODUCTION DE KRECHBA 'D'

Le gaz de KRECHBA 'D' ne contient pas de fractions condensables ; il est de même nature que le gaz produit par les six autres champs. Les installations nécessaires seront donc les suivantes :

- Unité de séparation gaz / liquide.
- Future unité de compression intermédiaire : prévue pour 2008.

* Consulter le lexique.

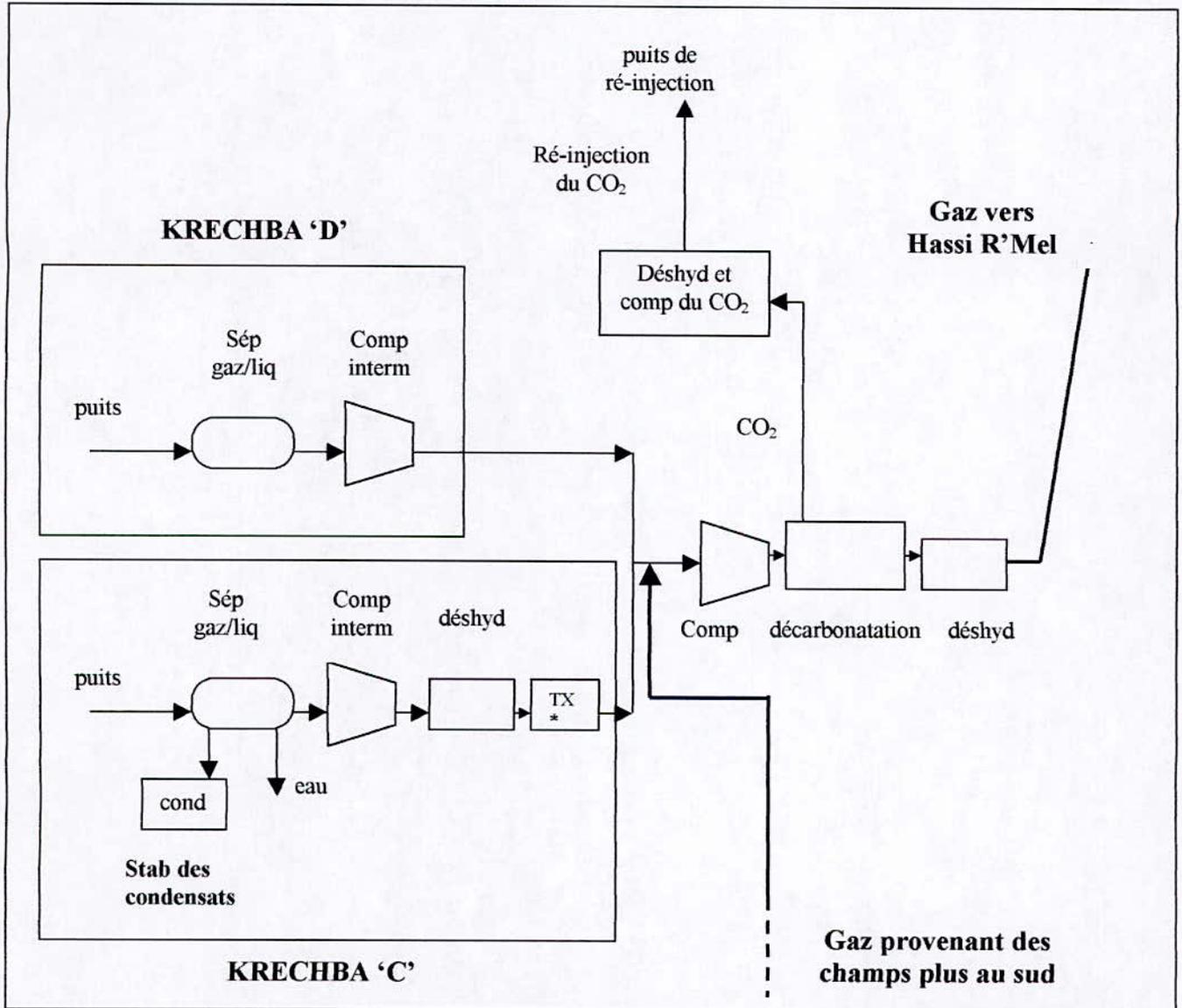


Fig VII-2 : Installations du champ de KRECHBA.

* TX : Turbo Expander, consulter le lexique.

□ INSTALLATIONS DE TRAITEMENT CENTRALISEES A KRECHBA

Le gaz extrait de KRECHBA 'C' et 'D' et celui en provenance des autres champs converge vers un manifold avant d'être comprimé pour être amené aux spécifications de transport. Il est ensuite décarbonaté et déshydraté puis injecté dans le gazoduc qui le transportera vers HASSI R'MEL.

Les unités requises sont donc les suivantes :

- unité de compression pour le transport.
- unité de décarbonatation
- unité de déshydratation (le gaz sort de l'unité de décarbonatation saturé en vapeur d'eau, il doit donc être déshydraté).
- unités de compression et de déshydratation du CO₂ destiné à la ré-injection dans des puits non productifs.
- autres installations : utilités, stockages, traitement d'eau, ateliers et salles de contrôle.

La décarbonatation

Vu sa composition (teneur en CO₂), le gaz naturel d'IN SALAH doit subir un traitement de décarbonatation. Il consiste à éliminer le CO₂ contenu dans le gaz jusqu'à l'amener à une teneur spécifiée. La spécification requise pour le gaz d'IN SALAH est une teneur maximale en CO₂ de 0.3 mol %.

Il existe différents procédés de décarbonatation, parmi les plus utilisés figurent l'absorption par solvants physiques ou solvants chimiques. Pour le projet gazier d'IN SALAH, le procédé de décarbonatation n'a pas encore été sélectionné. Une étude comparative entre plusieurs procédés est menée.

Pour notre étude, nous adopterons pour les besoins de l'évaluation, le procédé BENFIELD qui a été jugé « souhaitable » pour le projet d'IN SALAH par le bureau d'engineering chargé de l'étude des installations du projet, et ce pour des considérations techniques et économiques. Toutefois, nous insistons sur le fait que le choix final n'a pas encore été arrêté à l'heure où nous effectuons cette étude.

Le procédé BENFIELD opère par absorption à l'aide d'un solvant chimique : solution de carbonate de potassium*.

B. VARIANTE 2 (PIPES SSL)

La différence entre les installations de la variante1 et la variante2, réside dans les unités de déshydratation.

En effet, la variante2 opte, comme système de canalisation, pour le pipe SSL qui est hautement résistant à la corrosion. Il n'est pas nécessaire de procéder à la déshydratation du gaz extrait avant de l'injecter dans les pipelines de transport en SSL. Ainsi, le gaz collecté, sera, après l'opération de séparation gaz \ liquide, directement injecté dans le pipeline qui le transportera vers les champs plus au nord.

* Le schéma de base d'une unité de décarbonatation ainsi qu'un schéma de l'ensemble des installations du projet gazier d'IN SALAH sont donnés en annexe A.

La variante2 ne requiert qu'**une seule unité de déshydratation** située à KRECHBA, nécessaire pour amener le gaz aux spécifications de livraison à HASSI R'MEL.

Remarque :

L'unité de déshydratation du centre de collecte de KRECHBA 'C' reste nécessaire même pour la variante 2 . Ceci est dû, ainsi que nous l'avons expliqué, à la présence de fractions condensables pouvant entraîner la formation d'hydrates lors de l'abaissement de la température.

VII-2. PIPELINES

VII-2-1. PIPELINES DE TRANSPORT INTER-CHAMPS

Le gaz extrait de chaque champ est transporté vers les champs situés plus au nord, jusqu'au champ de KRECHBA, à travers des pipelines. Les longueurs des pipelines reliant les champs sont données par la figure VII-3.

VARIANTE 1 : Le matériau adopté pour les pipelines de la variante1 est l'acier carbone API 5L X70.

VARIANTE 2 : Le pipe adopté par la variante2 est le Steel Strip Laminate (SSL) Pipe.

VII-2-2. PIPELINE DE TRANSPORT KRECHBA–HASSI R'MEL

Tout le gaz produit par les gisements gaziers d'IN SALAH sera transporté de KRECHBA vers HASSI R'MEL à travers un gazoduc de 510 km de longueur. Son matériau de construction est l'acier carbone API 5L X70.

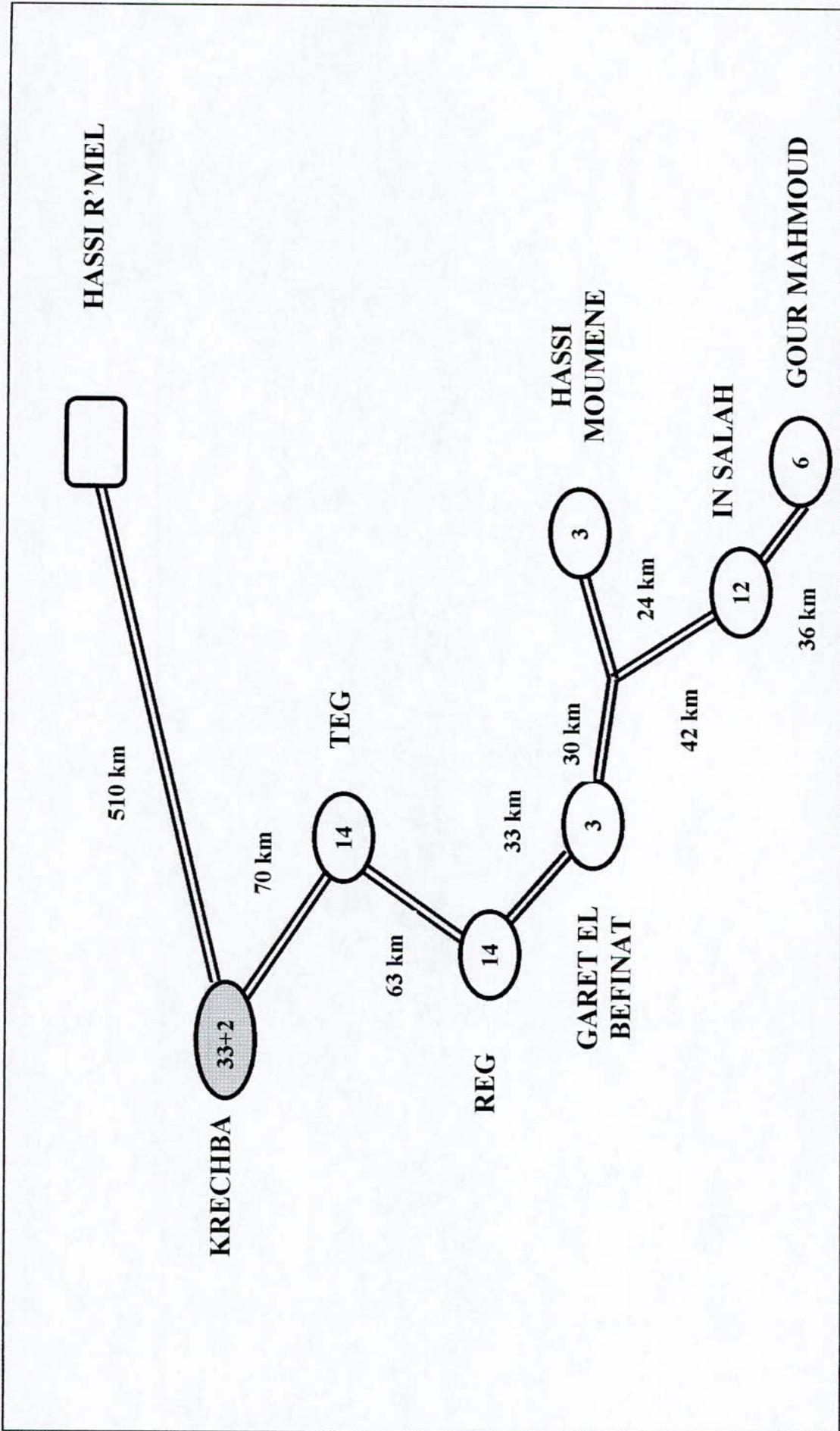


Figure VII-3 : Longueurs des pipelines et nombres de puits.

SECTION 2

DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS

Le coût d'un équipement dépend de ses caractéristiques techniques : taille, matériau, ... Il faut, donc, pour pouvoir estimer les coûts des installations que nous venons de décrire, procéder au dimensionnement des équipements les constituant.

VII-3. DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT

Le dimensionnement des équipements consiste à effectuer le calcul et la définition des spécifications des appareils de production. Ce calcul a pour objet la détermination des principales dimensions de l'appareillage ainsi que ses caractéristiques essentielles (caractéristiques fonctionnelles principalement, matériaux de construction à utiliser, particularités constructives) de façon à pouvoir élaborer pour chaque appareil, un document technique descriptif au moyen duquel des constructeurs de matériels puissent être consultés en vue de remises d'offre pour la fourniture des équipements [LEE]. Ce calcul est mené par des équipes d'ingénieurs process.

Pour le projet gazier d'IN SALAH, le dimensionnement des installations a été confié à une société d'engineering. Au début de notre présente étude, les résultats du travail de cette société n'étaient pas encore disponibles. Nous avons donc, dans une première phase, dû procéder au dimensionnement d'un ensemble d'équipements dans le but de faire l'estimation des coûts, nécessaire à notre évaluation. A défaut de données précises, ce dimensionnement s'est basé sur un nombre d'hypothèses concernant notamment, les débits de production et les pressions de service.

Au cours de l'avancement de notre étude, les résultats des dimensionnements établis par la société d'engineering sont parvenus à la SONATRACH et ont été mis à notre disposition. Le travail de la société d'engineering s'est basé sur des données plus précises et sur des études plus approfondies, c'est pourquoi, nous en adopterons les résultats et les utiliserons comme base pour l'estimation des coûts. Toutefois, nous présentons en annexe G, à titre méthodologique, un aperçu sur le travail que nous avons effectué en l'absence de données précises. Ce calcul se base sur les méthodes classiques utilisées par les bureaux d'engineering pour les études des unités process.

VII-4. DIMENSIONNEMENT DES PIPELINES

Le coût d'un pipeline dépend de son diamètre, son épaisseur, sa longueur et son matériau. Ainsi, le dimensionnement d'un pipeline s'avère indispensable afin de pouvoir estimer son coût.

Nous avons effectué le travail de dimensionnement au Département Engineering de la Branche Transport par Canalisations (TRC) de la SONATRACH.

Nous commencerons, dans ce qui suit, par présenter quelques notions fondamentales sur le problème de transport des hydrocarbures gazeux par canalisation. Nous présenterons ensuite l'application que nous en avons faite pour le dimensionnement des pipelines du projet gazier d'IN SALAH.

VII-4-1. NOTIONS FONDAMENTALES SUR LE PROBLEME DE TRANSPORT

[BOU]

DEFINITION

Sous sa forme la plus simple le problème de transport se présente de la façon suivante :

Transporter chaque année une quantité donnée d'un gaz donné entre un point source connu (poste d'importation, usine de production ou de traitement par exemple) et un point de livraison également défini (centre de consommation par exemple).

Il en résulte que la définition du problème de transport passe par la connaissance d'un certain nombre d'éléments de nature physique, technique ou économique permettant de préciser :

- la nature (qualité du gaz et les quantités à transporter,
- la localisation du point source et les conditions de mise à disposition du gaz en ce point,
- la localisation du point de livraison et les conditions de livraison,
- les données techniques (réglementation) ou économiques (horizon économique) définissant le cadre de l'étude de transport.

LES DONNEES PHYSIQUES

Nature du gaz à transporter :

Il s'agit des propriétés physique du gaz (composition molaire, densité, viscosité, compressibilité, chaleurs spécifiques, etc....).

Tracé :

La connaissance de la localisation du point source et du point de livraison conduisent à la définition du tracé. Ce qui se traduit plus précisément par la connaissance :

- De la **longueur** du transport.
- Du **profil en long** associé c'est-à-dire d'une suite de couples distance-altitude. Le profil en long interviendra au niveau des calculs d'écoulement et du calcul de la puissance des stations de compression.
- Des **conditions climatiques** le long de l'ouvrage en particulier la température ambiante (pour le calcul de la puissance des stations de compression) et la température du sol (si l'on tient compte des échanges de chaleur entre le gaz et les terrains).
- Des **zones de réglementation** différentes rencontrées et leur longueur pour le calcul des épaisseurs. La connaissance de l'épaisseur permet de calculer le prix des tubes ainsi que leur diamètre intérieur (puisque ce sont les diamètres extérieurs qui sont normalisés).
- Du **type de terrains** rencontrés (montagne, marais, zone désertique ou agricole) pour l'évaluation des coûts de pose.

Conditions de mise à disposition :

Il s'agit essentiellement :

- De la **pression** à laquelle le gaz est disponible au point source.
- De la **pression minimale** à laquelle le gaz doit être livré au point de livraison.

Quantités à livrer :

Il s'agit des débits à transporter le plus souvent exprimés en m³/h. Cette notion conduit à la définition du débit de dimensionnement (correspondant au débit maximum).

LES DONNEES TECHNIQUES**Formules de perte de charge :**

Toute étude de transport est en premier lieu un problème d'écoulement : aucune étude de transport de gaz ne peut être effectuée sans que soit bien connue la loi donnant la perte de charge linéique en fonction du débit et du diamètre intérieur.

En particulier, la perte de charge dans une conduite horizontale se présente toujours sous la forme :

$$P_1^2 - P_2^2 = K \cdot \frac{Q^2}{D^5} \cdot L \quad (\text{VII-1})$$

$$\text{avec } K = k \cdot s \cdot Z_m \cdot T_m \cdot \lambda \left(R, \frac{e}{D} \right) \quad (\text{VII-2})$$

où :

- P₁, P₂ sont des pressions,
- Q est le débit d'écoulement du gaz,
- D est le diamètre de la canalisation,
- L est la longueur du transport,
- k est une constante,
- s est la densité du gaz,
- T_m est la température moyenne du gaz,
- Z_m est le facteur moyen de compressibilité du gaz.

Dans la pratique on retient généralement pour Z_m une valeur moyenne ou la valeur prise par Z à la température T_m et la pression P_m

$$P_m = \frac{2}{3} \frac{(P_1^3 - P_2^3)}{(P_1^2 - P_2^2)} \quad (\text{VII-3})$$

- λ est le coefficient de perte de charge : il dépend du nombre de Reynolds R et de la rugosité relative e/D.

Ainsi grâce à cette formule, on voit que la perte de charge dépend :

- * du **débit** transporté et de la distance de transport ;
- * du **diamètre intérieur** des canalisations.
- * des **caractéristiques du gaz** transporté (au travers du produit $s \cdot Z_m$ en particulier) ;
- * de la **température moyenne du gaz**. Ceci est très important car les débits de transport maximaux étant en général à assurer lorsque la température extérieure est très basse, on a alors une température moyenne du gaz un peu plus faible, ce qui accroît le débit maximal possible dans le réseau considéré. En revanche, le contraire se produit en période chaude, ce qui est éventuellement à considérer pour les transits d'été ;
- * De la **rugosité** des canalisations. Exprimée en mm, la rugosité caractérise l'état de la surface interne du tube.

Puissance de compression :

Les conditions d'aspiration et de refoulement du gaz dans les stations permettent de calculer les puissances de compression à installer.

Réglementation :

On calcule traditionnellement l'épaisseur du tube par la **formule de Barlow** :

$$e = \frac{p \cdot D}{2 \cdot \alpha \cdot E} \quad (\text{VII-4})$$

où :

- p désigne la pression de calcul (en bar).
- D est le diamètre extérieur nominal en mm.
- E est la valeur minimale spécifiée de la limite élastique à 0,2 % d'allongement rémanent.
- α est un coefficient de sécurité défini par la réglementation en vigueur.

En effet, la réglementation :

- * permet la définition réglementaire des zones traversées par l'ouvrage,
- * précise les coefficients de sécurité à appliquer dans chaque zone ou plus exactement les contraintes limites admissibles dans l'acier des tubes en fonction des zones traversées par l'ouvrage.

C'est ainsi qu'on peut calculer l'épaisseur du tube, et partant le poids et donc le coût d'acquisition, dans chaque zone en fonction des autres paramètres (pression, diamètre, caractéristiques élastiques de l'acier).

VII-4-2. DIMENSIONNEMENT DES PIPELINES DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

Nous allons appliquer les notions définies précédemment pour procéder au dimensionnement des pipelines du projet gazier d'In Salah.

Pour effectuer le calcul, nous aurons recours au **logiciel GASLIN**. C'est un programme qui permet le calcul du profil des pressions et températures dans un gazoduc enterré transportant un fluide compressible et ce, pour une configuration technique quelconque. Une présentation du logiciel GASLIN est donnée en annexe C.

Le travail de dimensionnement s'effectue en combinant un ensemble de données physiques et techniques tel que nous l'avons explicité précédemment.

Caractéristiques du gaz :

La composition molaire du gaz qui a été donnée par le tableau VII-2, nous permet de calculer les caractéristiques physiques du gaz :

<i>Poids moléculaire</i>	17.37 kg/mole
<i>Viscosité</i>	0.0145 cp
<i>δ : Rapport des chaleurs spécifiques à pression et volume constant</i>	1.28

Profil en long :

SITE	PK (km)	ALTITUDE (m)
Gour Mahmoud	0	333
In Salah	36	306
Djoua	78	362
Garet El Befinat	108	418
Reg	141	630
Teg	204	635
Krechba	274	460
Hassi R'Mel	784	777

Tableau VII-3 : *Profil en long.*

Par le tableau VII-3, nous donnons les points kilométriques (PK) et les élévations des sites. Les points kilométriques sont les distances des points du profil en long par rapport à un point origine noté PK = 0. Pour notre étude, on adoptera le champ de Gour Mahmoud comme point kilométrique origine.

Les élévations sont les altitudes des sites par rapport au niveau de la mer.

Conditions climatiques :

Température ambiante	Température du sol
<i>Hiver</i> 20° C	<i>Hiver</i> 15° C
<i>Eté</i> 45° C	<i>Eté</i> 25° C

Paramètres d'exploitation :

Pression maximale de service	71 Bar.abs
Pression de départ Gour Mahmoud	71 Bar.abs
Pression minimale en amont du terminal arrivée	45 Bar.abs
Pertes de charges locales : Station de compression	
A l'aspiration.....	0,5 Bar
Au refoulement.....	1,5 Bar
Température de départ Gour Mahmoud.....	55° C
Température maximale sortie station de compression.....	60° C
Conductivité thermique du sol.....	0,4997 Kcal/h°Cm

Caractéristiques de l'ouvrage:Longueurs :

PIPELINE	LONGUEUR (km)
Gour Mahmoud-In Salah	36
In Salah-Garet El Befinat	78
Hassi Moumène-Djoua	24
Garet El Befinat -Reg	33
Reg-Teg	63
Teg-Krechba	70
Krechba-Hassi R'Mel	510

Tableau VII-4 : Longueurs des pipelines

Rugosité :

Variante 1 (pipeline en acier carbone)
Rugosité : **0,0150 mm**

Variante 2 (pipeline SSL).
Rugosité : **0,0053 mm**

Réglementation : [RSC]

La conception des pipelines doit respecter le Code Algérien des Pipelines et être conforme au « Règlement de Sécurité pour les Canalisations de Gaz Combustibles » (septembre 1991). L'article 4 du code donne une classification aux terrains traversés par un pipeline.

CLASSIFICATION	CARACTERISTIQUES
Zone I	Zone urbaine à forte population
Zone Ia	<ul style="list-style-type: none"> • Zones urbaines ou rurales de densité spécifiée par la réglementation, • proximité d'ouvrages annexes, • proximité de routes, de cours d'eau, • 75 m de part et d'autre d'installations, • dans le domaine public national.
Zone II	Zone à population moyenne.
Zone III	Zone désertique.

Tableau VII-5 : Classification réglementaire du tracé d'une canalisation.

La Réglementation Algérienne requiert que les pipelines soient enterrés à une profondeur minimale de 0.8 m pour les zones II et III et 1.0 m pour les zones I et Ia.

La réglementation spécifie également, pour chaque zone, les coefficients pour le calcul de l'épaisseur minimum requise.

Le tracé des pipelines du projet gazier d'IN SALAH a été classé en deux zones :

- Zone III qui constitue la majorité du tracé ;
- Zone Ia, à proximité des installations des centres de collecte des champs gaziers et des routes.

Profil de débit :

A partir des débits de production journaliers année par année pour chaque champ, nous pouvons déterminer le profil de débit dans chaque tronçon. Nous désignons par tronçon le pipeline reliant deux champs consécutifs.

Le profil de débit donné par le tableau VII-6, nous permet de définir le débit de dimensionnement. En effet, les conduites de transport (pipelines) doivent être dimensionnées de façon à supporter le débit maximal passant par chaque tronçon. (Les débits de dimensionnement sont mis en évidence dans le tableau par les cases en grisées).

Le problème à résoudre peut être formulé comme suit :

Objectif : minimiser les diamètres des conduites,
sous les contraintes formées par :

- les caractéristiques du gaz,
- le profil en long,
- les conditions climatiques,
- les caractéristiques de l'ouvrage,
- les paramètres d'exploitation,
- la réglementation.

A l'aide des données de base relatives au gaz (caractéristiques physiques du gaz, conditions de mise à disposition, quantités à livrer) et des formules de perte de charge et d'estimation de puissance de compression, il est possible de déterminer le profil de pression le long de la structure et d'évaluer la puissance de compression à installer pour les stations requises. Ce calcul, effectué à l'aide du logiciel GASLIN, nous a permis de dimensionner les pipelines.

Nous avons procédé par itérations en modifiant les diamètres des différents pipelines jusqu'à l'obtention de la configuration vérifiant l'ensemble des contraintes posées et minimisant les diamètres des canalisations.

Année	GM-IS	IS-DJOUA	Djoua-GB	GB-Reg	Reg-Teg	Teg-Krechba	Krechba - HRM
1	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
3	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
4	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
6	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
7	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
8	0,000	0,000	0,000	0,000	7,700	20,440	28,000
9	2,128	2,128	2,128	2,128	9,475	22,044	28,000
10	8,851	8,851	8,851	8,851	13,888	23,237	28,000
11	9,472	11,866	11,866	11,866	16,626	23,522	28,002
12	7,753	11,186	12,037	12,037	16,797	23,517	27,997
13	6,328	9,755	12,040	12,040	16,800	23,520	28,000
14	4,936	8,302	12,040	12,040	16,800	23,520	28,000
15	5,600	8,635	12,365	13,961	18,721	24,066	28,003
16	5,600	7,504	11,494	13,194	16,677	20,969	23,607
17	4,418	6,188	9,324	10,993	13,488	16,929	19,729
18	3,424	4,776	6,915	8,559	11,359	15,005	17,805
19	2,800	3,752	5,205	6,826	9,626	13,272	15,854
20	2,800	3,520	4,522	5,634	8,434	12,074	14,409
21	2,800	3,377	4,091	4,645	7,445	10,769	12,872
22	2,674	3,156	3,682	3,990	6,790	9,694	11,707
23	2,198	2,612	3,004	3,192	5,992	8,694	10,385
24	1,733	2,094	2,391	2,509	4,883	7,059	8,288
25	1,518	1,840	2,067	2,145	3,898	5,746	6,757
26	1,221	1,498	1,674	1,724	3,180	4,882	5,744
27	1,112	1,367	1,504	1,526	2,786	4,357	5,102
28	1,014	1,252	1,358	1,375	2,478	3,914	4,477
29	0,930	1,154	1,238	1,238	2,215	3,366	3,864
30	0,851	1,058	1,125	1,125	1,999	3,015	3,460

Unité : m³/jour
Source : BP

Tableau VII-6 : Profil de débit.

RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT

Le dimensionnement des pipelines du projet gazier d'IN SALAH a conduit aux résultats donnés par le tableau VII-7.

PIPELINE	DIAMETRE (pouce)	
	VARIANTE 1	VARIANTE 2
Gour Mahmoud- In Salah	28	26
In Salah- Garet El Befinat	34	30
Hassi Mouméne - Djoua	18	14
Garet El Befinat- Reg	34	32
Reg- Teg	34	34
Teg- Krechba	36	36
Krechba- Hassi R'Mel	48	48

Tableau VII-7 : *Diamètres des pipelines*

Les figures VII-4 et VII-5 récapitulent pour les variantes 1 et 2 respectivement :

- Les diamètres des pipelines et leurs longueurs.
- Le profil de pression et la puissance de l'unité de compression résultats du calcul à l'aide du logiciel GASLIN.
- Les principales installations nécessaires à chaque champ.

A travers ces résultats, nous pouvons faire la constatation principale suivante : les diamètres requis par les pipelines en SSL sont inférieurs à ceux des pipelines en acier carbone. Ce résultat était prévisible, à cause du facteur de rugosité. En effet, grâce à la rugosité de sa paroi interne ($5,3\mu$) qui est nettement inférieure à celle de l'acier carbone (15μ), le pipeline SSL peut pour des conditions de température et des pertes de charge équivalentes à celles du pipeline en acier carbone, transporter les **mêmes quantités** de gaz (débits), avec des **diamètres inférieurs**.

Remarque :

Nous ne prétendons pas, à travers ce calcul, avoir déterminé la configuration optimale du réseau de transport. Celle-ci requiert une étude plus complexe et plus approfondie faisant intervenir un nombre d'autres facteurs. Là n'était pas notre objectif. Notre but était de dimensionner les pipelines des deux variantes à l'aide des mêmes méthodes, afin de pouvoir estimer leurs coûts et ensuite les comparer, en se plaçant dans des conditions de calcul similaires.

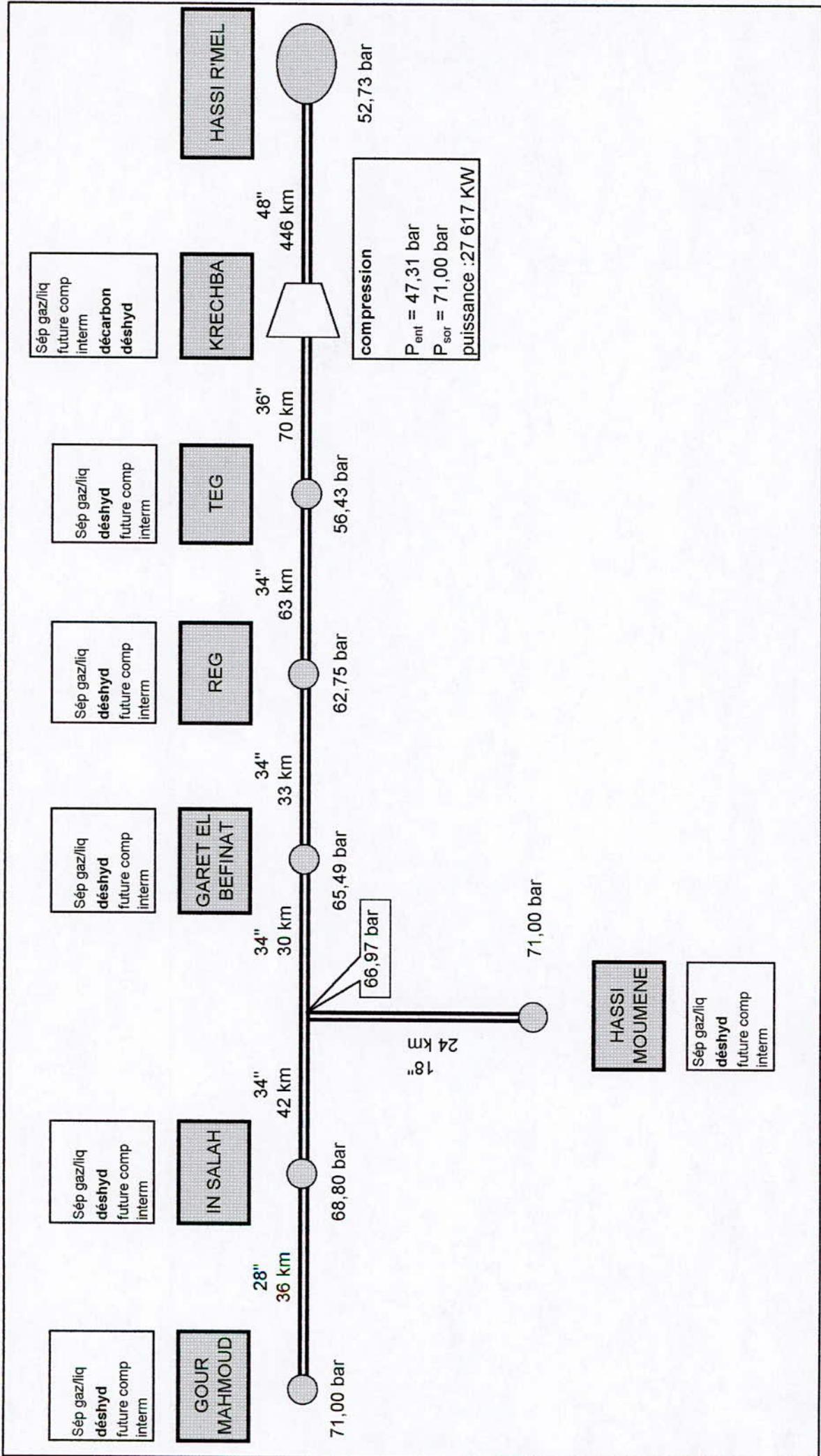


Fig VII-4 : Variante 1 (Pipes en acier carbone)

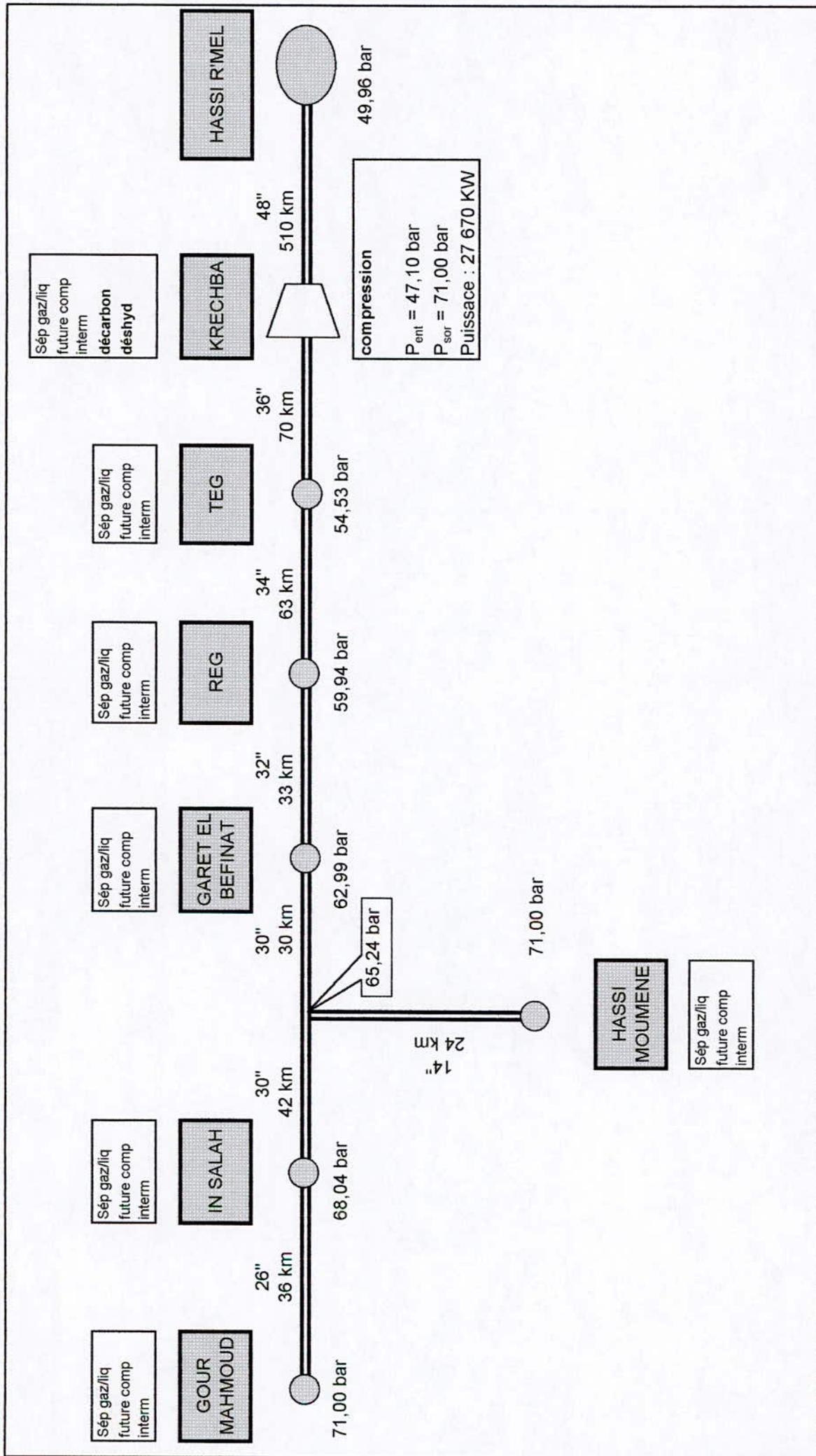


Fig VII-5 : Variante 2 (pipes SSL)

CHAPITRE VIII

CALCUL ECONOMIQUE

SECTION 1

**DETERMINATION DES COUTS
D'INVESTISSEMENTS**

[CHA]

Nous avons défini au chapitre V, les principaux postes d'investissements à considérer lors de l'évaluation du projet. Nous en donnons à présent une représentation pratique par la figure VIII-1

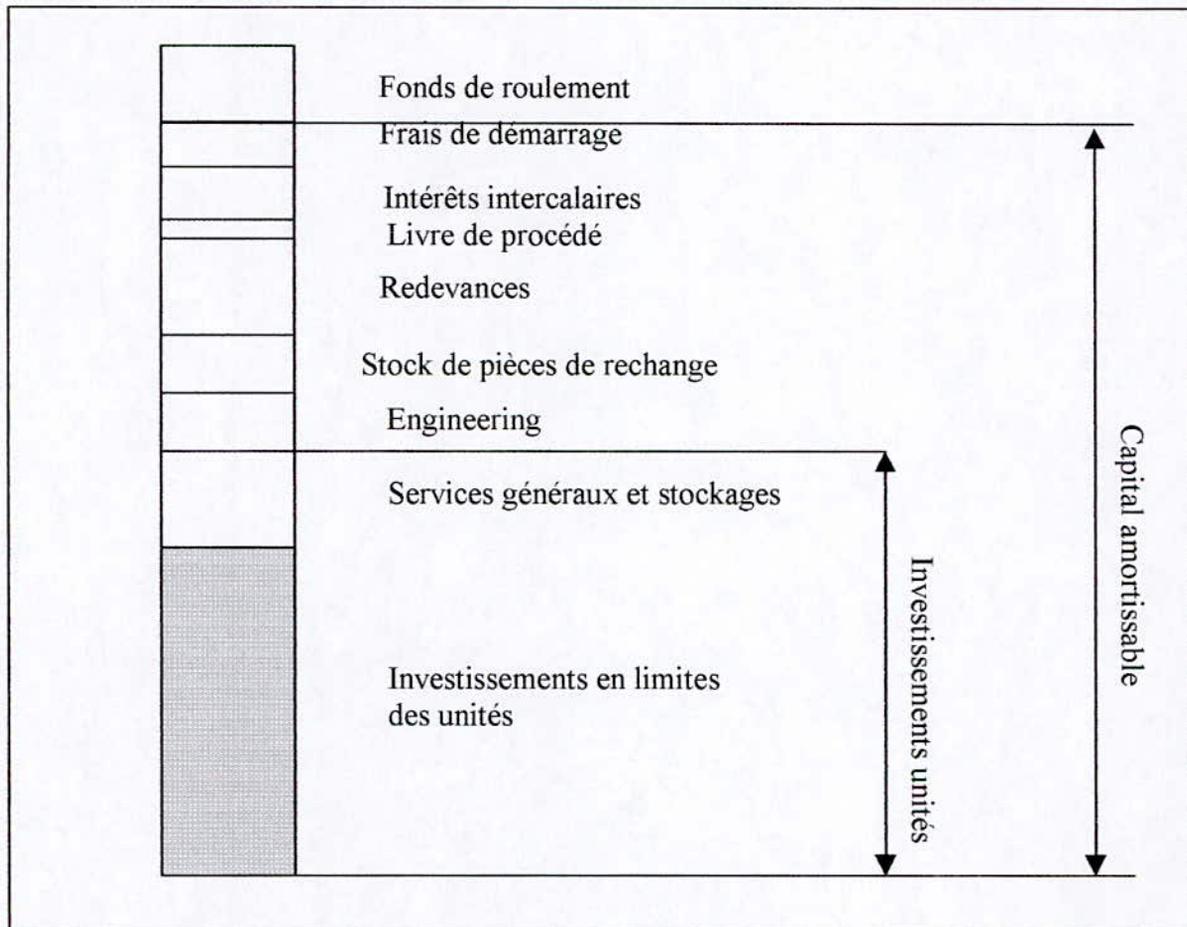


Fig. VIII-1 : Structure de l'investissement.

Il s'agit à présent de valoriser chacun de ces postes (estimation des coûts) pour l'ensemble des installations du projet gazier d'IN SALAH, décrites au chapitre VII.

Lorsque les informations disponibles sont suffisamment détaillées chacun des postes rapportés dans cette figure peut être calculé isolément. Cependant, le plus souvent on ne dispose que des investissements en limites des unités de fabrication et parfois du coût des services généraux et stockages. Les différentes autres charges, ainsi que nous le verrons dans la suite de ce chapitre, peuvent alors être chiffrées à partir du premier de ces deux postes.

Par conséquent, parmi les divers types d'immobilisation qui figurent dans les investissements, l'élément essentiel, dont dépend souvent le calcul des autres postes, concerne les **matériels constituant les installations de production** elles mêmes et à un moindre degré les unités ou bâtiments annexes.

Examinons, à présent ce poste essentiel.

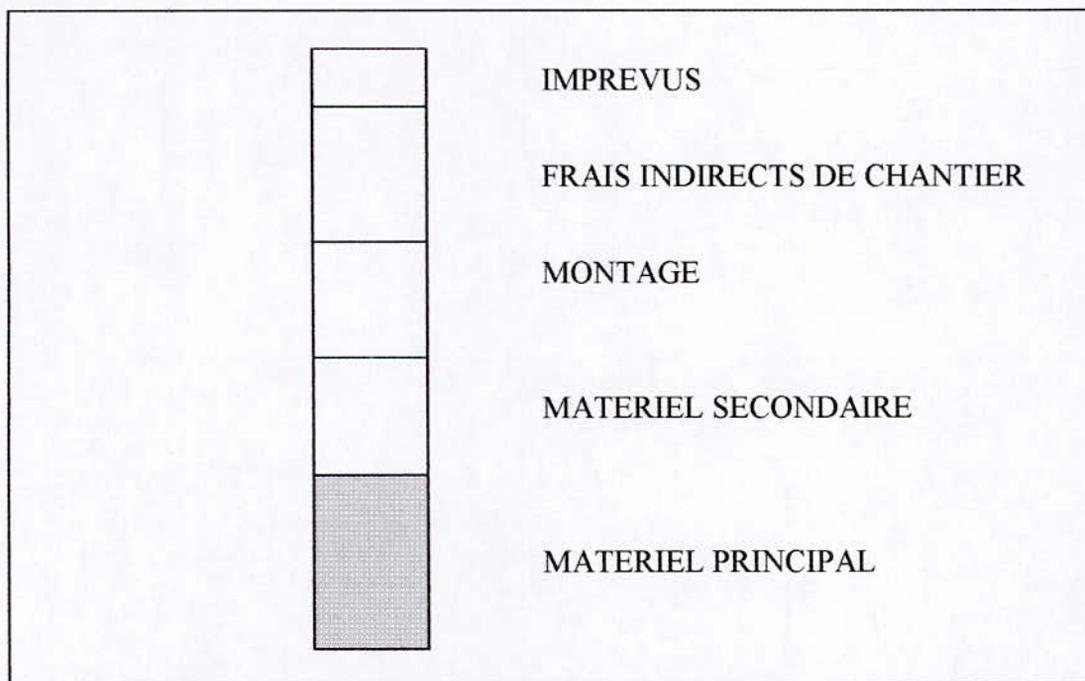


Fig. VIII-2 : Structure d'un investissement en limites des unités de production.

Le montant de ces investissements comprend le plus souvent :

- le coût de l'équipement principal qui correspond au matériel suivant : les colonnes et ballons, les réservoirs, les échangeurs de chaleur, les compresseurs et leur entraînement,...
- le coût de l'équipement secondaire : les charpentes métalliques et structures, les tuyauteries et vannes, l'isolation thermique, l'instrumentation, l'installation électrique, la peinture,...
- le coût du montage et du génie civil : préparation du site, les fondations, la mise en place des équipements, les raccordements et branchements, les travaux de voirie,...
- le montant des frais indirects de chantier et du transport : la location et mise en place du matériel spécial de levage, les bâtiments provisoires, les taxes, assurances, charges diverses de chantier, le transport des équipements;
- les imprévus (contingencies) : ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple de retards imprévus pour cause de grèves, intempéries..., de modifications techniques dans la construction ou encore des réévaluations des prix.

La détermination du coût des investissements, est réalisée dans les sociétés d'engineering par les services « estimation » qui ont pour mission d'établir un véritable devis des installations, sur le montant duquel s'engage par contrat clients et fournisseurs.

Dans l'évaluation des projets, il n'est pas nécessaire d'avoir une telle précision ; il suffit, le plus souvent, d'obtenir par des méthodes plus rapides, mais parfois moins précises, les investissements relatifs au projet à examiner. Rappelons que le but recherché est de situer relativement plusieurs projets et non d'en fixer la valeur d'une manière absolue.

On se propose de présenter dans ce qui suit les méthodes de base à l'aide desquelles se font les estimations de coûts.

VIII-1. METHODES PRATIQUES DE DETERMINATION DES INVESTISSEMENTS

VIII-1-1. METHODES ET PRINCIPES DE BASE

[STA]

A. ESTIMATION RELATIONNELLE

L'équation la plus simple est basée sur une relation linéaire entre le coût et un paramètre corrélé :

$$C_0 = (C_1 / Q_1) \cdot Q_0 \quad (\text{VIII-1})$$

Cette équation signifie : **Coût = coût unitaire**. Indicateur de coût.

Dans ce qui suit, sont présentés quelques exemples dans lesquels les dimensions principales de l'élément à estimer sont utilisées comme indicateurs de coût.

Routes : coût = coût par m . longueur.

Bâtiments : coût = coût par m² . surface.

Excavation : coût = coût par m³ . volume.

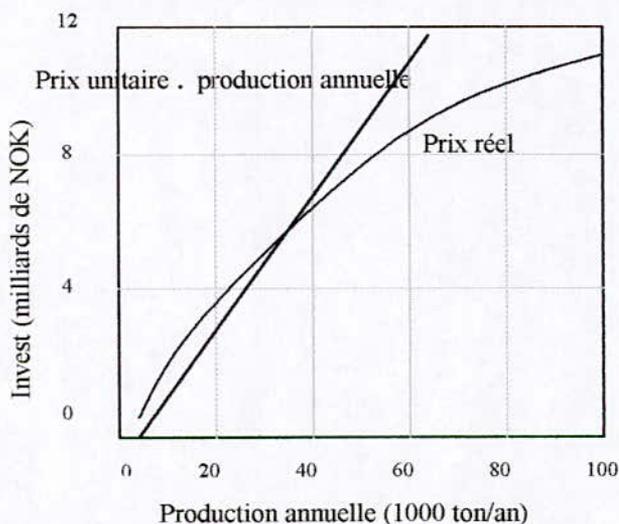
Dans ces exemples l'indicateur de coût est respectivement : la longueur, la surface et le volume.

Souvent, et notamment dans le domaine du pétrole offshore (en mer), le poids est utilisé comme principal indicateur de coût : **Coût = (coût / tonne) . poids**

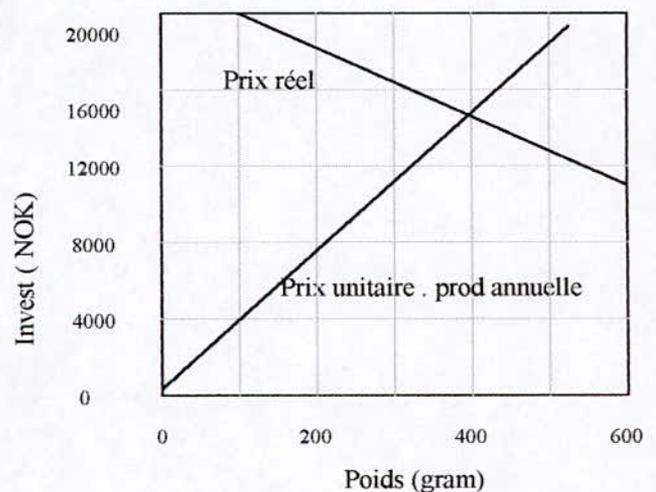
Une simple relation de linéarité entre le coût et un paramètre corrélé n'est pas toujours adéquate et il est important d'en connaître les limites.

Le graphe 1 qui suit représente le coût d'investissement total d'installations process en fonction de la production annuelle . Dans ce cas, une courbe serait plus appropriée qu'une simple relation linéaire.

Le second graphe représente le coût de téléphones cellulaires en fonction du poids. On peut constater que la relation de linéarité simple ne peut être appliquée sans modifications



Graphe 1



Graphe 2

La relation de linéarité simple peut être améliorée en introduisant un exposant, ce qui permet d'obtenir une courbe.

$$(VIII-2) : C_2 = C_1 \cdot (Q_2 / Q_1)^N \quad \text{ou} \quad (VIII-3) : C_2 = (C_1 / Q_1^N) \cdot Q_2^N$$

Si l'exposant $N=1$, on a une relation linéaire simple.

L'équation (VIII-3) est du type :

$$\text{Coût} = \text{constante} \cdot (\text{Indicateur de coût})^{\text{Exposant}}$$

A l'aide d'une analyse de régression et d'un historique de données suffisant, la constante et l'exposant peuvent être facilement déterminés.

L'équation (1) permet d'estimer des coûts d'investissements comme suit :

Supposons que nous disposions d'un historique de données sur une installation process déjà construite.

C_0 : Investissement total.

Q_0 : Production annuelle.

Le coût d'une nouvelle installation, de production annuelle Q_1 , peut être obtenu à l'aide de l'équation (VIII-2) :

$$C_1 = C_0 \cdot (Q_1 / Q_0)^N$$

Où :

Q_1 : Production annuelle prévue pour la nouvelle installation.

C_1 : Coût total d'investissement pour la nouvelle installation.

Cette technique est très fréquemment utilisée, elle est connue sous le nom d'**extrapolation**, parfois aussi règle des $2/3$.

Cependant, lors de l'extrapolation d'informations, l'historique d'information doit être ajusté pour tenir compte de l'augmentation des prix en appliquant un **indice de coût** (I). Il doit également être ajusté pour tenir compte de la localisation en appliquant un **facteur de localisation** (L).

Ce qui conduirait à l'équation finale suivante :

$$C_1 = (I_1 / I_0) \cdot (L_1 / L_0) \cdot C_0 \cdot (Q_1 / Q_0)^N \quad (VIII-4)$$

où

I_0 : indice de coût de l'année de référence,

I_1 : indice de coût de l'année de calcul.

L_0 : facteur de localisation de l'installation de référence.

L_1 : facteur de localisation de l'installation à évaluer.

B. ESTIMATION FACTORIELLE (ou normative, ou coefficients techniques)

Cette méthode se base sur l'hypothèse que pour des installations similaires, il existe une relation fixe entre les différents postes de coûts comme indiqué dans l'exemple suivant :

Coût des équipements process	1.0
Coût du matériel secondaire	0.97
Coût de la main d'œuvre	1.97

Ces relations peuvent être déterminées à partir de données historiques relatives à des installations similaires. Ainsi à partir du montant du coût des équipements process, il est possible de calculer le reste des ressources nécessaires.

Dans l'estimation factorielle, le coût de l'équipement principal est l'indicateur essentiel de coût.

A partir des simulations des procédés, il est possible de déterminer les équipements process nécessaires ainsi que leurs spécifications (dimensionnement). **Cette liste d'équipements et les spécifications correspondantes sont la base de l'estimation du coût des équipements process.**

Connaissant le coût des équipements process, toutes les autres ressources sont calculées à partir de **facteurs** dits **modulaires**, comme indiqué dans le modèle suivant :

Coût de l'équipement principal	ΣE
Matériel secondaire	
Piping et vannes	$k_1 \cdot \Sigma E$
Acier et métal	$k_2 \cdot \Sigma E$
Matériel électrique	$k_3 \cdot \Sigma E$
Matériel d'instrumentation et de communication	$k_4 \cdot \Sigma E$
Matériel de protection de surface	$k_5 \cdot \Sigma E$
Matériel d'isolation et d'ignifugation	$k_6 \cdot \Sigma E$
Montage des équipements principaux et du matériel secondaire	
Montage des équipements	$k_7 \cdot \Sigma E$
Montage des conduites	$k_8 \cdot \Sigma E$
Travail de l'acier	$k_9 \cdot \Sigma E$
Installation électrique	$k_{10} \cdot \Sigma E$
Instrumentation	$k_{11} \cdot \Sigma E$
Protection de surface	$k_{12} \cdot \Sigma E$
Isolation et ignifugation	$k_{13} \cdot \Sigma E$

La somme des coûts des équipements process est notée ΣE et les facteurs à déterminer par des données historiques sont k_1, \dots, k_{13} pour ce modèle spécifique.

Le modèle couvre les ressources les plus importantes. Cependant, les ressources telles que :

- engineering
- management
- assurances

doivent également être incluses dans l'estimation. Ceci peut être fait en les intégrant au modèle donné, ou bien les ressources additionnelles peuvent être ajoutées à l'estimation totale en appliquant un pourcentage pour chacune des ressources.

Il est à noter qu'il faut être très prudent lors de l'estimation du coût des équipements, car une erreur à ce niveau engendrerait une erreur systématique sur la totalité de l'estimation.

VIII-1-2. LES DEUX GRANDES CATEGORIES D'ESTIMATION

[STA], [LEE]

Selon la disponibilité et la précision des informations recueillies lors de la préparation des données, on peut classer les estimations de coûts en deux grandes catégories dont le degré de complexité va croissant :

- l'estimation globale ;
- l'estimation analytique.

A. ESTIMATION GLOBALE

On a recours à l'estimation globale lors des premières phases du projet quand nous ne disposons que d'un nombre réduit d'informations techniques. Elle a pour objectif la détermination d'un ordre de grandeur dans la perspective d'ouverture d'une étude de faisabilité et d'orientation d'une politique de développement.

Cette méthode ne nécessite qu'un minimum d'informations techniques sur le projet en ce sens qu'il suffit de disposer d'une description sommaire qui précise la nature et la spécificité du produit, la quantité à produire et le site de production. L'ordre de grandeur recherché s'obtient par un processus analogique basé sur la comparaison et l'extrapolation en prenant référence à des unités semblables ou suffisamment proches (méthode d'extrapolation).

Les sources principales de données historiques (statistiques) sont les suivantes :

- projets déjà développés dans la société,
- données historiques de consultants,
- données préliminaires des détenteurs de procédés,
- littérature spécialisée.

B. ESTIMATION ANALYTIQUE

Contrairement à la précédente qui visait un ordre de grandeur, cette estimation concerne le calcul de budgets préliminaires au niveau d'une étude finale et détaillée de faisabilité ou au niveau de la définition d'une enveloppe budgétaire de référence établie sur la base d'un avant-projet sommaire. Cette méthode d'estimation se base sur une connaissance détaillée de l'installation objet de l'étude et par conséquent, n'est pas appliquée dans les premières phases d'un projet.

L'estimation analytique conduit à une découpe du projet aussi poussée* que le permettent les données disponibles. L'estimation suppose dès lors une part d'études techniques suffisante pour déterminer :

* Une estimation analytique requiert un travail beaucoup plus intense qu'une méthode globale. Une estimation durant les premières phases d'un projet est de l'ordre de 10 lignes. Une estimation analytique pour la phase de définition de la conception est de l'ordre de 1000 lignes. La quantité de détails a considérablement augmenté, car nous prenons en compte une connaissance beaucoup plus détaillée de l'installation étudiée.

- les unités de procédés et leur capacité ainsi qu'un avant-projet sur les éléments dimensionnant les équipements principaux,
- le choix presque final des procédés,
- les infrastructures, installations, génération d'utilités et stockages nécessaires au projet,
- calendrier enveloppe de la réalisation.

Le projet est découpé suivant un plan que la logique demande à avoir aussi conforme ou approché que possible de la découpe budgétaire finale.

Au niveau de chaque module (unité-ensemble), l'estimation de coût des autres postes (matériels secondaires, transport, marchés de travaux, services de l'ingénierie et les charges indirectes) sera faite à partir de facteurs propres, soit à l'unité ou l'ensemble, soit au type d'équipement principal (méthode de l'estimation factorielle).

Les sources principales pour déterminer, d'une part, le coût des équipements principaux et, d'autre part, les facteurs modulaires sont les suivantes :

- projets déjà développés dans la société,
- budget des détenteurs de procédés,
- littérature spécialisée,
- données historiques des consultants,
- statistiques et/ou offres préliminaires de fournisseurs.

VIII-1-3. PRECISION D'UNE ESTIMATION

[STA]

Une estimation est la prévision du coût d'un investissement futur. Toute prévision est associée à une incertitude. L'évaluation de la précision d'une estimation est une part importante du travail d'un estimateur.

Parmi les facteurs influençant la précision d'une estimation :

- qualification de l'estimateur,
- phase du projet et informations techniques disponibles,
- données disponibles de coûts,
- méthode d'estimation.

Quelques compagnies pétrolières ont développé leur propre classification des estimations. Les classes sont reliées à la phase du projet et dépendent des données, de la méthode d'estimation, des résultats et de la précision escomptée.

Voici à titre d'exemple la classification adoptée par STATOIL, une compagnie pétrolière offshore.

Classe	Précision
A	Indéterminée
B	± 40%
C	± 30%
D	± 20%
E	± 15%
F	± 10%

Tableau VIII-1 : Classification des estimations selon STATOIL

VIII-2. DETERMINATION DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

Nous menons ce présent travail alors que les études de conception du projet gazier d'IN SALAH sont à un stade avancé. Nous disposons donc d'un nombre de données et spécifications techniques concernant les installations du projet. La détermination des charges d'investissements s'inscrira, par conséquent, dans le cadre d'une **estimation analytique**.

VIII-2-1. INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT

Ainsi que nous venons de le voir dans la 1^{ère} partie de ce chapitre, les investissements en limites des unités constituent l'élément essentiel dont dépend le calcul des autres postes constitutifs du projet.

Nous allons donc commencer par déterminer les coûts imputables à ce poste essentiel, et déduisons ensuite les autres postes d'investissements.

A. INVESTISSEMENTS EN LIMITES DES UNITES DE TRAITEMENT

A-1. VARIANTE 1 :

Nous disposons de l'estimation faite par la société d'engineering chargée du projet d'IN SALAH, qui a établi les calculs de coûts suivants* :

- Une estimation classe II, selon la classification de BP, c'est à dire d'une précision de $\pm 15\%$, pour les trois champs du nord du District 3 : KRECHBA, TEG et REG.

Bases de calcul :

Pour les équipements et matériels, l'estimation s'est basée sur :

- des cotations (prix) auprès des fournisseurs pour les équipements de valeur supérieure à 250 KDA ;
- sur les données internes de la société, pour les équipements de valeur inférieure à 250 KDA. C'est à dire que le calcul des coûts s'est fait à l'aide de méthodes basées sur les principes que nous avons présentés dans la première partie de ce chapitre.

Pour la main d'œuvre (construction), des normes de main d'œuvre unitaire et des taux de main d'œuvre horaire appliqués par les sous-traitants algériens ont été utilisés. Par conséquent, il ne nous est pas nécessaire d'ajuster la main d'œuvre en appliquant un facteur de localisation.

- Une estimation classe III, i.e. à $\pm 30\%$ a été établie pour les quatre autres champs.

Leurs installations sont similaires à celles des champs de TEG et REG et ne diffèrent que par leurs capacités de production. Par conséquent, les coûts d'investissement ont été obtenus à partir des investissements des champs de REG et TEG en procédant par extrapolation .

* Rappelons que la variante 1 constitue le cas de base du projet gazier d'IN SALAH, son étude a été confiée à une société d'engineering. C'est pourquoi nous disposons de quelques estimations de coûts pour cette variante.

Les tableaux VIII-2-a et VIII-2-b donnent les investissements en limites par unité de traitement et ce, pour chaque champ.

A-2. VARIANTE 2 :

Rappelons que pour la variante 2, la déshydratation n'est pas requise à chaque champ, excepté pour KRECHBA car le gaz, à sa sortie, doit respecter les spécifications de livraison à HASSI R'MEL.

Par conséquent, les investissements en limites seront calculés comme suit :

- Matériel principal, matériel secondaire, main d'œuvre :
 - Ils sont identiques à la variante 1 pour le champ de KRECHBA.
 - Ils sont déduits de la variante 1 en éliminant les coûts correspondant à l'unité de déshydratation, pour chacun des six champs restants.
- Frais indirects :
 - Ils sont identiques à la variante 1 pour le champ de KRECHBA.
 - Pour les six autres champs, nous appliquons la méthode d'**estimation factorielle** :

En prenant la variante 1 comme investissement de référence, nous calculons le facteur d'estimation, et l'utilisons ensuite pour estimer les frais indirects de la variante 2.

	Investissement de référence VAR1		
	Equipement principal (\$)	Frais indirects (\$)	Facteur d'estimation $k_1 = FI/EP$
Teg	14 107 622	23 189 903	1,64
Reg	13 323 325	22 022 680	1,65
Garet El Befinat	6 097 365	19 075 655	3,13
Hassi Moumene	5 725 562	17 906 217	3,13
Gour Mahmoud	11 339 183	21 155 962	1,87
In Salah	11 275 154	23 113 014	2,05

Tableau VIII-3 : *facteur modulaire pour le calcul des frais indirects.*

L'estimation des investissements en limites de la variante 2 est donnée par les tableaux VIII-2-a et VIII-2-c.

B. INSTALLATIONS GENERALES ET STOCKAGES

B-1. VARIANTE 1 :

La société d'engineering donne une estimation classe II ($\pm 15\%$) pour les installations générales et stockages de KRECHBA, TEG et REG et une estimation classe III ($\pm 30\%$) pour les autres champs.

B-2. VARIANTE 2 :

- Pour le champ de KRECHBA, les installations générales et stockages sont identiques à la variantes 1.

Unité	Coût (\$)
Systèmes de tête de puits	16 496 109
Séparation gaz/liquide	5 561 581
Séparation des condensats	503 878
Compression intermédiaire	18 881 294
Déshydratation	7 578 787
Turbo expansion	2 997 477
Compression et séchage du CO2	17 004 789
Décarbonatation	26 381 987
Compression pour transport	24 730 194
conduites de transport de gaz	356 038
conduites d'interconnexion	272 050
pipeline d'injection de gaz	124 334
TOTAL investissements en limites	120 888 518

Tableau VIII-2-a : Investissements en limites du champ de Krechba.

Unité	Coût (\$)					
	TEG	REG	Garet El Befinat	Hassi Moumène	Gour Mahmoud	In Salah
Systèmes de tête de puits	6 242 869	6 609 010	3 307 085	1 981 119	3 962 239	9 250 443
Séparation gaz/liquide	3 014 595	2 125 682	1 400 640	1 092 259	3 221 880	5 714 779
Compression intermédiaire	11 660 270	12 894 521	7 014 185	7 101 453	16 796 698	30 912 336
Déshydratation	2 065 017	1 837 612	2 877 572	3 002 938	4 702 078	10 582 588
conduites d'interconnexion	511 738	435 283	690 528	136 807	215 725	1 043 060
TOTAL investissements en limites	23 494 489	23 902 108	15 290 010	13 314 576	28 898 620	57 503 206

Tableau VIII-2-b : Investissements en limites des unités variante 1.

Unité	Coût (\$)					
	TEG	REG	Garet El Befinat	Hassi Moumène	Gour Mahmoud	In Salah
Systèmes de tête de puits	6 242 869	6 609 010	3 307 085	1 981 119	3 962 239	9 250 443
Séparation gaz/liquide	3 014 595	2 125 682	1 400 640	1 092 259	3 221 880	5 714 779
Compression intermédiaire	11 660 270	12 894 521	7 014 185	7 101 453	16 796 698	30 912 336
conduites d'interconnexion	511 738	435 283	690 528	136 807	215 725	1 043 060
TOTAL investissements en limites	21 429 472	22 064 496	12 412 438	10 311 638	24 196 542	46 920 618

Tableau VIII-2-c : Investissements en limites des unités variante 2.

- Pour les six autres champs, le montant des coûts relatifs aux installations générales et stockages est différent de la variante 1.

En effet, en éliminant les unités de déshydratation pour la variante 2, les consommations en utilités (électricité, gaz, eau) seront réduites ce qui aura pour conséquence des installations de production d'utilités de capacités inférieures à la variante 1.

De plus, les installations de stockage relatives aux unités de déshydratation, notamment les installations de stockage de glycol, sont inexistantes pour la variante 2.

Nous calculons le montant des investissements des installations générales et stockages en appliquant la méthode de l'**estimation factorielle** en prenant la variante 1 comme investissement de référence.

	Investissement de référence VAR1		
	Equipement principal (invest en lim) (\$)	Installations générales et stockages (\$)	Facteur d'estimation $k_2 = IGS/EP$
Teg	14 107 622	29 658 970	2,10
Reg	13 323 325	26 746 595	2,01
Garet El Befinat	6 097 365	16 362 088	2,68
Hassi Moumene	5 725 562	15 985 981	2,79
Gour Mahmoud	11 339 183	16 538 887	1,46
In Salah	11 275 154	16 643 316	1,48

Tableau VIII-4 : facteur modulaire pour le calcul du coût des installations générales et stockages.

Nous déduisons, ensuite, la répartition de ce montant entre : matériel principal, matériel secondaire et montage en calculant la pondération de chacun de ces éléments sur le coût global de ce poste.

Les facteurs de pondération sont déterminés à partir de la variante 1 qui est prise comme investissement de référence.

	équipement principal $k_3 = EP/IGS$	Matériel secondaire $k_4 = MS/IGS$	Montage $k_5 = MON/IGS$
Teg	0,20	0,33	0,47
Reg	0,22	0,31	0,47
Garet El Befinat	0,72	0,09	0,18
Hassi Moumene	0,72	0,09	0,18
Gour Mahmoud	0,72	0,09	0,18
In Salah	0,74	0,09	0,17

Tableau VIII-5 : Facteurs de pondération pour les installations générales et stockages.

C. AUTRES POSTES D'INVESTISSEMENTS

Ils consistent en :

- Systèmes de collecte ;
- puits ;

- infrastructures ;
- stock de pièces de rechange ;
- fonds de roulement ;

La détermination des coûts de ces postes d'investissements se fait de la façon suivante :

- **Systèmes de collecte, puits** :
Ces investissements sont identiques pour les deux variantes. Nous nous baserons sur l'estimation de la société d'engineering.
- **Infrastructures** :
Elles comprennent essentiellement :
 - Les routes.
 - Pistes d'atterrissage et aérodromes.
 - Bases de vie.

VARIANTE 1 :

Nous disposons de l'estimation de la société d'engineering pour chacun des éléments sus-cités.

VARIANTE 2 :

- Réalisation du réseau routier, pistes et aérodromes : coûts identiques à la variante 1.
- Bases de vie :

L'élimination des unités de déshydratation entraînera la réduction de la main d'œuvre nécessaire à chaque champ ce qui conduira à une réduction des infrastructures en bases de vie.

Cependant, l'estimation dont nous disposons est une estimation globale pour les 7 champs et correspond à l'ensemble des installations. Nous ne disposons donc d'aucun élément nous permettant d'évaluer la part des infrastructures en bases de vie imputable aux unités de déshydratation.

C'est pourquoi nous prendrons pour ce poste le même montant que la variante 1.

Les investissements en infrastructures de la variante 2 seront donc estimés par excès.

- Les postes restants (stock de pièces de rechange, frais de démarrage, fonds de roulement) sont calculés comme suit :

Soient

I_1 : investissements en limites des unités de traitement ;

I_2 : Services généraux et stockages .

Poste	Désignation	Méthode de calcul
Stock de pièces de rechange	I_3	$I_3 = 2\% (I_1 + I_2)$
Frais de démarrage	I_4	<ul style="list-style-type: none"> - VAR1 : figurent dans l'estimation faite par la société d'engineering. - VAR2 : obtenus par la méthode d'estimation factorielle en prenant la VAR1 comme investissement de référence.
Fonds de roulement	f	$f \approx 2 I_4$

Tableau VIII-6 : Détermination de quelques coûts d'investissement.

VIII-2-2. COÛTS D'INVESTISSEMENTS EN PIPELINES

L'estimation des coûts des pipelines se base sur la méthode de l'**estimation relationnelle**. Les indicateurs de coût étant le poids et le mètre linéaire.

$$\text{Coût} = (\text{coût / tonne}) \cdot \text{poids}$$

$$\text{Coût} = (\text{coût / ML}) \cdot \text{Longueur}$$

A. VARIANTE 1 :

A-1. Coûts directs :

Les coûts directs comprennent :

- Les coûts du tube.
- Les coûts de pose.
- Les coûts de transport.

• *Coûts des tubes*:

Bases de calcul :

- **780 \$ / tonne** pour le coût acier et façonnage.
- **1,5 \$ / pouce / ML** pour l'enrobage.

A chaque diamètre de pipeline (obtenu par dimensionnement), on associe l'épaisseur requise par la réglementation, ce qui nous permet de calculer le poids et partant le coût par mètre linéaire.

Diamètre (")	Epaisseur (mm)	Masse* (kg/m)	Coût acier et façonnage (\$/ML)	Coût de l'enrobage (\$/ML)	Coût du tube (\$/ML)
18	6,4	71	55	27	82
28	9,5	164	128	42	170
34	10,3	217	169	51	220
36	10,3	220	171	54	225
48	12,7	378	295	72	367

Tableau VIII-7 : Coûts du tube en acier carbone API 5L X70.

• *Coûts de pose* :

Base de calcul : **14 \$ / pouce / ML**.

Ce qui conduit à :

Diamètre (")	Coût de pose (\$/ML)
18	252
28	392
34	476
36	504
48	672

Tableau VIII-8 : Coûts de pose des pipelines.

* Source : Normes API qui répertorient par diamètre et épaisseur normalisés la masse (Kg/m) correspondante.

- **Coûts de transport tube** : 20 \$ / ML.
- **Coût protection cathodique** : 1,5% du coût du tube.
- **Coût postes de coupures** : 9% du coût de la pose.

A-2. Coûts indirects :

Les coûts indirects sont évalués à **10%** des coûts directs hors tube.

A-3. Coûts imprévus :

Les coûts des imprévus sont évalués à **10%** des coûts directs hors tube.

Le coût total des pipelines de la VAR1 obtenu sur ces bases de calcul est donné par le tableau VIII-8-a.

B. VARIANTE 2 : (pipelines SSL)

B-1. Coûts des tubes :

Diamètre (")	Coût tube* (\$/ML)
14	213,9
26	593,5
30	708,5
32	790,0
34	846,9
36	910,2

Tableau VIII-9 : Coûts du tube SSL.

B-2. Coûts de pose :

Bases de calcul :

- Les coûts du SSL sont similaires à l'acier carbone pour les parties suivantes notées **P₁**:
 - topographie et piquetage,
 - pistes,
 - tranchée,
 - lit de pose,
 - essais hydrostatiques,
 - remblai,
 - remise en état des lieux,
 - séchage et mise en gaz.

* Source : Le représentant en Algérie d'Ameron Fiberglass Pipe Systems (la compagnie qui a conçu et qui commercialise le pipe SSL).

- Pour les parties suivantes, notées P_2 , les coûts de pose du SSL sont inférieurs de **65%** à ceux de l'acier (soit **35%** de l'acier), et cela, en raison de son faible poids qui nécessite du personnel et des moyens de levage plus réduits.
 - triage,
 - bardage,
 - alignement,
 - mise en fouille.
- Pour la partie assemblage (raccordement des tubes), notée P_3 , le coût est estimé inférieur de **88%** pour le tube SSL (soit **12%** de celui de l'acier), en raison de l'absence de soudage. Rappelons que les tubes en SSL sont raccordés par simple procédé de vissage.
- Les coûts relatifs aux parties suivantes, notées P_4 , sont inexistantes pour le pipeline SSL :
 - soudage,
 - radiographie,
 - revêtement des tubes,
 - protection cathodique.

Pour l'acier carbone, nous n'avons qu'une estimation globale du coût de la pose. Afin de déterminer la répartition de ce coût sur les parties P_1 , P_2 , P_3 et P_4 définies précédemment et qui sont nécessaires pour le calcul du coût de l'installation du SSL, nous procéderons par **estimation factorielle** par rapport à un projet de référence comme suit :

Projet de référence : L'oléoduc **OH1** (In Amenas-Haoud El Hamra : **630 Km** de longueur).

A partir des coûts de pose de cet oléoduc, nous déterminons les pondérations α_1 , α_2 , α_3 et α_4 des parties P_1 , P_2 , P_3 et P_4 respectivement, sur le coût global et les appliquons pour le calcul des coût de pose des pipelines SSL.

Résultats du calcul :

α_1	α_2	α_3	α_4
0,36	0,16	0,02	0,46

Diamètre (")	Acier carbone					SSL				
	Coût de pose (\$/ML)	P1 (\$/ML)	P2 (\$/ML)	P3 (\$/ML)	P4 (\$/ML)	P1 (\$/ML)	P2 (\$/ML)	P3 (\$/ML)	P4 (\$/ML)	Coût de pose (\$/ML)
14	196	72	31	4	89	72	11	0	0	83
26	364	133	58	7	166	133	20	1	0	154
30	420	153	67	8	191	153	24	1	0	178
32	448	164	72	9	204	164	25	1	0	190
34	476	174	76	10	217	174	27	1	0	202
36	504	184	81	10	229	184	28	1	0	213

Tableau VIII-10 : Coûts de pose.

B-3. Les coûts suivants :

- **coûts transport tube,**
- **coûts indirects,**
- **coûts imprévus**

sont obtenus en appliquant les mêmes bases de calcul que pour l'acier carbone.

Les résultats de l'estimation sont donnés par le tableau VIII-8-b.

Rappelons que le gazoduc KRECHBA-HASSI R'MEL est en acier carbone, son coût sera identique pour les deux variantes.

Nous récapitulons l'ensemble des coûts d'investissements pour le projet gazier d'IN-SALAH à travers le tableau VIII-11.

Remarques :

- Les bases de calcul des coûts d'investissements en pipelines sont celles appliquées par la Branche Transport par Canalisations (TRC) de la SONATRACH.
- Nous avons inclus le poste frais d'engineering dans le montant des coûts indirects.
- Les postes redevance et livre de procédé pour les investissements en limites sont compris dans le montant des coûts indirects.
- Nous avons développé l'ensemble des calculs à l'aide du logiciel Excel.
- Les coûts ainsi que les recettes sont exprimés en \$US tout au long de cette étude, car la majeure partie (plus de 80%) des dépenses et recettes de la SONATRACH sont en \$ (équipements importés, recettes d'hydrocarbures en \$).

Pipeline	Diamètre (")	Longueur (km)	Coût tube (\$)	Coût pose (\$)	Coût transport tube (\$)	Coût protection cathodique (\$)	coût postes de coupure (\$)	Total coûts directs (\$)	Coûts indirects (\$)	Coûts imprévus (\$)	TOTAL (\$)
GMD-IS	28	36	6 128 071	14 112 000	720 000	91 921	1 270 080	22 322 072	1 619 400	1 619 400	25 560 872
IS-GB	34	72	15 849 734	34 272 000	1 440 000	237 746	3 084 480	54 883 960	3 903 423	3 903 423	62 690 806
HMN-DJOUA	18	24	1 979 366	6 048 000	480 000	29 690	544 320	9 081 377	710 201	710 201	10 501 779
GB-REG	34	33	7 264 462	15 708 000	660 000	108 967	1 413 720	25 155 149	1 789 069	1 789 069	28 733 286
REG-TEG	34	63	13 868 518	29 988 000	1 260 000	208 028	2 698 920	48 023 465	3 415 495	3 415 495	54 854 455
TEG-KRECHBA	36	70	15 766 884	35 280 000	1 400 000	236 503	3 175 200	55 858 587	4 009 170	4 009 170	63 876 928
KRECHBA- HRM	48	510	187 004 862	342 720 000	10 200 000	2 805 073	30 844 800	573 574 735	38 656 987	38 656 987	650 888 710

Tableau VIII-8-a : Coûts d'investissements en pipelines VAR 1.

Pipeline	Diamètre (")	Longueur (km)	Coût tube (\$)	Coût pose (\$)	Coût transport tube (\$)	Coût protection cathodique (\$)	coût postes de coupure (\$)	Total coûts directs (\$)	Coûts indirects (\$)	Coûts imprévus (\$)	TOTAL (\$)
GMD-IS	26	36	21 366 000	5 548 228	720 000	0	1 179 360	28 813 588	744 759	744 759	30 303 105
IS-GB	30	72	51 012 000	12 803 602	1 440 000	0	2 721 600	67 977 202	1 696 520	1 696 520	71 370 242
HMN-DJOUA	14	24	5 133 600	1 991 671	480 000	0	423 360	8 028 631	289 503	289 503	8 607 638
GB-REG	32	33	26 070 000	6 259 539	660 000	0	1 330 560	34 320 099	825 010	825 010	35 970 118
REG-TEG	34	63	53 354 700	12 696 905	1 260 000	0	2 698 920	70 010 525	1 665 583	1 665 583	73 341 690
TEG-KRECHBA	36	70	63 714 000	14 937 536	1 400 000	0	3 175 200	83 226 736	1 951 274	1 951 274	87 129 283
KRECHBA- HRM	48	510	187 004 862	342 720 000	10 200 000	2 805 073	30 844 800	573 574 735	38 656 987	38 656 987	650 888 710

Tableau VIII-8-b : Coûts d'investissements en pipelines VAR 2.

Poste	Coût variante 1 (\$)	Coût variante 2 (\$)
Investissements en limites des unités de production et de traitement	526 048 764	492 228 586
Installations générales et stockages	286 806 716	270 808 055
Système de collecte	190 191 888	190 191 888
Puits	372 959 496	372 959 496
pipelines	897 106 835	957 610 786
infrastructure	83 113 349	83 113 349
Stock de pièces de rechange	5 664 813	5 332 304
Frais de démarrage	26 248 589	24 649 716
Fonds de roulement	52 497 178	49 299 431
TOTAL INVESTISSEMENT	2 440 637 628	2 446 193 611

Tableau VIII-11 : Coûts d'investissements du projet gazier d'IN SALAH.

VIII-3. INTERPRETATION ET ANALYSE DES RESULTATS DES ESTIMATIONS DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS

Analysons, à présent, les résultats obtenus pour les coûts d'investissements.

VIII-3-1. INVESTISSEMENTS EN INSTALLATIONS DE PRODUCTION ET DE TRAITEMENT

Comparons les résultats obtenus pour les deux variantes :

- **Les investissements en limites des unités**

Champ	Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
Krechba	120 888 518	120 888 518	1,00
Teg	23 494 489	21 429 472	0,91
Reg	23 902 108	22 064 496	0,92
GBF	15 290 010	12 412 438	0,81
HM	13 314 576	10 311 638	0,77
GM	28 898 620	24 196 542	0,84
In Salah	57 503 206	46 920 618	0,82
TOTAL	28 329 153	25 822 372	0,91

Tableau VIII-12 : Investissements en limites des unités.

On constate pour chaque champ, hormis KRECHBA qui requiert les mêmes installations pour les deux variantes, que la variante 2 permet, grâce à l'élimination des unités de déshydratation, de réduire le montant des investissements en limites des unités (histogramme fig. VIII-3). Cette réduction, par rapport à la variante 1, va de 8% pour le champ de REG jusqu'à 23% pour le champ de HASSI MOUMENE.

La figure VIII-4 représente la part de chacune des installations de traitement sur l'ensemble des investissements en limites des six champs (hors KRECHBA). La part des unités de déshydratation est 15% du montant des investissements en limites. La variante 2 permet, grâce à l'inertie à la corrosion des pipes SSL, d'éliminer cette part des coûts qui correspond à un total de six unités de déshydratation.

Ainsi, la variante 2 permet de réaliser une réduction sur les coûts des investissements en limites s'élevant à 15% par rapport à la variante 1 pour l'ensemble des six champs (hors Krechba) ; et 9% pour la totalité des investissements en limites (Krechba compris).

- **Installations générales et stockages**

Champ	Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
Krechba	146 192 042	146 192 042	1,00
Teg	29 658 970	27 052 134	0,91
Reg	26 746 595	24 690 297	0,92
GBF	16 362 088	13 282 751	0,81
HM	15 985 981	12 380 541	0,77
GM	16 538 887	13 847 854	0,84
In Salah	16 643 316	14 683 599	0,88
TOTAL	268 127 879	252 129 218	0,94

Tableau VIII-13 : Investissements en installations générales et stockages

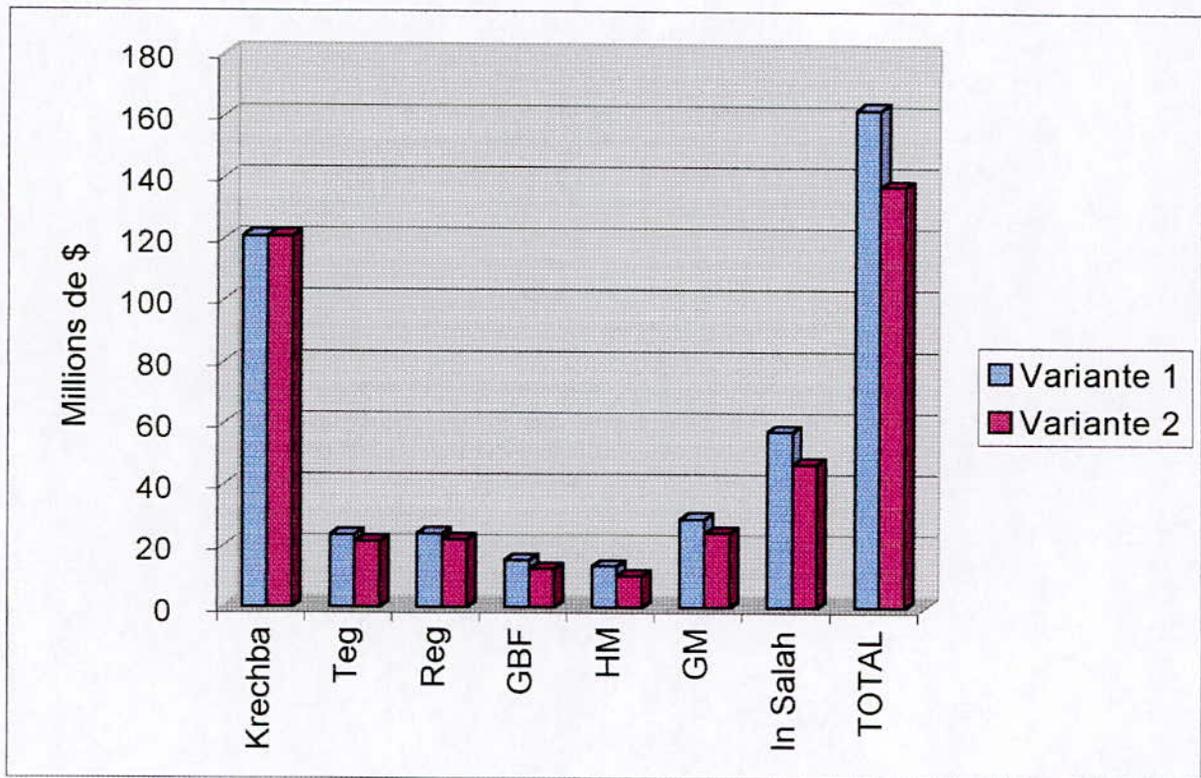


Fig. VIII-3 : Comparaison des investissements en limites des unités

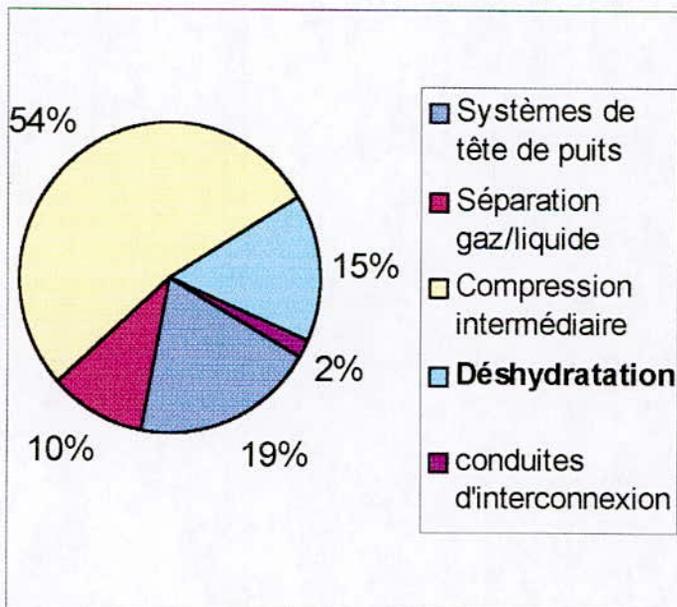


Fig. VIII-4 : Investissements en limites des unités des six champs pour la variante 1 (hors Krechba)

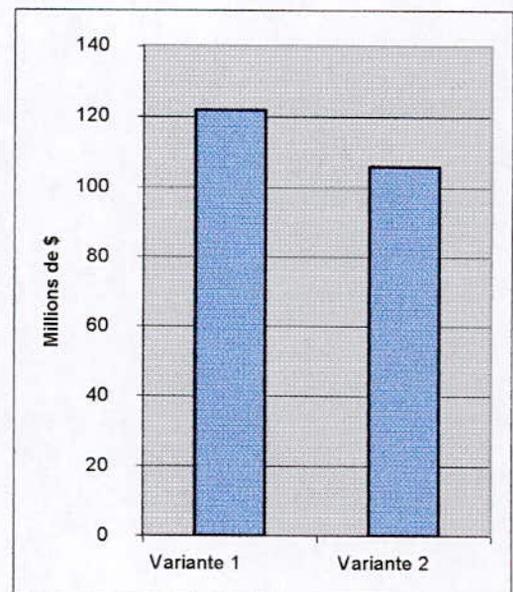


Fig. VIII-5 : Installations générales et stockages (hors Krechba)

L'élimination des unités de déshydratation, pour la variante 2, permet :

- de réduire les besoins en utilités (gaz, électricité, eau) et par conséquent, de diminuer les capacités requises pour les unités de production d'utilités ;
- de réduire les capacités en installations de stockage et d'éliminer totalement les installations de stockage relatives aux unités de déshydratation (stockage du glycol).

Ainsi, la variante2 permet de réduire les coûts de l'investissement en installations générales et stockages pour l'ensemble des champs (excepté KRECHBA qui requiert les mêmes installations pour les deux variantes). Cette réduction varie de 8% pour le champ de REG à 23% pour le champ de HASSI MOUMENE ; et conduit à une réduction globale de 6% pour la totalité des champs.

- Par l'élimination des unités de déshydratation, la variante 2 permet également de réduire les besoins en :
 - stock de pièces de rechange,
 - frais de démarrage,
 - fonds de roulement.

Ce qui permet de diminuer les dépenses d'investissements imputables à chacun des postes sus-cités. Les réductions réalisées sont données par le tableau VIII-14.

Poste d'investissement	Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
Stock de pièces de rechange	5 664 813	5 332 304	0,94
Frais de démarrage	26 248 589	24 649 716	0,94
Fonds de roulement	52 497 178	49 299 431	0,94

Tableau VIII-14 : Comparaison des investissements en installations générales et stockages.

La variante 2 requiert 6% d'investissements en moins que la variante1 pour chacun des postes.

- Les investissements requis pour les éléments suivants sont identiques pour les deux variantes :
 - systèmes de collecte,
 - puits,
 - infrastructures.
- La comparaison entre **la totalité des investissements en installations de production et de traitement** permet de conclure que la variante 2 réalise une réduction sur le montant de l'investissement de **4%** par rapport à la variante1.

Total investissements en installations de production et de traitement		Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	
1 543 530 793	1 488 582 825	0,96

Tableau VIII-15 : Comparaison des investissements en Installations de production et de traitement.

VIII-3-2. INVESTISSEMENTS EN PIPELINES

▪ Coûts des tubes

PIPELINE	VARIANTE 1		VARIANTE 2		Rapport (coût total tube var2 / coût total tube var1)
	Coût unitaire tube (\$/ML)	Coût total tube (\$)	Coût unitaire tube (\$/ML)	Coût total tube (\$)	
GMD-IS	170	6 128 071	594	21 366 000	3,49
IS-GB	220	15 849 734	709	51 012 000	3,22
HMN-DJOUA	82	1 979 366	214	5 133 600	2,59
GB-REG	220	7 264 462	790	26 070 000	3,59
REG-TEG	220	13 868 518	847	53 354 700	3,85
TEG-KRECHBA	225	15 766 884	910	63 714 000	4,04
KRECHBA-HRM	367	187 004 862	367	187 004 862	1,00

Tableau VIII-16 : Comparaison des coûts des tubes.

Le coût des tubes en SSL est nettement supérieur à l'acier carbone. Un tube SSL coûte, en moyenne, 3.5 fois plus qu'un tube en acier carbone.

▪ Coûts de la pose

PIPELINE	VARIANTE 1		VARIANTE 2		Rapport (coût total pose var1 / coût total pose var2)
	Coût pose unitaire (\$/ML)	Coût total pose (\$)	Coût pose unitaire (\$/ML)	Coût total pose (\$)	
GMD-IS	392	14 112 000	154	5 548 228	2,54
IS-GB	476	34 272 000	178	12 803 602	2,68
HMN-DJOUA	252	6 048 000	83	1 991 671	3,04
GB-REG	476	15 708 000	190	6 259 539	2,51
REG-TEG	476	29 988 000	202	12 696 905	2,36
TEG-KRECHBA	504	35 280 000	213	14 937 536	2,36

Tableau VIII-17 : Comparaison des coûts de pose.

Nous constatons aisément que les coûts de pose des canalisations en SSL sont nettement inférieurs à ceux de l'acier carbone, en moyenne 2.6 fois moins. C'est dû aux facteurs suivants :

- facilité d'assemblage des tubes en SSL ce qui permet une progression rapide du chantier. Elle est estimée être 3 à 4 fois plus rapide que pour l'acier. En effet, les tubes SSL sont raccordés par un simple procédé de vissage ; contrairement à l'acier carbone, qui requiert le recours au soudage pour l'assemblage des pipes. Opération, à la fois, délicate et pénible et qui nécessite une main d'œuvre spécialisée, donc coûteuse.
- Les tubes SSL présentent un poids nettement plus faible que l'acier (75% moins que le poids de l'acier) permettant ainsi une manutention aisée. Par conséquent, les pipes SSL nécessitent du personnel et des moyens de levage plus réduits. Rappelons aussi, à cet effet, que les pipes en acier carbone requièrent des diamètres inférieurs aux pipes en acier (voir chap VII, partie VII-4-2).
- Le contrôle des soudures par rayons X (radiographie), opération nécessaire pour la vérification des soudures des pipelines en acier carbone, est inexistant pour les pipes SSL vu l'absence de soudure ;

- Les investissements suivants : protection cathodique, revêtement des tubes sont inexistantes pour les pipes SSL vu son inertie à la corrosion.

La figure VIII-9 permet de comparer les différents coûts de pose, parties P1, P2, P3 et P4 définies dans la partie VIII-2-2 de ce chapitre.

- La facilité et la rapidité de progression des chantiers pour la pose des pipes SSL permet de réduire les frais indirects de chantier de 54% par rapport aux pipes en acier.

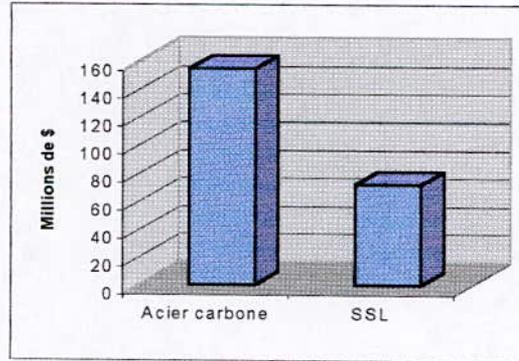


Fig. VIII-10 : Comparaison des coûts indirects.

- En comparant la totalité des coûts d'investissements en canalisations pour les deux variantes, on aboutit aux résultats suivants :

Pipeline	Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
GMD-IS	25 560 872	30 303 105	1,19
IS-GB	62 690 806	71 370 242	1,14
HMN-DJOUA	10 501 779	8 607 638	0,82
GB-REG	28 733 286	35 970 118	1,25
REG-TEG	54 854 455	73 341 690	1,34
TEG-KRECHBA	63 876 928	87 129 283	1,36
KRECHBA-HRM	650 888 710	650 888 710	1,00
TOTAL	897 106 835	957 610 786	1,07

Tableau VIII-18 : Investissement total en pipelines de transport

Le montant des investissements des pipelines en acier carbone est inférieur au montant requis par les pipelines en SSL. C'est dû au coût relativement élevé du tube SSL en comparaison avec l'acier carbone. L'utilisation des pipes SSL entraîne un investissement supérieur de 7% à l'acier carbone.

Toutefois, nous attirons l'attention sur le cas particulier du pipeline HASSI MOUMEN-DJOUA, qui est d'un diamètre de 14'' pour les tubes SSL et 18'' pour les tubes en acier carbone.

En comparant le coût d'investissement de ce pipeline pour les deux types de pipes, on constate, qu'au contraire, le coût d'investissement des pipes SSL est inférieur à celui de l'acier. Le pipe SSL permet une réduction de 18% du coût de l'investissement par rapport à la variante 1.

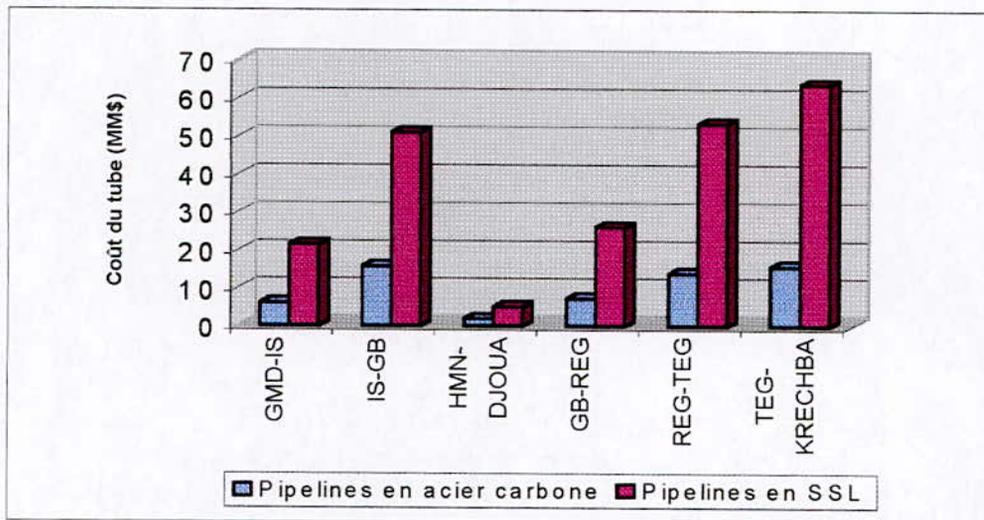


Fig. VIII-7 : Coûts des tubes.

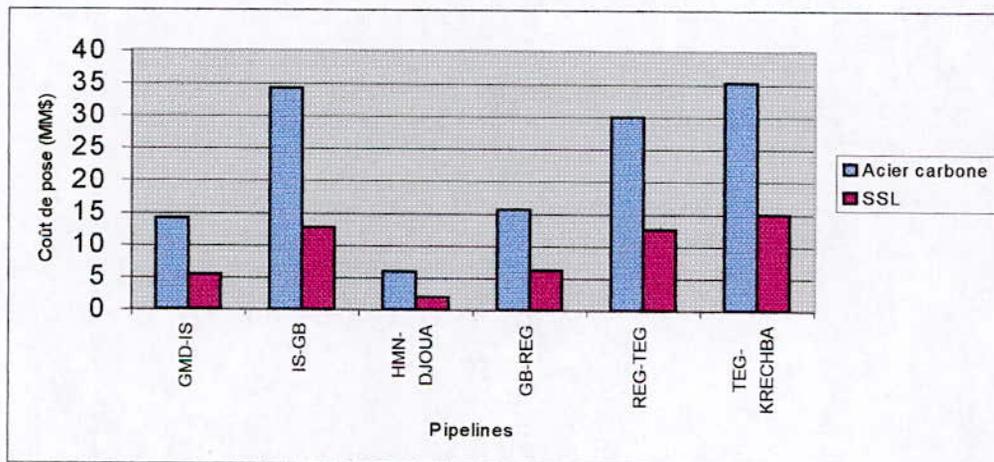


Fig. VIII-8 : Coûts de pose.

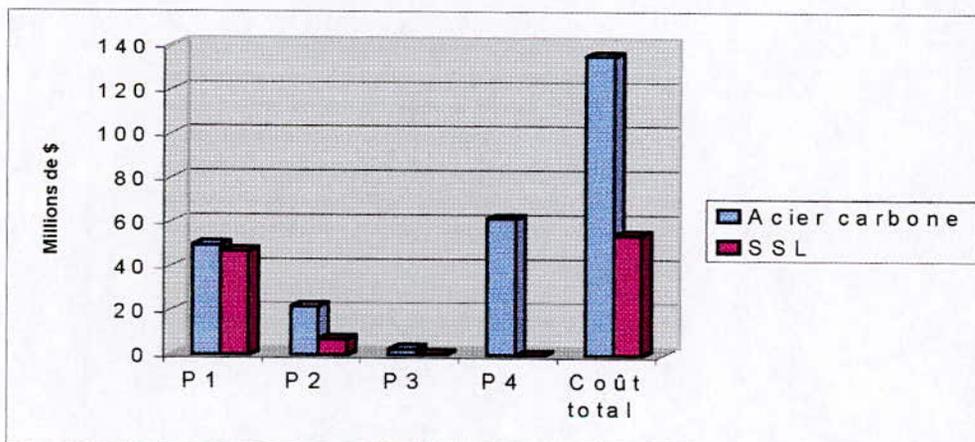


Fig. VIII-9 : Comparaison des différents coûts de pose.

Ce qui laisse conclure que pour des petits diamètres, les coûts d'investissements requis par les pipes en SSL sont inférieurs à l'acier carbone*.

VII-3-3. INVESTISSEMENT TOTAL

En comparant la somme des investissements du projet gazier d'IN SALAH pour les deux variantes, on aboutit à ce qui suit :

Variante 1 (\$)	Variante 2 (\$)	Rapport (invest VAR2 / invest VAR1)
2 440 637 628	2 446 193 611	1,002

Tableau VIII-19 : Investissement total du projet.

Le montant total de l'investissement du projet gazier d'IN SALAH pour la variante 2 (pipes SSL) est supérieur à la variante 1 (pipes en acier carbone). L'utilisation des pipes SSL entraîne un coût supplémentaire d'investissement de 0.2% par rapport à la variante 1, soit : 5 555 983 \$.

* Ce qui est particulièrement intéressant pour les réseaux de collecte qui ont généralement recours à des canalisations de faibles diamètres.

SECTION 2

ETABLISSEMENT DU COUT OPERATOIRE

Il existe diverses possibilités de décomposition du coût opératoire. La figure VIII-11 fournit une configuration qui répond de façon pratique aux besoins d'une évaluation. Elle résume les principaux postes qu'il convient de prendre en compte.

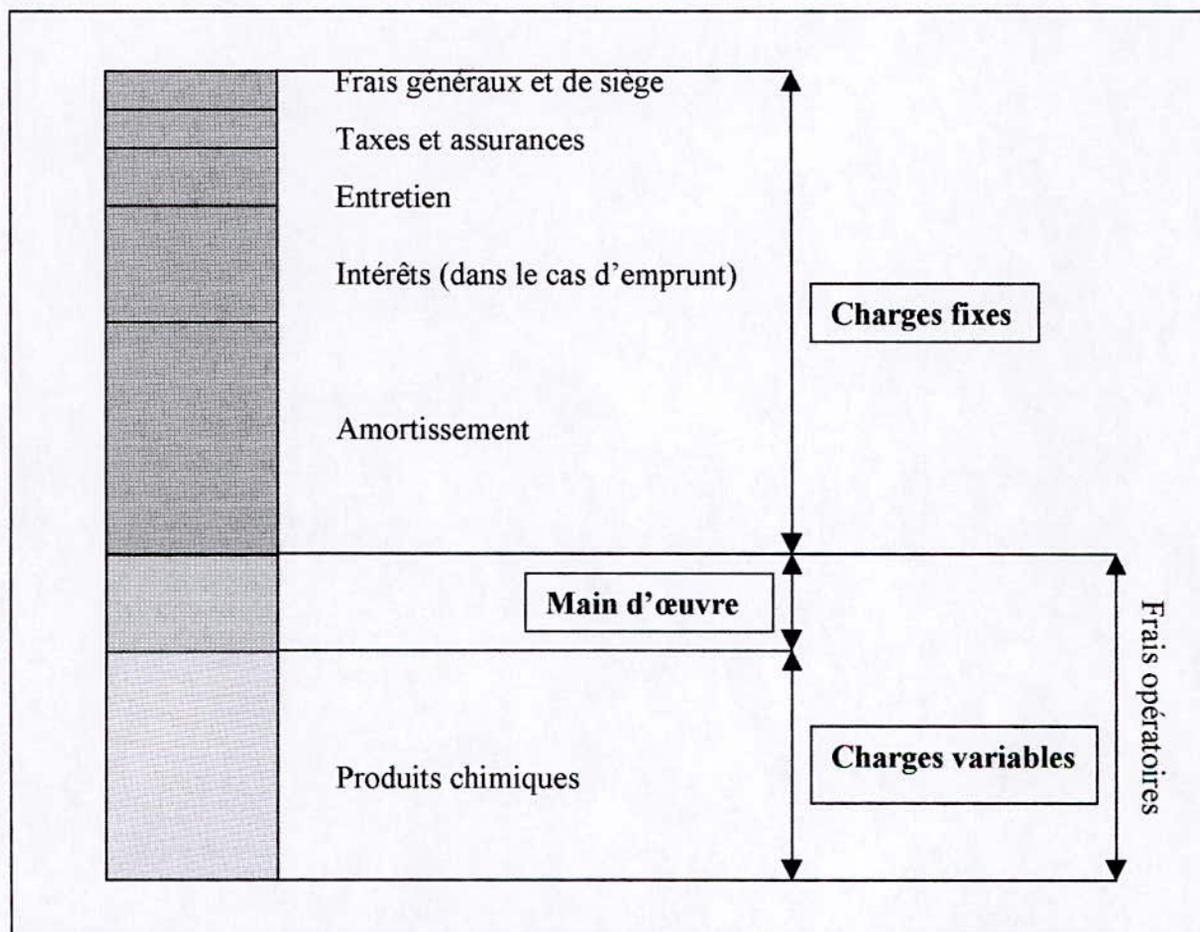


Fig. VIII-11 : Les éléments du coût opératoire.

Le schéma de calcul adopté comprend, conformément au découpage général examiné au chapitre V, les trois rubriques de base que sont :

- les charges fixes ;
- les charges variables ;
- la main d'œuvre ;

VIII-4. ETABLISSEMENT DU COÛT OPERATOIRE DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

VIII-4-1. LES CHARGES FIXES

Les charges fixes sont calculées tel qu'indiqué dans le tableau suivant :

Poste de charge	Méthode de calcul
Amortissement	Amortissement linéaire. Le taux d'amortissement est défini par la législation pour chaque type d'installation. Consulter l'annexe D.
Maintenance (entretien)	
Installations de production et de traitement	5% du coût de l'investissement initial en matériel principal et matériel secondaire.
Pipelines	Pipelines en acier carbone (variante1) : 1% du coût du tube. Pipelines SSL (variante2) : aucune maintenance n'est requise.
Taxes et assurances	0.3% des investissements hors pipelines
Frais généraux et dépenses de siège	30% des charges d'exploitation

Tableau VIII-20 : Calcul des charges fixes

VIII-4-2. LES CHARGES VARIABLES

Les charges variables consistent en les produits chimiques utilisés dans les unités de traitement.

Produits chimiques :

□ Triéthylène glycol (TEG) (unité de déshydratation)

Voici les consommations en glycol de quelques unités de déshydratation existantes :

Site	Injection de TEG (litres/million de m ³ de gaz)
HASSI R'MEL Module 0	29
HASSI R'MEL Module 2	42
HASSI R'MEL Module 3	33
ALRAR	15

Tableau VIII-21 : Consommations de TEG*

Nous prendrons pour IN SALAH la moyenne de ces consommations soit 30 l/10⁶m³.
Coût du glycol : 234\$ le fût de 200 litres**.

* Source : DP

** Source : Sonatrach Hassi Messaoud.

□ Solution de Carbonate de Potassium (unité de décarbonatation)

Appoints en solution : 148 m³/an*

Coût de la solution : 555 \$/m³ *.

VIII-4-3. MAIN D'ŒUVRE**Unité de déshydratation**

Les bases de calcul sont :

- Personnel de quart : 5 personnes
- Nombre d'équipes : 5 équipes (4 équipes de quart et 1 équipe supplémentaire pour le système de repos)
- Système de récupération : 4 x 4 c'est-à-dire 4 semaines de travail (au sud) et 4 semaines de récupération (au nord).
- Coût annuel moyen du personnel : 1 000 000 DA/an/personne. Ce montant inclut les salaires, les charges salariales, le transport et la cantine.
- Taux de change : 1\$ = 65 DA

Autres installations

Le personnel nécessaire pour l'ensemble des installations restantes est estimé à environ 100 personnes par champ.

Coût annuel moyen du personnel : 1 000 000 DA/an/personne

VIII-4-4. ECHEANCIER DES DEPENSES D'EXPLOITATION

A partir de l'ordonnancement du projet et du profil de production, que nous présenterons dans la section suivante, nous déterminons l'échéancier des dépenses d'exploitation sur toute la durée de vie du projet pour chacune des variantes. Les échéanciers sont donnés en annexe E. Nous en donnons une représentation graphique par la fig. VIII-12 .

* Source : UOP, l'entreprise détentrice du procédé BENFIELD.

Année	2003			2016		
	VAR 1	VAR 2	$\frac{\text{Charges(VAR1)} - \text{Charges(VAR2)}}{\text{Charges(VAR2)}}$	VAR 1	VAR 2	$\frac{\text{Charges(VAR1)} - \text{Charges(VAR2)}}{\text{Charges(VAR2)}}$
maintenance installations	16,654	14,869	12%	32,378	28,909	12%
maintenance pipelines	2,166	1,870	16%	2,479	1,870	33%
Sous total maintenance	18,820	16,739	12%	34,857	30,779	13%
Sous total taxes et assurances	2,382	2,347	1%	4,632	4,597	1%
Frais généraux et dép de siège	8,906	7,704	16%	17,161	14,437	19%
TOTAL CHARGES FIXES	30,108	26,791	12%	56,649	49,813	14%
triéthylène glycol	0,709	0,358	98%	0,710	0,301	136%
carbonate de potassium	0,082	0,082	0%	0,082	0,082	0%
TOTAL CHARGES VARIABLES	0,791	0,440	80%	0,793	0,383	107%
TOTAL MAIN D'ŒUVRE	7,692	6,154	25%	16,923	12,308	38%
TOTAL DEPENSES D'EXPLOITATION	38,591	33,385	16%	74,365	62,503	19%

Tableau VIII-22 : Comparaison des charges d'exploitation des deux variantes.

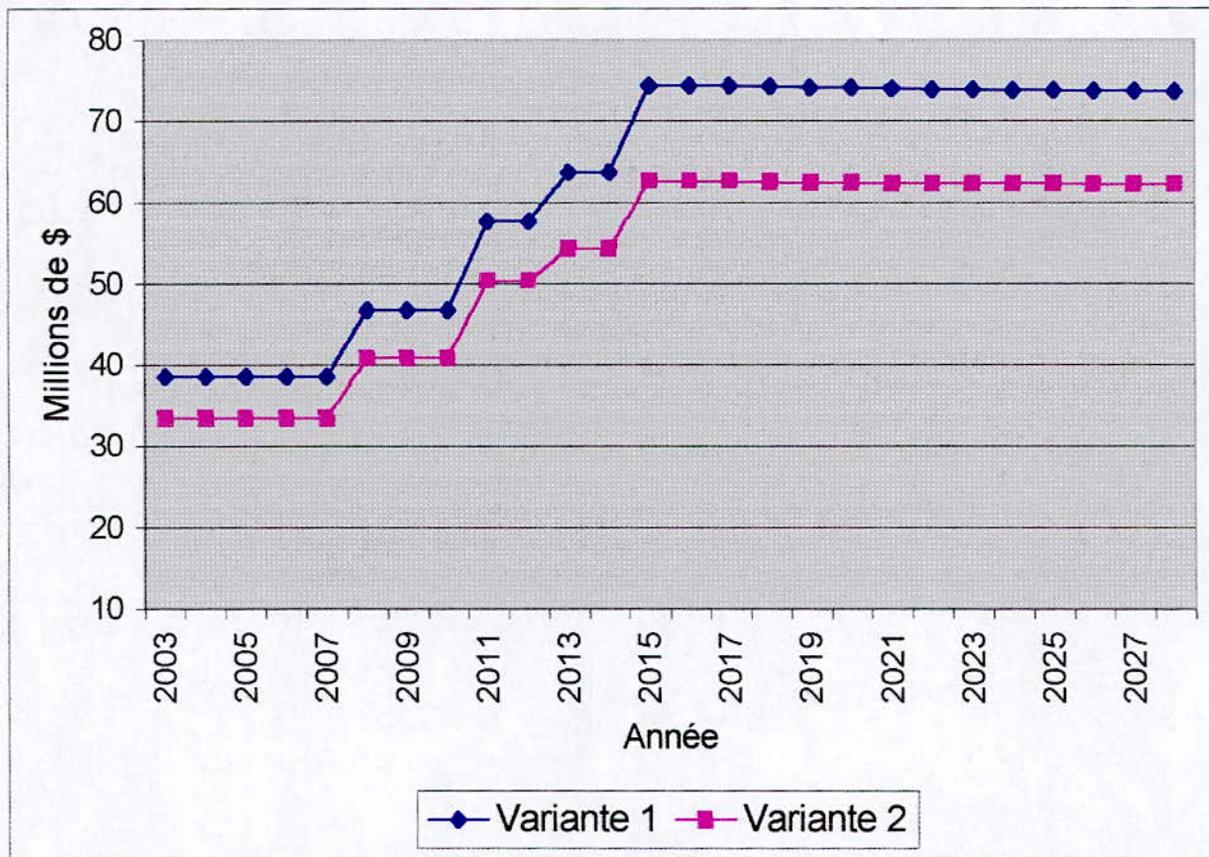


Fig. VIII-12 : Profils des dépenses d'exploitation.

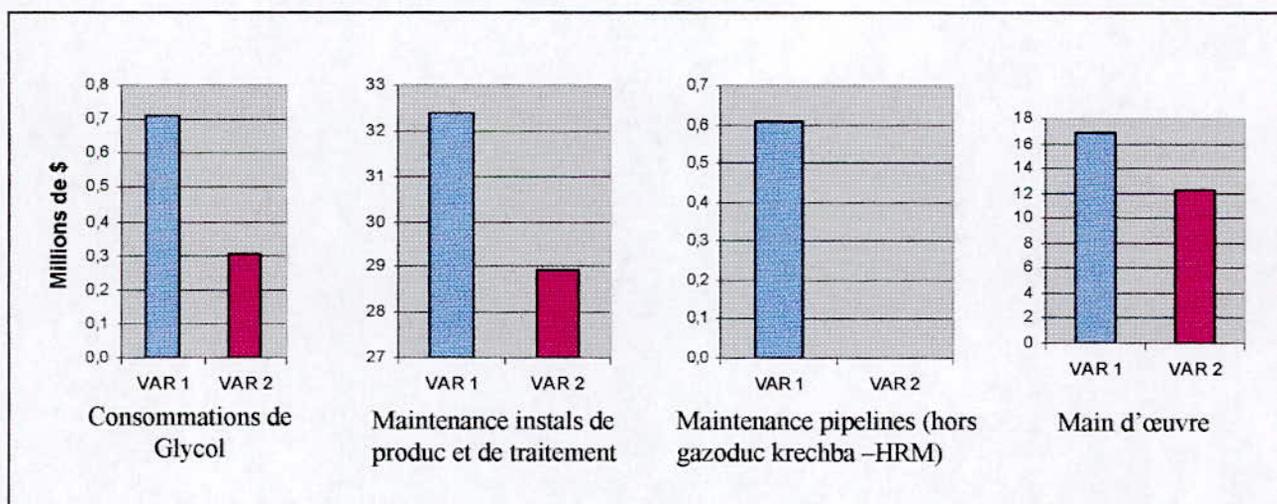


Fig. VIII-13 : Comparaison des charges d'exploitation (année 2016)

VIII-5. INTERPRETATION ET ANALYSE DES RESULTATS OBTENUS POUR LES DEPENSES D'EXPLOITATION

Le graphe donné par la figure VIII-13 nous permet de comparer les échéanciers des dépenses d'exploitation pour les deux variantes.

Nous constatons que, sur tout l'échéancier, la variante 1 (acier carbone) présente des dépenses d'exploitation supérieures à la variante 2 (SSL). La différence entre les variantes augmente par paliers jusqu'à atteindre son maximum en 2016. Ces augmentations correspondent aux dates de mise en exploitation des différents champs. Le projet débute par l'exploitation de 3 champs en 2003 et la totalité des champs sont en production à partir de 2016. Ce qui explique le fait que les charges d'exploitation soient maximales en 2016 car, à partir de cette date, les 7 champs sont en exploitation.

Les charges d'exploitation de la variante 1 sont supérieures de 16% par rapport à la variante 2, les premières années, la différence entre les deux variantes atteint 19% à partir de 2016.

L'écart entre les dépenses d'exploitation des deux variantes sur toute la durée de vie du projet s'explique par un nombre de facteurs :

- L'élimination des unités de déshydratation pour la variante 2 entraîne l'élimination des charges variables et fixes qui leur sont imputables à savoir : les appointements annuels en glycol et la maintenance des installations. Rappelons que l'utilisation des pipes SSL permet d'éliminer 6 unités de déshydratation au total.
- L'élimination des unités de déshydratation pour la variante 2, permet également d'éliminer la main d'œuvre qui leur correspond ; ce qui conduit à une réduction de la masse salariale annuelle, des frais de transport, de cantine,...
- Les tubes SSL ne requièrent aucune maintenance grâce à leur inertie à la corrosion. Ce qui n'est pas le cas des canalisations en acier carbone qui nécessitent une surveillance constante et une attention particulière.

En effet, examinons, les principales opérations d'entretien nécessaires sur toute la durée d'exploitation des pipelines en acier :

- La surveillance et l'inspection des pipelines sur toute leur longueur sont effectuées quotidiennement par des équipes mobiles utilisant un hélicoptère ou des véhicules.
- Inspection des systèmes de protection cathodique.

En effet, l'installation de protection cathodique doit être contrôlée et son fonctionnement vérifié régulièrement, car la protection cathodique n'est efficace que si les sources de courant (transformateurs, redresseurs) fonctionnent. Le long de l'ouvrage des coffrets ou des points de mesure doivent être installés.

Le contrôle consiste à vérifier que le potentiel relevé est dans une plage de valeurs permettant la protection de l'ouvrage.

L'état d'un ouvrage enterré, même sous protection cathodique, se modifie dans le temps, surtout du fait de la baisse de qualité du revêtement et des modifications du milieu (par exemple les pluies), et ces modifications sont importantes.

Il faut donc noter les valeurs relevées et les comparer à celles des années précédentes et si les variations sont importantes, agir préventivement pour corriger les réglages de la protection cathodique. [SST]

Nous citerons à titre d'exemple l'ouvrage LZ1 de transport de GPL (canalisation de 24'' de diamètre). Pour minimiser les problèmes de corrosion sur les pipelines, l'application du programme suivant est nécessaire :

- enregistrer tous les mois la tension et l'intensité de sortie de redresseurs de la ligne,
 - enregistrer toutes les semaines la tension et l'intensité de sortie dans les stations,
 - effectuer les relevés de potentiel de la ligne tous les six mois,
 - entretenir périodiquement l'équipement de protection cathodique. [JST]
- Opérations sphères et racleurs : Cette opération consiste à nettoyer la canalisation des impuretés qu'elle contient (eau, dépôt paraffine,...) au moyen d'un racleur constitué d'un outil en acier sur lequel sont montées des coupelles destinées à rester en contact lors de son transit avec les parties internes du tube.
 - Inspection interne des pipelines : des inspections périodiques par des outils d'inspection interne doivent être effectuées pour suivre l'évolution de la corrosion du pipe et prendre les mesures préventives nécessaires.

Afin d'avoir un ordre de grandeur sur les coûts de maintenance occasionnés par les pipelines en acier carbone, examinons le cas de quelques installations de transport existantes :

L'OH1

Il s'agit d'une conduite de transport de pétrole, d'un diamètre de 30'', et d'une longueur de 630 km reliant In Amenas à Haoud El Hamra.

Dans ce qui suit, nous donnons quelques charges d'exploitation liées à l'entretien de ce pipeline :

- Le coût de la protection cathodique durant l'année 1997 a été évalué à : **7 378 800 DA***.
- Le coût d'une sphère (utilisée pour les opérations sphères et racleurs) : **133 472 DA*** (en 1997). Une sphère s'use en moyenne au bout de 3 opérations.

* Source : Division Transport, Service Protection des Ouvrages, In Amenas

- Coûts d'interventions pour cause de fuites et éclatements :

Année	N° fuite	Type d'incident	Coût d'intervention (DA)	Total (DA)
1994	1	Eclatement sur 24 cm x 10cm	868 400	879 400
	2	Fuite de 4 mm de diamètre	11 000	
1996	1	Eclatement	4 816 636	11 120 358
	2	Fuite : fissure de 2 cm x 5 mm	561 000	
	3	Eclatement de 50 cm x 10 cm	872 722	
	4	Fuite : fissure de 35 cm x 5 mm	4 870 000	
1997	1	Fuite de 10 cm de longueur	360 000	360 000

Tableau : VIII-23 : Coûts d'interventions pour cas de fuites et éclatements.

Total sur les trois années : **12 359 758 DA**

Pipelines d'injection d'eau de Zerzäitine

Il s'agit d'un réseau d'injection d'eau pour le maintien de la pression en tête de puits (récupération assistée).

Voici quelques charges liées à l'exploitation de ce réseau :

- Coût d'une intervention, évalué en 1997, pour le changement d'un tube corrodé :

Prix moyen d'un tube (12 m)	35 586 DA
Coût d'une équipe GTP (1 soudeur, 1 tuyauteur, 1 meuleur, 1 poste à souder)	25 920 DA
Un engin SH + conducteur	5 184 DA
Total	66 690 DA

Tableau VIII-24 : Coût d'intervention pour le changement d'un tube**.

- Les quantités de tubes utilisées pour remplacer les parties corrodées des pipelines en acier constituant ce réseau, entre 1977 et 1997, s'élèvent à : **686 657 ml*****.

Remarques :

- Un facteur important que nous n'avons pas évalué dans l'estimation des charges d'exploitation, par manque de données, concerne l'énergie de pompage. En effet, le pipe SSL étant inerte à la corrosion, conserve un état de surface interne et donc un facteur de rugosité inchangés avec le temps. Le pipe SSL a, par conséquent, un besoin constant en énergie de pompage (Revoir le chapitre VII, Section 2 où est donnée l'équation de perte de charge en fonction de la rugosité). Ce n'est pas le cas des canalisations en acier carbone, dont la surface se dégrade à cause de la corrosion engendrant une augmentation de la rugosité de la paroi. Elles nécessitent, par conséquent, une énergie de pompage de plus en plus grande au fil des années d'exploitation.

* Source : Division Transport, Service Protection des Ouvrages, In Amenas

** Source : Division Production, In Amenas.

*** Source : Travaux Neufs, In Amenas

- Notons également, que les systèmes de protection, eux mêmes présentent des problèmes en cours d'exploitation. En effet , la protection cathodique utilisée avec des intensités électriques élevées peut provoquer :
 - le décollement des revêtements,
 - des problèmes de sécurité : étincelles,
 - interférences dues aux structures voisines.

Les revêtements sont sujets à différents phénomènes tel le poudrage qui est la formation d'une couche de poudre, conséquence de la dégradation du revêtement par l'action des rayons UV, de l'humidité et de l'oxygène. Ainsi qu'un nombre de problèmes liés à une mauvaise adhérence au métal. Ces problèmes entraînent des frais supplémentaires d'exploitation.

CONCLUSION

En termes de dépenses d'exploitation, l'emploi des pipes SSL est plus avantageux car il permet de réduire et d'éliminer un nombre de charges qui sont nécessaires dans le cas de l'utilisation de pipes en acier carbone.

La variante 2 permet de réduire les dépenses d'exploitation de 14% par rapport à la variante1, les premières années, et jusqu'à 18% lors de la mise en exploitation de la totalité des champs à partir de 2016.

SECTION 3

ETUDE DE RENTABILITE

Évaluer un investissement revient à porter une appréciation sur une série de cash flows apparaissant au cours du temps. Dans le cas le plus fréquent, cette série de cash flows comporte une dépense initiale et des revenus ultérieurs, mais elle peut présenter des profils plus complexes (ce qui est le cas pour le projet objet de notre étude). Le problème posé est de synthétiser cette succession de cash flows d'une façon qui permette des choix cohérents. [VED]

En effet, après avoir valorisé les différentes variantes sous forme d'échéanciers prévisionnels de recettes et de dépenses, ou tout au moins, après la préparation des éléments nécessaires à cette valorisation, nous devons, à présent comparer ces différentes variantes, pour décider de la variante à choisir. Pour cela, on se doit de se définir des règles de jugement, ce que nous appellerons des *critères de choix*. [CHA]

Les critères de rentabilité les plus couramment employés en évaluation sont les suivants :

- le délai de récupération appelé encore temps de récupération ;
- la Valeur Actuelle Nette (VAN) ou bénéfice actualisé ou encore cash flow actualisé ;
- le Taux de Rentabilité Interne (TRI) ;
- l'enrichissement relatif en capital.

VIII-6. LES CRITERES D'EVALUATION DES PROJETS D'INVESTISSEMENTS

VIII-6-1. LA METHODE DU DELAI DE RECUPERATION

[DAR], [LEP], [MAR], [HOL]

Le délai de récupération du capital investi ou délai nécessaire au recouvrement du coût initial de l'investissement est, en raison de son extrême simplicité, l'un des critères les plus couramment utilisés pour classer les variantes d'un investissement.

Le délai de récupération est défini comme étant la durée au bout de laquelle les recettes totales liées au fonctionnement d'une unité ou d'un complexe, déductions faites de toutes les sorties y compris les taxes, sont égales au montant global des investissements nécessaires à l'achat, la construction, le démarrage,... des installations, c'est-à-dire au montant du capital initial investi.

Il peut être calculé comme suit :

$$d = \frac{I}{CF_{\text{moy}}} \quad (\text{VIII-5})$$

Où, I : l'investissement initial .

CF_{moy} : cash flow moyen.

Le délai de récupération apparaît ainsi comme le temps au bout duquel la société, qui a consenti l'investissement I, a récupéré son capital immobilisé sous forme de bénéfices réels (taxes déduites) et sous forme d'une provision pour amortissement.

Cette méthode est fondée plus sur le critère de liquidité que celui de rentabilité.

équivalent pour un individu de posséder 1 u.m aujourd'hui ou $1 + i$ u.m dans un an puisque s'il n'a pas l'usage immédiat de cette u.m, en la plaçant, il aura $1 + i$ u.m dans un an.

Si le placement fonctionne à intérêts composés*, et à supposer que le taux i est constant dans le temps, alors les équivalences suivantes s'établissent :

(a) 1 u.m actuelle **équivalent à** $(1+i)^n$ u.m dans n années.

(b) $(1+i)^{-n}$ u.m actuelle **équivalent à** 1 u.m dans n années.

i est appelé **taux d'actualisation**

- L'équivalence (a) correspond à l'opération dite de **capitalisation** qui permet de déterminer la valeur future **F** d'une valeur présente **P** compte tenu du loyer de l'argent.
- L'équivalence (b) correspond à l'opération d'**actualisation**. L'actualisation étant l'inverse de la capitalisation, elle permet de déterminer la valeur présente **P** d'une valeur future **F**

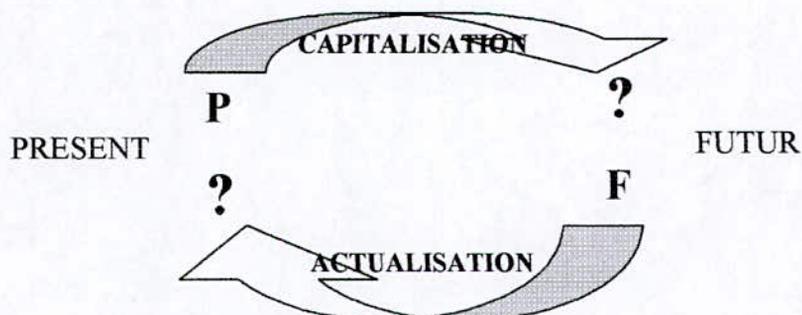


Fig. VIII-14

C'est grâce à la technique de l'actualisation, qui prend en compte le temps, que l'on peut, en raisonnant en termes de valeurs actuelles (ou valeurs actualisées), :

- « rapprocher » valablement des sommes disponibles à des dates différentes,
- comparer deux investissements dont les échéanciers de trésorerie (recettes et dépenses c'est-à-dire encaissements et décaissements) sont différents.

VIII-6-3. METHODE DE LA VALEUR ACTUELLE NETTE (VAN) [HOL], [MAR]

Cette méthode d'évaluation de la rentabilité consiste à comparer la dépense initiale (I_0) à la valeur actuelle des cash flows attendus (CF_1 à CF_n) sur la durée de vie des investissements (n).

Si l'on étudie un projet d'investissement sur la période $(0, T)$, c'est-à-dire sur la période allant de l'année 0 à l'année T , et si on note i le taux d'actualisation, on définit le *cash flow actualisé* de ce projet comme la somme des valeurs actuelles des cash flows annuels prévus, selon la formule :

* Formule où les intérêts s'incorporent au capital au moment de leur échéance et génèrent à leur tour des intérêts.

$$VAN = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+i)^t} \quad (\text{VIII-6})$$

Le terme $(1+i)^t$, qu'il faut appliquer à un cash flow pour obtenir sa valeur actuelle, est dit *facteur d'actualisation*. **Ce coefficient est, en quelque sorte, le coefficient de correction qui tient compte de l'éloignement dans le temps de chacun des cash flows et qui permet de rendre comparables des flux intervenant à des dates différentes.**

Signification économique de la VAN

Si la VAN d'un projet est nulle, ceci signifie que le projet étudié permet de rembourser et de rémunérer la capital investi, mais qu'il ne laisse pas de surplus à l'entreprise.

Par contre, si le cash flow actualisé d'un projet d'investissement est positif, c'est-à-dire si la valeur actualisée des cash flows est supérieure au montant des dépenses d'investissement, ce projet paraît financièrement intéressant. Il permet de dégager un bénéfice final qui, en termes de valeurs actuelles, est positif. L'adoption de ce projet permet donc d'augmenter les bénéfices globaux de l'entreprise et cette augmentation sera d'autant plus importante que l'on aura retenu la variante du projet ayant le cash flow actualisé le plus élevé.

Sous cette forme, le critère du cash flow actualisé apparaît comme un critère de *maximisation du bénéfice global*.

La valeur actuelle nette (VAN) sert de :

- **critère de rejet** : tout projet dont la valeur actuelle nette est négative est rejeté.
- **critère de sélection** : entre deux projets concurrents, on retient celui dont la valeur actuelle nette est la plus forte.

Le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation est le coût moyen pondéré des différentes sources de financement : emprunts, fonds apportés par les actionnaires, autofinancement, en proportion de la part de chacun de ces « blocs » dans l'ensemble des capitaux nécessaires pour le financement du projet.

VIII-6-4. METHODE DU TAUX DE RENTABILITE INTERNE (TRI) [CHA], [MAR]

Cette méthode découle directement de la précédente puisque par définition : le taux de rentabilité interne i_r d'un projet est égal à la valeur du taux d'actualisation i , qui annule le bénéfice actualisé (VAN) sur n années.

On doit donc chercher i_r tel que :

$$\sum_{p=0}^{p=n} \frac{(CF)_p}{(1+i_r)^p} = 0 \quad (\text{VIII-7})$$

Pour ce faire, on construit la courbe donnant la variation des bénéfices actualisés en fonction du taux d'actualisation.

La valeur actuelle nette d'un projet diminue au fur et à mesure que le taux d'actualisation s'élève, selon une courbe décroissante, fonction du taux d'actualisation qui a l'allure suivante :

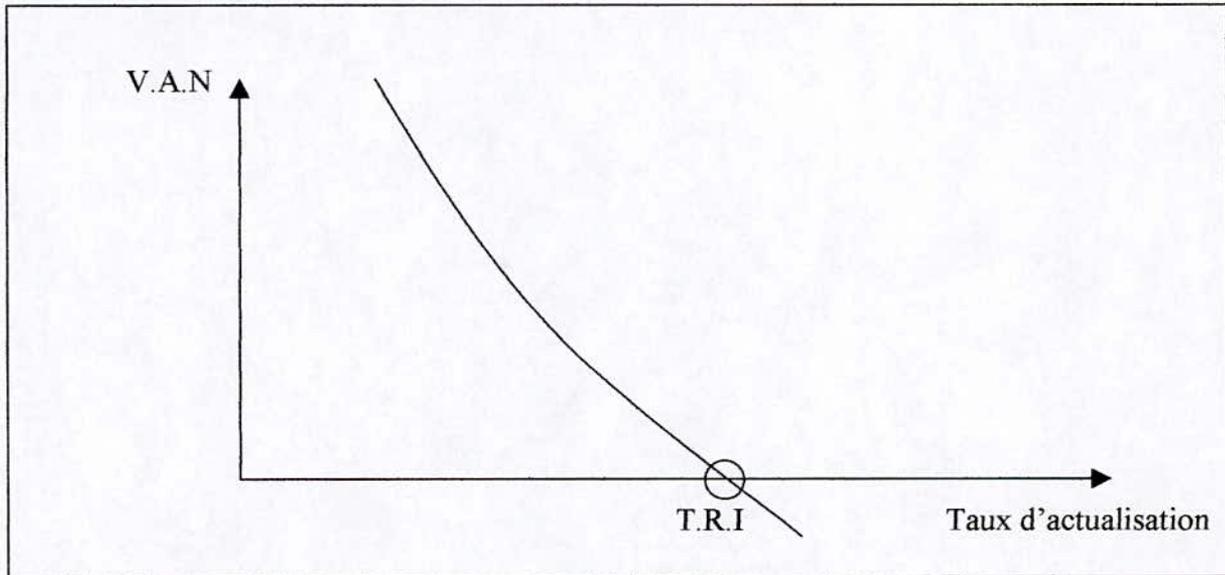


Fig. VIII-15 : Evolution de la VAN en fonction du taux d'actualisation

La valeur recherchée i , est celle pour laquelle la courbe coupe l'axe des taux.

C'est le taux i pour lequel il y a équivalence entre :

- le capital investi d'une part,
- la somme des flux nets de trésorerie d'exploitation (cash flow), d'autre part, actualisée au taux i .

C'est donc le taux maximum auquel on peut rémunérer le capital ayant servi à financer le projet, sans que l'opération ne devienne déficitaire.

Pour qu'un projet soit jugé rentable par une entreprise, il faut que son taux de rentabilité interne soit supérieur au taux d'actualisation de cette société ; ceci revient à dire que le bénéfice correspondant, actualisé au taux d'actualisation de l'entreprise, est positif. Dans le cas contraire, le projet est à écarter.

Le taux de rentabilité interne (T.R.I) sert de :

- **critère de rejet** : tout projet dont le T.R.I est inférieur au coût des capitaux ou à la valeur fixée par l'entreprise comme taux de rejet est éliminé ;
- **critère de sélection** : entre deux projets concurrents, on retient celui dont le T.R.I est supérieur.

En raison de la complexité de l'équation (VIII-7), le T.R.I est calculé par approximation, en procédant par approches successives.

Cas de contradiction entre le TRI et la VAN

[MAR], [LEE], [BAB]

Appelées à arbitrer entre des projets concurrents, les méthodes de la VAN et du TRI peuvent déboucher sur des décisions parfaitement contradictoires.

C'est ainsi que, sur le graphique ci-après, les courbes décroissantes (fonction du taux d'actualisation) représentant la valeur actuelle nette de deux projets concurrents se coupent en un point correspondant au taux dit « **taux d'indifférence** » ou « **taux pivot** » : pour ce taux les valeurs actuelles nettes des deux projets sont identiques.

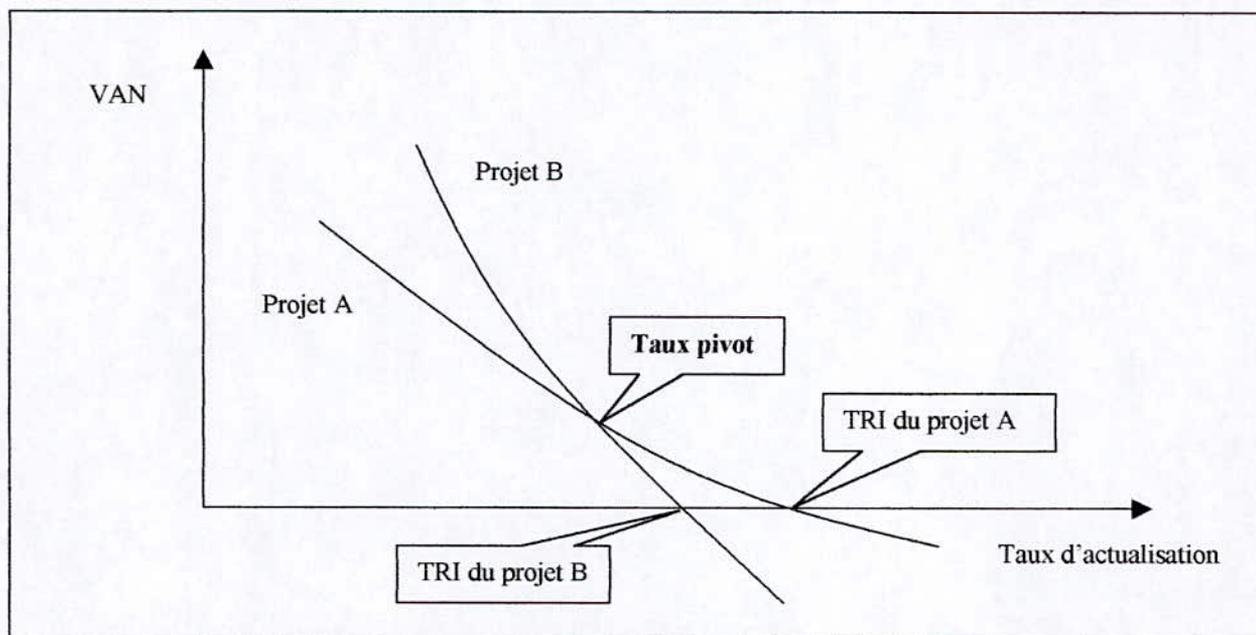


Fig. VIII-16 : Cas de contradiction entre le TRI et la VAN.

Le croisement des courbes provient du fait que les profils des échéanciers des flux nets de trésorerie (cash flows) sont différents.

On voit que si on classe les deux projets selon leur taux de rentabilité interne, le projet A dont le TRI est supérieur l'emporte.

Si, on revanche, on retient le critère de la VAN, l'ordre de classement dépend du taux d'actualisation retenu ; en deçà du taux pivot, c'est le projet B qui l'emporte, contrairement au classement obtenu selon la méthode du taux de rentabilité interne (TRI).

Lorsque ce cas figure se présente, le critère justifié par la théorie de l'actualisation est le critère du revenu actualisé maximum (VAN).

En effet, la contradiction est due à l'hypothèse implicite spécifique à chaque méthode.

Dans le cas de la VAN, on suppose que les flux de revenus générés chaque année sont réinvestis à un taux qui est le taux d'actualisation.

Dans le cas du TRI, on suppose que les flux sont réinvestis à un taux qui n'est autre que le TRI.

Dans la pratique on accepte l'hypothèse implicite de la VAN, c'est-à-dire un réinvestissement au coût du capital. Il serait à la fois irréaliste et dangereux d'admettre que c'est au TRI du projet que les flux sont réinvestis. En effet, ce n'est pas parce qu'un projet exceptionnellement rentable offrirait un TRI élevé, que l'on pourrait accepter que les flux qu'il générerait, trouveraient une opportunité de placement à ce même taux.

VIII-6-5. TAUX D'ENRICHISSEMENT RELATIF EN CAPITAL

[HOL],[BAB]

Le taux d'enrichissement relatif en capital d'un projet d'investissement est défini comme le rapport entre le cash flow net actualisé de ce projet et le montant de l'investissement nécessaire à sa réalisation (revenu actualisé par unité monétaire investie). Si cet investissement initial s'étale sur plusieurs années, on calcule le montant actualisé global des dépenses annuelles d'investissement. En notant alors :

P : le taux d'enrichissement relatif en capital du projet ;

VAN : la valeur actuelle nette de ce projet ;

I : le montant de l'investissement correspondant (éventuellement actualisé).

On a par définition :

$$P = \frac{VAN}{I} \quad \text{(VIII-8)}$$

Le critère d'investissement relatif en capital sert de :

- **critère de rejet** : un projet d'investissement est jugé intéressant si son taux d'enrichissement relatif en capital est supérieur à une certaine valeur fixée a priori ;
- **critère de sélection** : la meilleure variante d'un projet d'investissement est celle qui a le taux d'enrichissement relatif en capital le plus élevé.

NOTIONS DE MONNAIE COURANTE ET MONNAIE CONSTANTE

[BAB]

Avant de procéder à l'évaluation du projet gazier d'IN SALAH, il est nécessaire de définir les notions de monnaie courante et monnaie constante.

Echéancier en monnaie courante

Un flux de trésorerie est défini en « monnaie courante », lorsque l'unité monétaire utilisée pour l'évaluer est l'**unité monétaire en cours** à la date où ce flux de trésorerie donne effectivement lieu à encaissement ou décaissement.

Echéancier en monnaie constante

Pour construire un échéancier en « monnaie constante », il convient tout d'abord de choisir une monnaie de référence. Chaque poste de recette et de dépense sera alors estimé au moyen d'une unité monétaire fictive, de valeur constante et égale à la valeur d'une unité monétaire de l'année de référence. Autrement dit, chaque flux de trésorerie sera évalué en francs de l'année de référence.

VIII-7. ETUDE DE LA RENTABILITE DES DEUX VARIANTES DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

Nous allons, à présent, procéder à l'étude de la rentabilité du projet gazier d'IN SALAH pour les deux variantes, afin de pouvoir déterminer, à l'aide des critères de choix, celle qui est la plus rentable à long terme.

VIII-7-1. DONNEES DE BASE

A. Horizon d'étude

Nous effectuerons notre étude sur la durée contractuelle du projet : 30 années. Il est à savoir qu'après cette période, le contrat de BP ayant expiré, la SONATRACH continuera seule à exploiter les gisements d'IN SALAH.

B. Profil de production

Un plateau de production de 9 milliards de m³/an est maintenu durant une période de 16 années (fig. VIII-18).

Ce profil de production se base sur un facteur de marche* de 330 jours/année, ce qui résulte en un taux de charge** de 0.904.

La capacité journalière de production étant de 28 millions de m³ / j.

C. Ordonnement du projet

Le projet débutera en août 2003 par la mise en production des trois champs : Krechba, Teg et Reg.

Les quatre autres champs seront développés au fur et à mesure sur la durée contractuelle du projet de façon à maintenir le plateau de production à 9 milliards de m³ de gaz / an.

Le développement du projet passera par quatre phases selon l'ordonnement suivant :

1^{er} gaz (2000 à mi-2003) :

- Développement de l'ensemble des installations nécessaire à la première production de gaz.
- Mise en production de Krechba 'C', Teg 'D' et Reg.

Phase intermédiaire (mi 2003 à mi 2008) :

- Développement de Krechba 'D' (mi 2008).
- Installation de la compression intermédiaire à Teg et Reg (mi 2008).

Phase 2 (2010 à 2011) :

- Forage des puits de l'ensemble des champs situés plus au sud (jusqu'à la mi 2013).
- Installation de la compression intermédiaire à Krechba 'C' et 'D' (2011).
- Développement d'In Salah et de Gour Mahmoud (2011).

* Durée de fonctionnement d'une installation dans une année, compte tenu des arrêts de routine prévisibles.

** Rapport de la durée de fonctionnement à la durée annuelle. Dans notre cas : 330/365=0.904

Phase 3 (2014 à 2015) :

- Développement de Hassi Moumene et Garet El Befinat (2015).

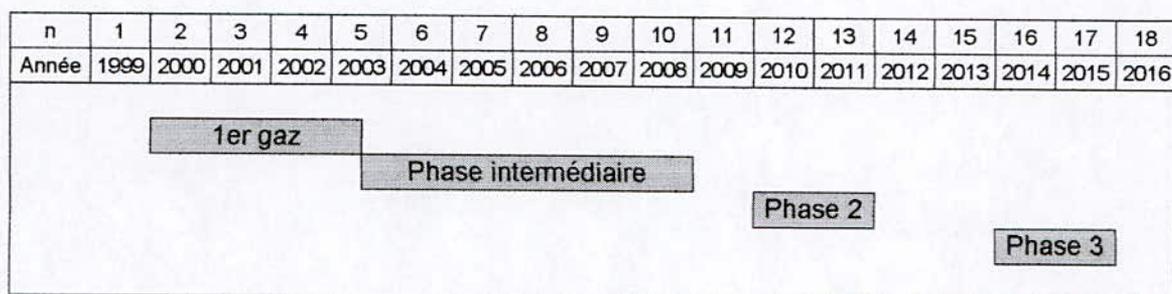


Fig. VIII-17 : Phasage de la réalisation du projet.

D. Echancier des dépenses d'investissement

A partir de l'ordonnancement du projet, nous pouvons valoriser l'échéancier des dépenses d'investissement*.

Le profil des dépenses cumulées d'investissement, pour les deux variantes est donné par la figure VIII-19.

VIII-7-2. CALCUL DE LA RENTABILITE

Afin de comparer les deux variantes du projet, et déterminer la variante la plus rentable, nous appliquerons les quatre critères de rentabilité suivants :

- le délai de récupération,
- la valeur actuelle nette VAN,
- le taux de rentabilité interne TRI,
- le taux d'enrichissement relatif en capital.

Nous établirons une étude de rentabilité en phase de développement c'est à dire que nous n'inclurons pas les coûts relatifs aux phases d'exploration.

A. Hypothèses de calcul

Nous déterminons les critères de rentabilité à partir du corps d'hypothèses suivant :

- Taux d'actualisation nominal (ie tenant compte de l'inflation) : 12 %.
- Taux d'inflation : 3 %.
- Prix du gaz naturel : 2 \$ / MM btu**.
- Redevance : 12,5 % du chiffre d'affaire.
- Coût du transport nord : 0,35 \$ / MM btu.

Le coût du transport nord est le coût de transport du gaz naturel de Hassi R'Mel vers le nord du pays.

* Nous avons présenté au chapitre VIII-Section 2 l'échéancier des dépenses d'exploitation.

** 1000 m³ de gaz naturel (algérien) = 37.5 MMbtu

Les échéanciers prévisionnels sont exprimés en monnaie courante.
La VAN est exprimée en \$99.

Remarque :

Nous calculerons les critères de rentabilité pour le cas de base hors impôts. En effet, la législation stipule, à travers la loi 86-14, que dans le cas d'un partenariat avec un investisseur étranger, le partenaire étranger est exempt d'impôt. La SONATRACH, par contre, est soumise à l'Impôt Direct Pétrolier (IDP). Elle procède au paiement des impôts portant sur sa part des revenus.

Comme nous ne disposons pas de la part de chacun des partenaires dans les revenus du projet, nous établirons ces calculs hors impôts. Nous inclurons par la suite les impôts pour mesurer l'impact de la fiscalité sur la rentabilité des deux variantes du projet. Nous effectuerons ce calcul dans l'analyse de sensibilité, que nous entreprendrons dans la section 3 de ce chapitre, et ce en émettant des hypothèses quant à la part de la SONATRACH dans le projet.

B. Résultats du calcul

Critère de rentabilité	Variante 1	Variante 2
Délai de récupération (années)	8,67	8,28
VAN (\$99)	1 652	1 700
TRI	25,05%	25,00%
Taux d'enrichissement relatif en capital	87,60%	89,27%

Tableau VIII-25 : *Rentabilité hors impôts*

Les échéanciers prévisionnels sont donnés en annexe E.

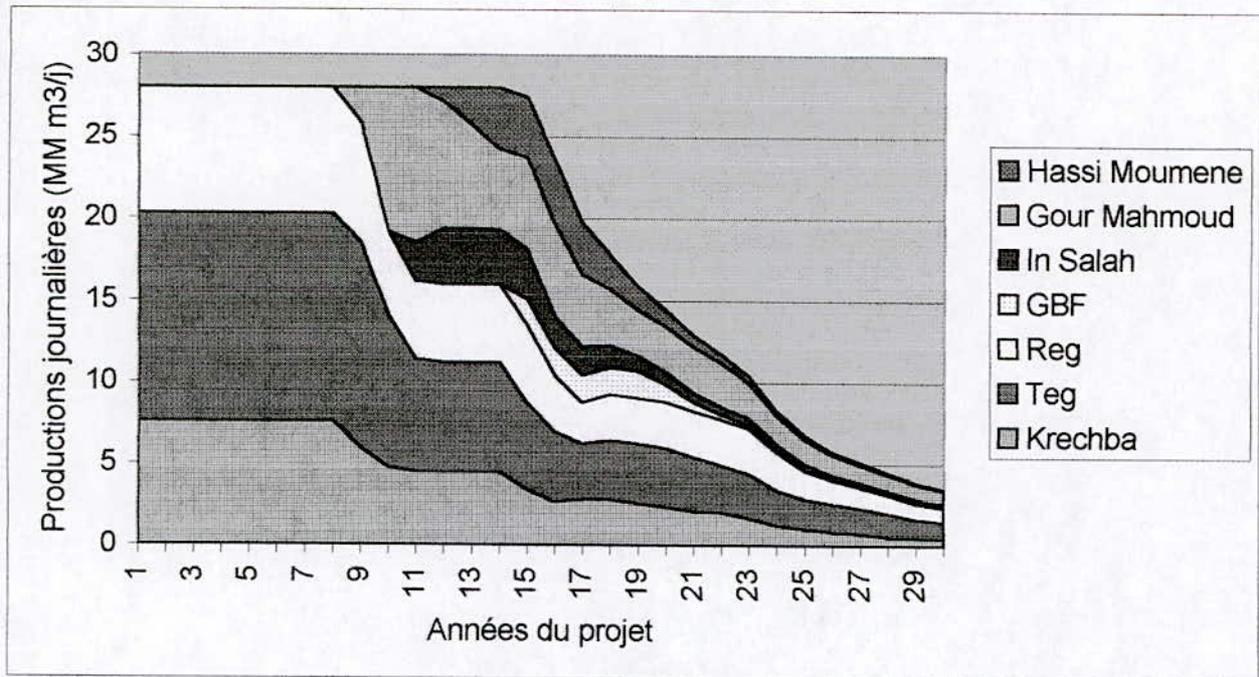


Fig. VIII-18 : Profils de production.

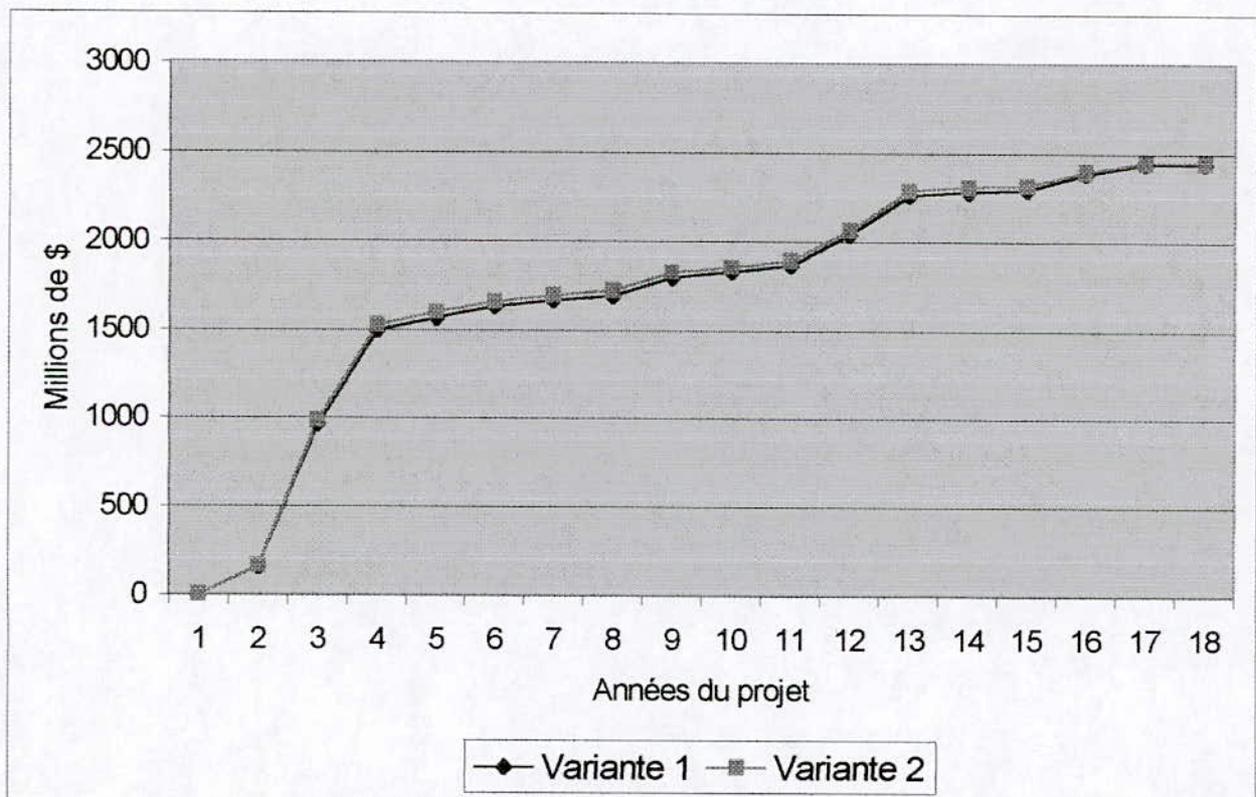


Fig. VIII-19 : Profil des dépenses cumulées d'investissements.

VIII-7-3. ANALYSE DES RESULTATS

Examinons les critères de rentabilité et les conclusions auxquelles il conduisent :

- **Délai de récupération :**

Le délai de récupération de la variante 2 est inférieur au délai de récupération de la variante 1. Selon ce critère, la variante la plus rentable est par conséquent, la variante 2 (pipes SSL) car elle permet de récupérer la mise de fond initiale plus rapidement et donc prémunit mieux l'investisseur contre les risques liés à l'incertitude de l'avenir, et notamment, les aléas du marché.

- **Valeur actuelle nette VAN :**

La VAN de la variante 2 est supérieure à la VAN de la variante 1.

Cela signifie que la variante 2 permet de dégager un bénéfice final, qui en termes de valeurs actuelles, est supérieur au bénéfice dégagé par la variante 1.

L'augmentation en bénéfices engendrée par la variante 1 s'élève à 49 MMS\$ soit un bénéfice supplémentaire de 3% par rapport à la variante 1.

L'application de cette méthode (VAN), qui est une méthode de maximisation du bénéfice global, permet de conclure que la variante 2 est plus rentable à long terme que la variante 1.

- **Taux de rentabilité interne TRI :**

Le TRI est par définition le taux d'actualisation qui annule la VAN. Il signifie, en termes économiques, le taux maximum auquel on peut rémunérer le capital ayant servi à financer le projet, sans que l'opération ne devienne déficitaire.

L'application de ce critère conduit à retenir parmi les variantes en concurrence celle dont le TRI est supérieur.

Appliqué au projet gazier d'IN SALAH, il laisse conclure que la variante 1 est meilleure que la variante 2 car, en effet, son TRI est supérieur au TRI de la variante 2.

Par conséquent, nous nous trouvons en présence du cas particulier où le TRI présente un résultat contradictoire avec celui de la VAN. Les échéanciers des deux variantes présentent des profils différents.

Dans ce cas de figure, le critère justifié par la théorie de l'actualisation, ainsi que nous l'avons expliqué (p 104), est celui de la VAN. Donc, c'est la variante 2 qui est plus rentable économiquement que la variante 1.

Rappelons que nous effectuons le calcul hors impôts ; en les intégrant dans la section 3 nous verrons que cette contradiction sera levée.

- **Taux d'enrichissement relatif en capital :**

Le taux d'enrichissement relatif en capital est par définition la VAN par \$ investi.

On constate que le taux d'enrichissement relatif en capital de la variante 2 est supérieur à celui de la variante 1.

Ce qui conduit à retenir la variante 2 comme projet plus rentable à long terme.

CONCLUSION

Les critères de rentabilité conduisent à la conclusion suivante : **la variante 2 est plus rentable économiquement que la variante 1.**

Ainsi, même si l'utilisation des pipelines en **SSL** se traduit par une dépense d'investissement supérieure à l'acier carbone (**0,02 %** de plus que la variante 1 pour la totalité du projet), les charges d'exploitation conduisent, à long terme, à préférer la variante 2. En effet, l'utilisation du pipe **SSL** permet :

- d'éliminer les unités de déshydratation et par conséquent l'ensemble des charges d'exploitation qui leur sont imputables.
- d'éliminer l'ensemble des charges d'entretien et de maintenance des canalisations, grâce à son caractère d'inertie à la corrosion.

Ceci résulte en des dépenses annuelles réduites (jusqu'à 18% en moins que la variante 1) et rend, **à long terme (30 années)**, économiquement plus intéressant l'utilisation des pipelines en **SSL** en comparaison avec l'acier carbone.

L'investissement supplémentaire nécessité par la variante 2 s'élève à 0.02% de l'investissement total de la variante 1, soit 5.6 MM\$, ce qui, pour se fixer les idées, correspond au coût d'investissement d'environ deux unités de déshydratation.

L'augmentation en bénéfices engendrée par la variante 2 s'élève à 3% du bénéfice actualisé de la variante 1, soit 49 MM\$, ce qui équivaut au coût d'environ 16 unités de déshydratation.

En d'autres termes, consentir un investissement supérieur de 6 MM\$ par rapport à la variante 1, permet de réaliser une augmentation dans le bénéfice actualisé qui équivaut à **plus de 8 fois** le coût d'investissement supplémentaire consenti pour les pipes **SSL**.

VIII-7-4. EXAMEN DE L'ACTIVITE TRC (TRANSPORT PAR CANALISATIONS)

Après avoir établi la rentabilité globale du projet, nous nous proposons d'étudier l'impact des deux variantes de projet sur l'activité **TRC** de la Sonatrach. C'est à dire que nous effectuerons une étude de rentabilité sur uniquement les parties du projet qui concernent et impliquent la branche **TRC**.

Pour ce faire, nous établirons un nouvel échéancier de recettes et dépenses comprenant uniquement les parties du projet d'IN SALAH impliquant l'activité **TRC**. Ainsi, notre échéancier sera constitué de :

Investissements :

- Pipelines inter-champs.
- Gazoduc Krechba-Hassi R'Mel.
- Station de compression pour le transport à Krechba.
- Installations de Hassi R'Mel.

Dépenses d'exploitation :

Nous incluons uniquement les dépenses d'exploitation liées aux investissements sus-cités.

Recettes d'exploitation :

Elles consistent en le rémunération attribuée à TRC, pour le transport du gaz naturel produit, des gisements d'In Salah jusqu'au nord du pays.

Les recettes se calculent comme suit :

$$\text{Recettes} = \text{TN} \times \text{Q} + \text{TS} \times \text{Q} \quad (\text{VIII-9})$$

Où

TN : Tarif Nord, il correspond au coût du transport nord, c'est-à-dire le coût du transport du gaz naturel de Hassi R'Mel vers le nord du pays.

TS : Tarif Sud, c'est le coût de transport sud, c'est-à-dire le coût du transport du gaz naturel produit des différents gisements d'IN SALAH jusqu'à HASSI R'MEL.

Q : Quantité de gaz transportée.

A. Calcul de la rentabilité**Bases de calcul :**

Taux d'actualisation nominal : 12 %.

Taux d'inflation : 3 %.

TN = 0,35 \$ / MM Btu.

TS = 0,34 \$ / MM Btu.

TAIC : 2,55 % du chiffre d'affaire.

IBS : 38 % du résultat brut.

L'échéancier prévisionnel est exprimé en monnaie courante.

La VAN est exprimée en \$ 99.

B. Résultats du calcul

Critère de rentabilité	Variante 1	Variante 2
Délai de récupération (années)	9,15	9,77
VAN (\$99)	466	433
TRI	18,93%	18,24%
Taux d'enrichissement relatif en capital	49,48%	43,78%

Tableau VIII-26 : Valeurs des critères de rentabilité.

Les échéanciers prévisionnels sont donnés en annexe E.

CHAPITRE IX

ANALYSE DE SENSIBILITE

IX-1. L'ANALYSE DU RISQUE D'UN PROJET

[MAR], [LEE]

On a raisonné jusqu'à présent comme si l'avenir était certain puisqu'on a supposé que les différentes variables du projet ne pouvaient prendre qu'une seule valeur. Nous avons, en fait, procédé à des **calculs déterministes**.

Or, les programmes d'investissements se déroulent dans un contexte incertain.

Même si l'entreprise maîtrise bien les techniques de prévision (études de marché, statistiques et autres) et se trouve, de ce fait, en mesure de réduire l'incertitude, elle ne peut la supprimer.

De cette évidence, il résulte que la majorité des données de base qui caractérisent tout projet d'investissement (montant de l'investissement, éléments liés aux flux d'exploitation, ...) ne sont que des approximations de ce que sera la réalité.

Les sources d'incertitude sont multiples :

- le recueil des données commerciales, techniques, ... du projet comporte des biais ;
- l'interprétation de ces données est erronée ou abusive : on a surestimé les parts de marché, on a sous-estimé les coûts d'exploitation, ...
- la réalisation et l'exploitation se déroule dans des conditions sujettes à variations : comportement des clients, qualifications du personnel, ...
- l'environnement est susceptible de changements (progrès technologique, inflation, conjoncture, ...) et /ou sensible à des événements d'ordre exceptionnel (risques politiques, accidents naturels, ...)

En envisageant le risque, on admet en fait que différents facteurs sont susceptibles de modifier la valeur des paramètres qui interviennent dans un calcul de rentabilité d'investissement. Le risque désigne donc toute possibilité de changement de valeur de ces paramètres.

Les conséquences du risque vont se manifester en dernier ressort au niveau de la rentabilité du projet : en effet, les fluctuations probables des paramètres vont se refléter dans des écarts de VAN ou de TRI et ce sont ces déviations qui indiqueront la variabilité de la rentabilité attendue d'un investissement. Le degré de variabilité définit ainsi le degré de risque d'un projet.

L'analyse du risque est un complément indispensable et logique de l'appréciation de la rentabilité d'un projet.

Selon quelles modalités peut-on tenter d'évaluer le risque et le prendre en compte dans l'étude ponctuelle des projets d'investissement ?

Plusieurs types de méthodes de prise en considération de la notion de risque sont pratiqués, dont certaines de manière plus ou moins implicite et empirique. Les principales méthodes sont :

- Le délai de récupération du capital investi dont on a déjà analysé le principe et l'application.

IX-2. ANALYSE DE LA SENSIBILITE DES DEUX VARIANTES DU PROJET GAZIER D'IN SALAH

Notre analyse de sensibilité portera sur la variation des paramètres suivants :

- Prix du gaz naturel.
- Montant de l'investissement.
- Dépenses d'exploitation.
- Taux d'amortissement.

IX-2-1. Prix du gaz naturel

Prix du gaz naturel (\$/MMbtu)	1,4	1,6	1,85	2	2,5
VAN(var 1) (MM\$99)	147	649	1 276	1 652	2 905
VAN(var 2) (MM\$99)	196	697	1 324	1 700	2 954
$\frac{VAN(var2) - VAN(var1)}{VAN(var1)}$	33%	7%	4%	3%	2%

Tableau IX-1 : Sensibilité au prix du gaz naturel

Nous pouvons constater que la rentabilité du projet est largement tributaire des variations du prix du gaz naturel, et ce pour les deux variantes du projet.

En effet, en prenant les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de variation considéré pour le prix du gaz naturel, [1.4, 2.5] \$ / MM Btu :

- la VAN de la variante1 varie de 147 MM \$ à 2905 MM \$. Soit $VAN(2,5) \approx 20 \times VAN(1,4)$.
- La VAN de la variante2 varie de 196 MM\$ à 2954 MM\$. Soit $VAN(2.5) \approx 15 \times VAN(1.4)$.

Ce qui laisse conclure que la rentabilité du projet est très sensible aux fluctuations du prix du gaz naturel.

Nous pouvons également constater que pour l'ensemble des valeurs prises par le prix du gaz naturel, la variante 2 est plus rentable que la variante 1. Elle permet de réaliser une augmentation en bénéfice actualisé, par rapport à la variante 1, variant de 2% pour un prix du gaz naturel de 2.5 \$/MMbtu à 33% pour un prix du gaz de 1.4 \$/MMbtu.

Ainsi, nous constatons que pour des prix de gaz naturel bas, la différence entre le bénéfice actualisé des deux variantes est plus accentuée. La variante 2 permet de mieux prémunir le projet quant aux risques liés aux fluctuations du prix du gaz naturel.

IX-2-2. Montant de l'investissement

Ecart de l'investissement par rapport au cas de base	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN(var 1) (MM\$99)	2 217	2 029	1 840	1 652	1 463	1 275	1 086
VAN(var 2) (MM\$99)	2 272	2 081	1 891	1 700	1 510	1 319	1 129
$\frac{VAN(var2) - VAN(var1)}{VAN(var1)}$	2%	3%	3%	3%	3%	4%	4%

Tableau IX-2 : Sensibilité au coût d'investissement.

Un écart du montant de l'investissement par rapport à l'estimation de base entraîne une amélioration ou une détérioration des valeurs des critères de rentabilité selon que la variation de l'investissement soit négative ou positive.

Cependant, pour tous les cas de figure considérés, la variante 2 reste économiquement plus intéressante que la variante 1.

IX-2-3. Charges d'exploitation

Ecart des charges d'exploitation par rapport au cas de base	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN(var 1) (MM\$99)	1 794	1 746	1 699	1 652	1 604	1 557	1 509
VAN(var 2) (MM\$99)	1 822	1 782	1 741	1 700	1 660	1 619	1 578
$\frac{VAN(var2) - VAN(var1)}{VAN(var1)}$	2%	2%	2%	3%	3%	4%	5%

Tableau IX-3 : Sensibilité aux dépenses d'exploitation.

On constate que :

- La variation des charges d'exploitation influe sur les valeurs des critères de rentabilité, mais d'une façon moins sensible que pour le prix du gaz naturel et les coûts d'investissements.
- Pour toutes les hypothèses considérées la variante 2 reste plus rentable économiquement que la variante 1.

IX-2-4. Taux d'amortissement

Le taux d'amortissement applicable pour chaque type d'installation est réglementé par la législation. Cependant, pour un certain nombre d'installations, la législation donne un intervalle et non une valeur fixe pour le taux d'amortissement. C'est le cas par exemple pour les installations de traitement et de production des hydrocarbures (consulter l'annexe C).

Nous nous proposons de faire une étude de sensibilité portant sur l'impact du taux d'amortissement sur les critères de rentabilité. Pour ce faire, nous calculerons les valeurs des critères pour la borne inférieure et la borne supérieure des intervalles prévus par la législation.

Pour pouvoir mesurer l'impact du taux d'actualisation, il faut introduire les impôts. En effet, les amortissements étant déductibles d'impôts, ils auront une influence sur les résultats nets du projet et donc sur les cash flows générés.

Nous calculerons la rentabilité du projet par rapport à la Sonatrach, en se basant sur les hypothèses suivantes :

- Part des investissements de la Sonatrach : 35 %.
- Part des charges d'exploitation de la Sonatrach : 35 %.
- Part des recettes de la Sonatrach : 35 %.
- Redevance : 12,5 % du chiffre d'affaire.
- IDP : 65 % du résultat brut.
- Taux d'actualisation nominal : 12 %.
- Taux d'inflation : 3 %.

Résultats du calcul

Taux d'amortissement	VARIANTE 1		VARIANTE 2	
	MIN	MAX	MIN	MAX
VAN (MM\$)	-16	40	-9	48
TRI	11,57%	13,21%	11,76%	13,42%
$\frac{VAN(MAX) - VAN(MIN)}{VAN(MAX)}$	139%		119%	

Tableau IX-4 : Sensibilité au taux d'amortissement.

On constate que le taux d'amortissement influe sensiblement sur la rentabilité du projet. Les résultats obtenus conduisent à préférer l'application d'un taux d'amortissement élevé. En effet, le passage du taux d'amortissement maximum au taux d'amortissement minimum autorisé par la loi, conduit à une diminution de la VAN de **139%**, pour la variante 1 et **119%** pour la variante 2. L'application du taux d'amortissement minimum conduit à une VAN négative et à un TRI inférieur au taux d'actualisation. **Ce qui signifie que le projet devient déficitaire.**

Préférer un taux d'amortissement élevé s'explique par le principe même de l'actualisation. En effet, l'actualisation affecte des coefficients élevés aux premières années d'exploitation et des coefficients de plus en plus faibles pour les valeurs éloignées dans le temps. On dit que la VAN privilégie le présent. Elle conduit à préférer des surplus monétaires plus importants les premières années ce qui, dans notre cas, peut être réalisé en appliquant un taux d'amortissement élevé.

La comparaison des résultats pour les deux variantes conduit à préférer la variante 2 qui présente une meilleure rentabilité pour les deux cas de figure considérés.

Nous constatons également qu'en prenant en compte la fiscalité, la contradiction entre la VAN et le TRI est levée. En effet, le TRI de la variante 2 est supérieur au TRI de la variante 1, ainsi il conduit au même résultat que la VAN : la variante 2 est plus rentable que la variante 1.

CONCLUSION

L'étude de sensibilité a permis de révéler que le prix du gaz naturel et le montant de l'investissement sont des paramètres qui influent sensiblement sur les résultats du projet.

Le taux d'amortissement appliqué a également une influence importante, il peut conduire à la non rentabilité du projet.

Pour l'ensemble des hypothèses considérées, la variante 2 présente des valeurs de VAN supérieures à la variante 1. Elle est donc plus rentable économiquement et prémunit mieux le projet contre le risque lié aux variations des différents paramètres.

L'analyse de sensibilité confirme le résultat de l'étude de rentabilité : l'utilisation du pipe SSL est plus rentable économiquement que l'acier carbone pour le projet gazier d'IN SALAH.

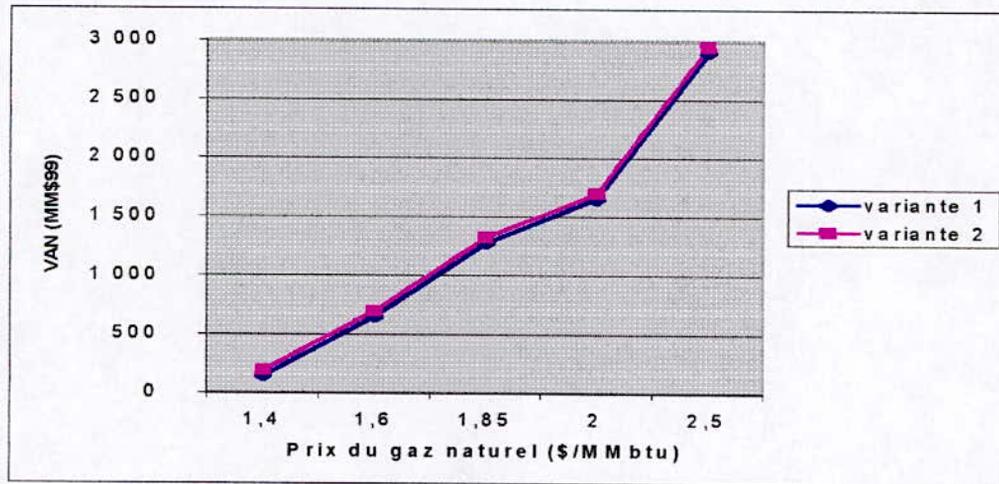


Fig. IX-1 : Sensibilité de la VAN au prix du gaz naturel

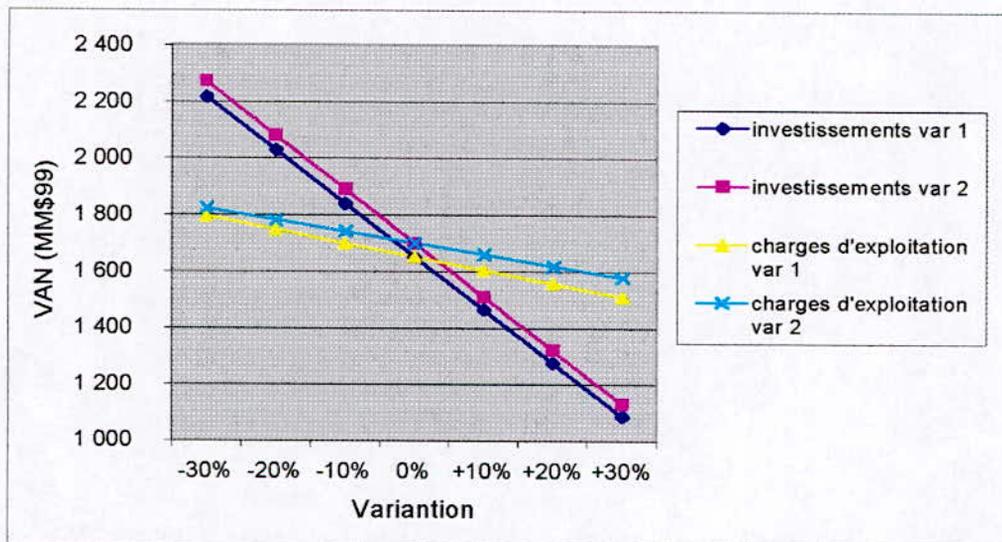


Fig IX-2 : Sensibilité de la VAN au montant de l'investissements et aux charges d'exploitation

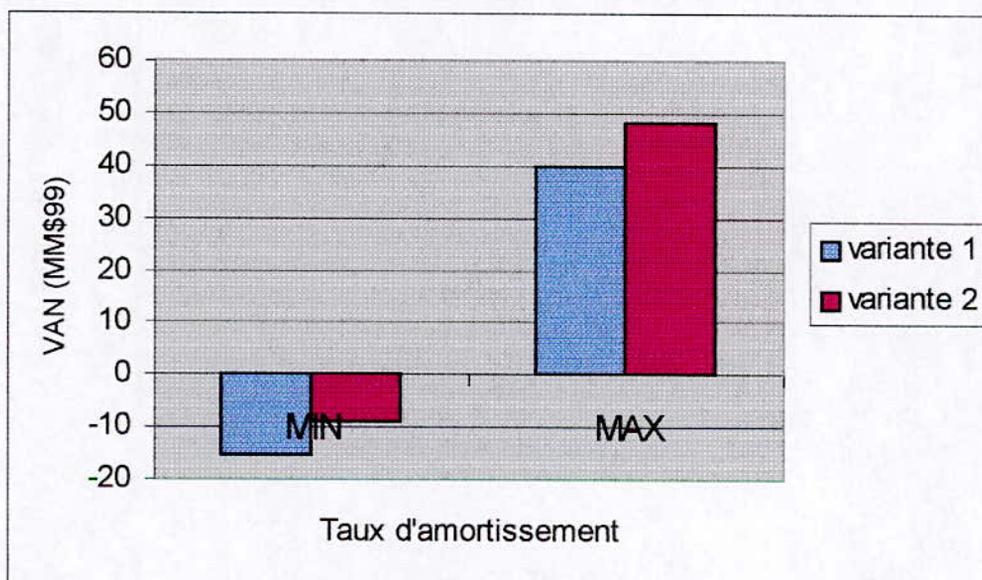


Fig IX-3 : Sensibilité de la VAN au taux d'amortissement

CONCLUSION GENERALE

La question initiale à l'origine de cette étude était : Quelle est parmi ces deux types de pipes : pipe en acier carbone et pipe SSL, l'alternative la moins coûteuse à long terme face au problème de la corrosion ?

L'étude technico-économique que nous avons entreprise pour tenter d'apporter des éléments de réponse à cette question, nous permet de formuler l'ensemble d'assertions et de conclusions suivantes :

- Le pipe en acier carbone est sujet à la corrosion, il requiert des moyens de lutte anti-corrosion interne et externe.
- Le pipe en acier carbone est assemblé par procédé de soudage, opération délicate qui requiert une main d'œuvre spécialisée, donc coûteuse.
- Les joints de soudure constituent un foyer propice à la corrosion.
- Le pipeline en acier carbone nécessite une surveillance et un entretien continus tout au long de son exploitation.
- Les moyens de protection anti-corrosion doivent également faire l'objet d'un contrôle et d'une surveillance continus.
- Les moyens classiques de lutte contre la corrosion : protection cathodique, revêtements sont d'une efficacité limitée, ce qui se traduit par des problèmes d'exploitation : fuites, éclatement des pipes,...
- Les moyens de lutte anti-corrosion sont eux-mêmes sujets à des problèmes d'exploitation.
- L'état de surface interne du pipe en acier carbone se dégrade avec le temps, il nécessite une énergie de pompage de plus en plus grande chaque année.
- Le pipe SSL est inerte à la corrosion.
- Le pipe SSL ne requiert ni revêtement, ni protection cathodique.
- Il est très léger par rapport à l'acier (75% en moins que le poids de l'acier). Il permet une manutention aisée et des moyens de levage réduits pour sa pose.
- Les pipes SSL sont raccordés par simple procédé de vissage ce qui évite le soudage et permet une progression rapide du chantier.
- Le système de raccordement des pipes SSL est lui aussi construit en matériau résistant à la corrosion, il ne constitue pas un foyer sujet à la corrosion.
- En cours d'exploitation, le pipeline SSL ne requiert aucune maintenance.
- Son état de surface interne lisse réduit les pertes de charges, il permet, par conséquent, de transporter les mêmes débits de gaz mais avec des diamètres inférieurs à ceux requis par un pipe en acier carbone et ce, sous les mêmes conditions de pression et de température.
- Son état de surface reste inchangé avec le temps, il requiert par conséquent, une même énergie de pompage tout au long de son exploitation.
- Le coût d'acquisition d'un tube SSL est plus élevé que celui de l'acier, il est en moyenne 3.5 fois plus élevé que l'acier.

Cet ensemble d'assertions se traduit en termes économiques pour le projet gazier d'IN SALAH, par :

- un montant d'investissement plus élevé pour la variante adoptant le pipe SSL ;
- des charges d'exploitation plus réduites pour cette même variante grâce à l'élimination des dépenses d'exploitation relatives à six unités de déshydratation, ainsi que les charges de maintenance nécessaires à l'entretien des pipelines en acier carbone.

Cet écart entre les charges d'exploitation conduit, à long terme, à une meilleure rentabilité pour la variante adoptant le pipe SSL en comparaison avec la variante utilisant le pipe en acier carbone.

Ainsi, pour le projet gazier d'IN SALAH, il est plus rentable économiquement d'utiliser, pour les canalisations de transport du gaz naturel, les pipes SSL.

L'ensemble des aspects techniques et économiques développés à travers cette étude, permet d'avancer que pour des applications traitant de substances corrosives, le pipe SSL paraît être une alternative intéressante.

Il serait opportun de l'introduire comme **variante d'étude** pour ce type de projets. Rappelons que chaque projet possède son contexte propre, ses spécificités et une multitude de facteurs influant sur sa rentabilité. Il ne s'agit, donc, pour nous, en aucun cas de généraliser le résultat obtenu pour le projet gazier d'IN SALAH. Tout choix entre variantes doit être soutenu par une étude intégrant l'ensemble des facteurs caractérisant le projet.



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

GAZ NATUREL ET TRANSPORT

- [FCH]. **Faites connaissance avec les hydrocarbures.**
Document SONATRACH
1993.
- [PRO]. **La chimie du pétrole et du gaz .**
V. PROSKOURIAKOV.
Editions Mir, 1981.
- [BOU]. **Configuration optimale d'un réseau de transport.**
BOUCLY
Gaz de France, Document de la Direction Production Transport, Paris, 1998.
- [SID]. **Forage et exploitation des puits de pétrole et de gaz**
SIDOROVN
Editions Mir, 1974.
- [MAS]. **L'économie des hydrocarbures.**
J.MASSERON
Editions Technip, 2^o édition, 1975.
- [ROJ]. **Le gaz naturel. Production – Traitement – Transport.**
Alexandre ROJEY
1994.
- [FPH]. **Fiberglass Pipe Handbook.**
SPI Composites Institute
Fiberglass Pipe Institute, 1989.
- [BAR]. **Dictionnaire du pétrole.**
J.BARBIER.
Dunod, 1980.
- [LUC]. **Dictionnaire de l'énergie.**
M. LUCIEN
Editions SCM, 1979.
- [LAR]. **Encyclopédie LAROUSSE.**
1983
- [ENC]. **Encyclopédie UNIVERSALIS.**
1982
- [RSC]. **Règles de sécurité pour les canalisations de transport de gaz combustibles.**
Législation algérienne.
Septembre 1991.
- [PGA]. **Le pétrole et le gaz arabes.**
Centre Arabe d'Etudes Pétrolières.
Numéro janvier 1996.
- [BEN]. **Les avantages des tubes en fibres de verre**
Saïd BENAMEUR
MD média, revue trimestrielle de la Direction Régionale DPR de Hassi Messaoud,
SONATRACH. N° 5, janvier 1999.
- [CEN]. **CENTRON® Fiberglass Epoxy. Pipe, tubing, casing.**
CENTRON INTERNATIONAL INC, 1998.
- [AME]. **Product Data SSL Steel Strip Laminate**
Document AMERON, 1998.

- [FRI]. **Steel Strip Laminate. A new, high-performance, hybrid, composite pipe**
Rocky FRIEDRICH.
Document Ameron, octobre 1998.
- [FER]. **Applications for Bondstrand SSL**
Pierre de FERMOR
Document Ameron, 1998.
- [AUS]. **Assesment of Ameron SSL Pipe for Wonnich Pipeline**
Australian Marine & Offshore Group
Document Ameron, Octobre 1998.
- [SAR]. **Etude de la problématique du transport du pétrole brut au niveau du gisement de Ras Toumb.**
N.SARI, A.SEBAA
PFE Génie Industriel, ENP, 1994

LA CORROSION

- [LAN]. **Traité des matériaux. Vol 12. Corrosion et chimie de surfaces des métaux.**
Dieter LANDOLT.
Presses polytechniques et universitaires romandes,1993.
- [UHL]. **Corrosion et protection.**
H. UHLIG.
Dunod,1970.
- [LAM]. **Précis de corrosion**
JEAN-JACQUES LAMOUREUX
Beauchemin Masson,1994.
- [WUI]. **Raffinage et génie chimique.**
P.WUITHIER
Editions Technip,1972.
- [MAK]. **Prévention de la corrosion interne des pipes.**
A.MAKHLOUF.
MD Média, revue trimestrielle de la Direction Régionale DPR de Hassi Messaoud,
SONATRACH. N°3, juillet 1998.
- [BOUK]. **Corrosion des pipes à écoulement multiphasique. (1^{ère} et 2^{ème} parties)**
N.E.BOUKHALLAT
MD média, revue trimestrielle de la Direction Régionale DPR de Hassi Messaoud,
SONATRACH. N°4-septembre1998 et N°5-janvier 1999.
- [SST]. **La sécurité et la pérennité des structures métalliques enterrées par la protection cathodique.**
I.P.S.I
Séminaire scientifique et technique pétrole-gaz. Hassi Messaoud.6/7 octobre 1991.
Recueil de conférences.
- [CAB]. **Aspects économiques de la corrosion**
CLAUDE CABRILLAC, 1994.
- [JST]. **1^{ères} journées scientifiques et techniques. Sonatrach. Livre des communications.**
SONATRACH, Alger 18-20 avril 1994.

- [BON]. **La véritable nature de la corrosion par CO₂ des aciers dans les puits de pétrole et de gaz.**
M.R. BONIS, J.L. CROLET
Matériaux et techniques, février-mars 1985.
- [TAM]. **Protection des réseaux de transport des hydrocarbures (pipelines) contre la corrosion.** (*Etude comparative technico-économique entre les tubes en acier et les tubes en résines époxy renforcées de fibres de verre*)
K.TAMINE, T.HADJIR
PFE Institut de chimie industrielle, option : Génie Chimique, USTHB, 1997.

EVALUATION DE PROJETS

- [BAB]. **Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise.**
D. BABUSIAUX.
Editions Technip, 1990.
- [CHA]. **Manuel d'évaluation économique des procédés.** *Avant-projets en raffinage et pétrochimie.*
A. CHAUVEL et P. LEPRINCE.
Les éditions Technip, Paris, 1976.
- [DAR]. **L'entreprise face à l'investissement.**
P. DARNA
Collection la vie de l'entreprise, Dunod économie, 1969
- [HOL]. **Le choix des investissements dans l'entreprise.**
HOLL
Presses Universitaires de France, 1^{ère} édition, 1973.
- [LEE]. **Faisabilité des projets dans l'industrie des procédés.**
R.LEENAERTS (coordinateur de rédaction)
LOUVAIN-LA-NEUVE, 1997.
- [MAR]. **Choix des investissements. Présélection – choix – contrôle.**
J.MARGERIN et G.AUSSET.
Les éditions d'organisation, 2^o édition octobre 1984.
- [MAS]. **Le choix des investissements, critères et méthodes.**
P.MASSE.
Dunod, 1964.
- [MAY]. **Initiation aux calculs économiques pour les ingénieurs.**
L.Y.MAYSTRE.
Presses Polytechniques Romandes, 1985.
- [PIG]. **L'évaluation des investissements.**
A.PIGEYRE
Editions Technip, 1983.
- [STA]. **Petrad Cource – Cost Estimating**
Document STATOIL
1996
- [VED]. **Les techniques quantitatives de gestion.**
J.P. VEDRINE
Vuibert, 1985

**DOCUMENTS TECHNIQUES RELATIFS AU PROJET
GAZIER D'IN SALAH.**

[FEED]. FRONT END ENGINEERING DESIGN (FEED)

FEED Summary Report

Technical Data Book – Facilities/Infrastructure, Vols 1-11.

Technical Data Book – Pipelines, Vols 1-2.

Cost Estimate, Vols 1 to 3.

Hub Concept.

KELLOG-JGC, fevrier 1999.



LEXIQUE

Aciers inoxydables

Ils ont été conçus en fonction de leur résistance à la corrosion. La présence du chrome leur confère cette résistance. Ce type d'acier comprend une soixantaine d'alliages différents contenant entre 11% et 25% de chrome et plus de 50% de fer. Ces alliages sont groupés, selon leur microstructure, en quatre classes principales :

- classe 1, martinsitique;
- classe 2, ferritique;
- classe 3, austénitique;
- classe 4, acier durci par vieillissement ou par précipitation.

API American Petroleum Institute

L'Institut Américain du Pétrole, créé en 1919, est une association professionnelle importante. Ses activités se concrétisent par les normes et les recommandations traitant d'équipements de forage de puits, de mesures, d'essais de produits et de sécurité.

Ballon séparateur

Un ballon séparateur est un équipement dont le rôle est de séparer par décantation une ou plusieurs phases dispersées au sein d'un fluide :

- gaz – liquide,
- liquide – liquide,
- gaz – liquide – liquide.

Baril

Unité de volume utilisée couramment dans l'industrie du pétrole. Le baril équivaut à 159 litres.

British Pétroleum (BP)

Un des plus importants groupes pétroliers et pétrochimiques dans le monde.

Carbonifère

Réservoir datant de la période de l'ère primaire au cours de laquelle se formèrent de grands dépôts de houille.

Carotte

Echantillon de terrain de forme grossièrement cylindrique, prélevé dans un trou de sondage au moyen d'un carottier.

CNDG

Centre National de Dispatching du Gaz qui commande les mouvements de gaz à travers le réseau de gazoducs. Le gaz naturel livré au CNDG est un produit fini. Il est réputé conforme aux normes exigées par les conditions de vente.

Condensat

Liquide de gaz naturel, composé d'un mélange d'hydrocarbures (C₅ et plus) existant avec les fractions plus légères dans les gisements de gaz naturel. Cette fraction se condense en passant des conditions élevées de pression et de température du gisement, aux conditions existant à la tête de puits de production.

Dévonien

Réservoir datant de la quatrième période de l'ère primaire.

Les sédiments dévoniens sont largement développés dans le Sahara Algérien.

Diagraphie

Opération d'enregistrement d'une ou de plusieurs caractéristiques des roches traversées par un sondage en fonction de la profondeur.

Exploration

Etude technique et économique d'une région en vue d'établir ses possibilités pétrolières ou gazières.

Forage

Ensemble des opérations qui consistent à pénétrer dans le sous-sol à l'aide d'outils appropriés, pour des études géologiques, ou pour l'extraction de fluides contenus dans les terrains traversés. Désigne également le trou résultant d'un forage.

Gaz naturel

Le gaz naturel est un mélange d'hydrocarbures saturés gazeux, contenant aussi des hydrocarbures liquides et éventuellement, divers autres composants (tels que les composés oxygénés, azotés ou sulfurés), et qui est produit à partir de couches souterraines poreuses.

Gazoduc

Terme utilisé pour désigner la conduite destinée au transport d'un gaz.

Hydrates

L'eau dans des conditions particulières de pression et de température, forme des structures cristallines se composant de cavités (polyèdres) où pénètrent des molécules « invitées ». Ce sont les « clathrates » de gaz ou hydrates. Les hydrates sont formés d'eau et de composants légers du gaz naturel, du méthane au butane, CO₂ et N₂.

Manifold

Ensemble de conduites et de vannes servant à diriger des fluides vers des points déterminés.

Par exemple, manifold d'aspiration des boues sur un appareil de forage; manifold de production sur un réseau collecteur de gaz naturel

Méthane (Methane)

Hydrocarbure gazeux dans les conditions ordinaires; premier terme de la série des paraffines, sa formule chimique est CH₄. Appelé aussi "gaz des marais", le méthane est le principal constituant du gaz naturel.

Pipeline

désigne la ligne de tubes dans laquelle s'écoule l'hydrocarbure liquide (pétrole ou gaz), et les installations nécessaires à l'exploitation (station de compression ou

de pompage, bacs intermédiaires, réseau de transmission gare de racleurs,...).

Radiologie

Le contrôle par radiologie est une méthode qui utilise les rayons X ou les rayons gamma. Son principe met à profit l'inégalité d'absorption par la matière des rayonnements électromagnétiques X ou gamma. En effet, l'intensité de la radiation pénétrante est modifiée durant son passage dans le matériau et par les défauts de celui-ci.

Donc, en plaçant un film derrière la pièce, celui-ci va être impressionné par les rayonnements sur toute sa surface. La présence d'un défaut se traduira par une tache plus sombre ou plus claire que la teinte générale du film suivant la nature du défaut.

Réserves

Quantité d'hydrocarbures liquides ou gazeux existant dans le sous-sol et ayant déjà fait l'objet d'une quelconque évaluation.

Réservoir

Zone d'un gisement où sont accumulés des hydrocarbures (pétrole ou gaz). Il peut comporter plusieurs couches productrices successives séparées par des couches stériles.

Roche mère

Formation géologique dans laquelle des hydrocarbures se sont formés.

Sismique

Expression abrégée pour "prospection sismique". Le principe de la "sismique" est d'engendrer méthodiquement des ondes élastiques et d'étudier leur propagation dans le sous-sol.

Turbo expander

Machine dynamique à travers laquelle l'effluent de gaz subit une détente isentropique. Il est utilisé comme turbine de récupération d'énergie.



ANNEXES

ANNEXE A

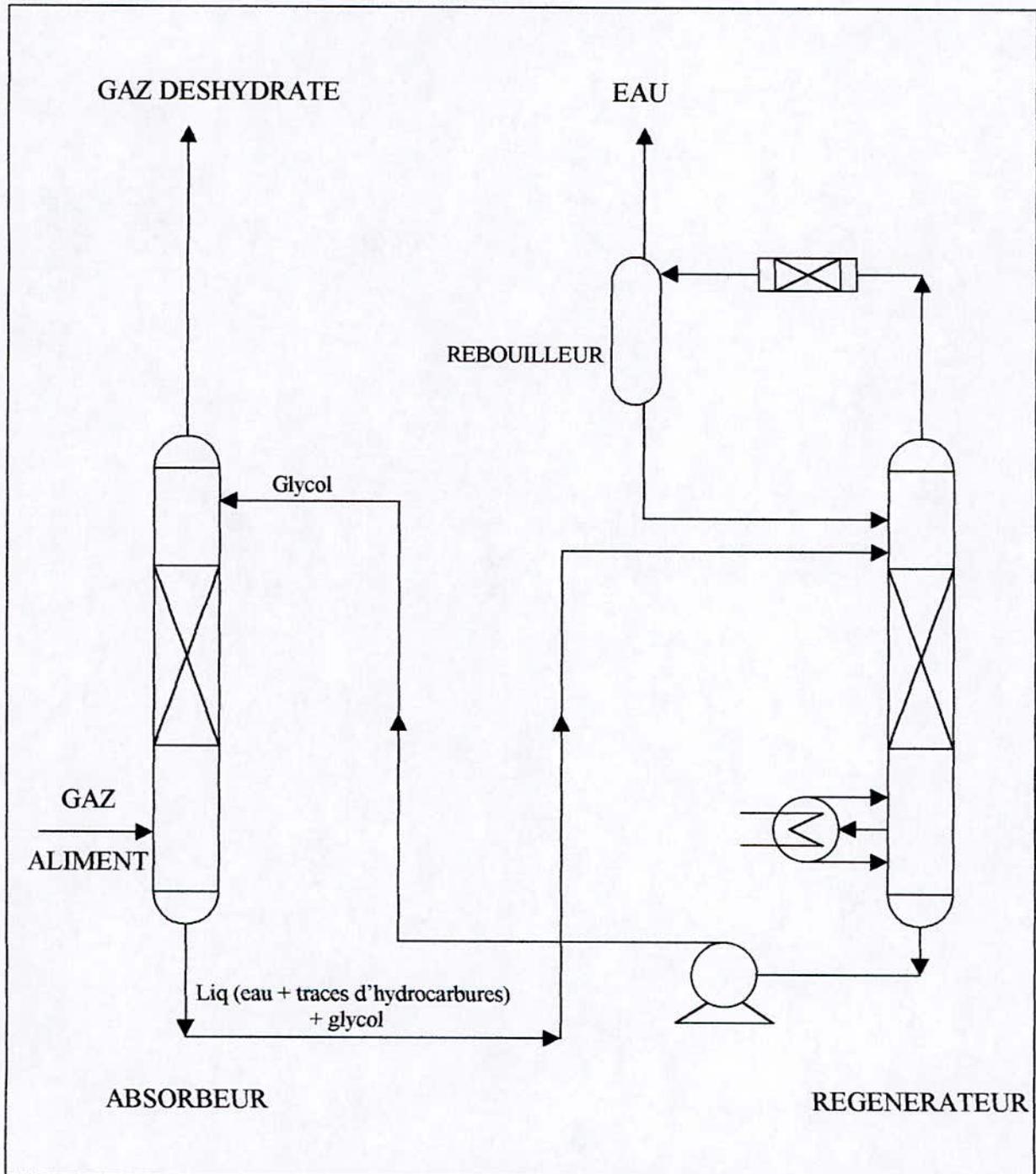
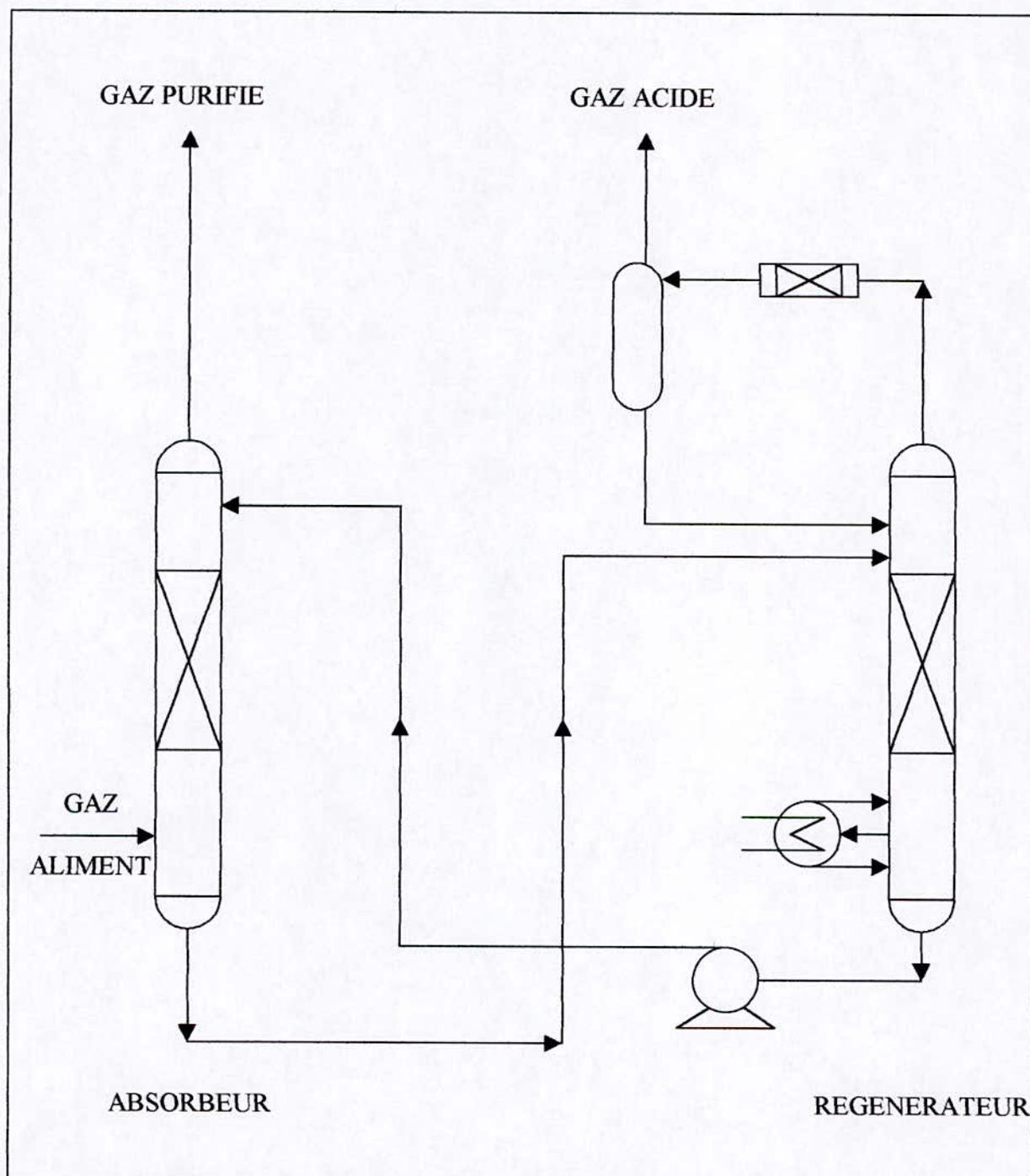


Schéma de principe pour la déshydratation

Principe :

Le séchage du gaz naturel est assuré dans ce procédé, par un lavage à contre-courant avec le glycol, dans une colonne d'absorption. Le gaz déshydraté sort en tête de colonne ; le glycol sortant en fond est régénéré par distillation et recyclé.

Schéma de principe pour l'extraction de CO₂**Principe :**

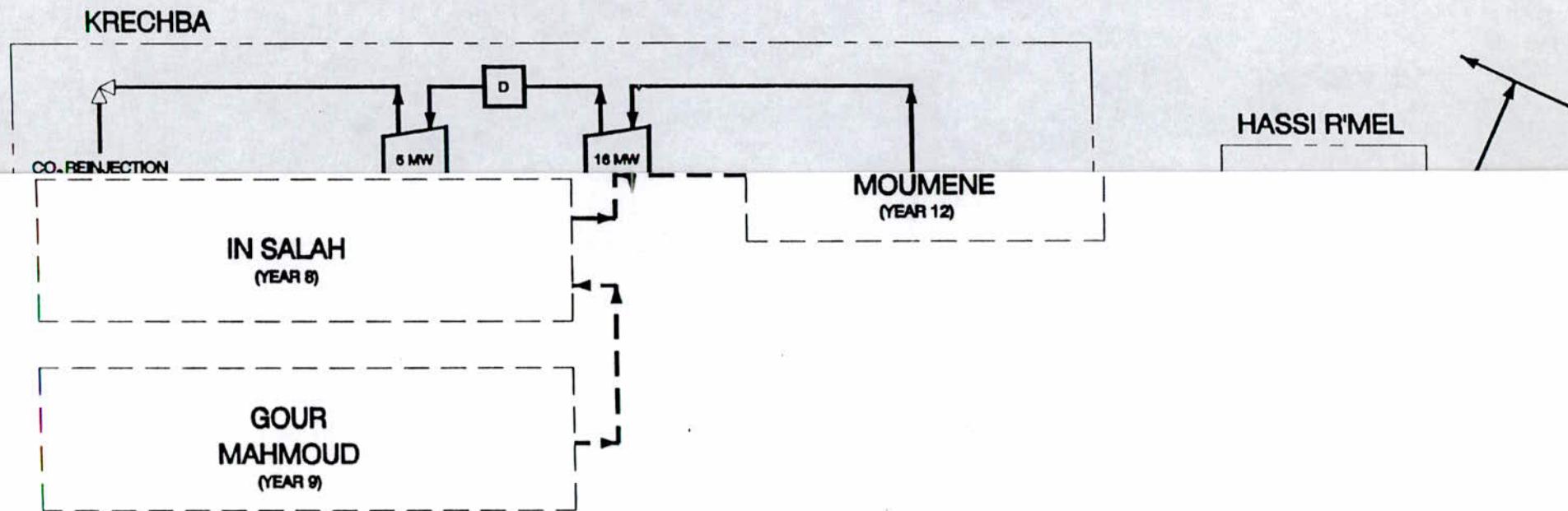
Le principe d'une opération de décarbonatation est de mettre en contact le gaz avec le solvant dans une colonne d'absorption ; la solution est régénérée après échange de chaleur et filtration dans une colonne de distillation.



In Salah Gas

FIGURE 6.1.1

BLOCK SCHEMATIC OF FIELD FACILITIES



ANNEXE B

LA PROTECTION CATHODIQUE

[UHL], [LAM]

La protection cathodique consiste à imposer au métal un potentiel suffisamment bas pour que la vitesse de corrosion devienne négligeable.

Deux paramètres fondamentaux contrôlent la protection cathodique : le potentiel de protection et la densité du courant de protection.

Potentiel de protection

Si le potentiel d'un métal est égal ou inférieur au potentiel de protection E_{prot} , la vitesse de corrosion ne peut, pour des raisons thermodynamiques, dépasser une certaine valeur que l'on suppose négligeable. On peut donc protéger un métal contre la corrosion en lui imposant un potentiel tel que :

$$E \leq E_{\text{prot}} \quad (\text{B-1})$$

Le potentiel de protection vaut ainsi :

- -0.62 V pour l'acier,
- 0.16 V pour le cuivre,
- 0.30 V pour le plomb.

Courant de protection

Le courant cathodique nécessaire pour imposer le potentiel de protection correspond au courant de protection I_{prot} . Sa valeur dépend de la surface à protéger A et de la densité de courant de protection i_{prot} :

$$I_{\text{prot}} = i_{\text{prot}} A \quad (\text{B-2})$$

Installations de protection cathodique

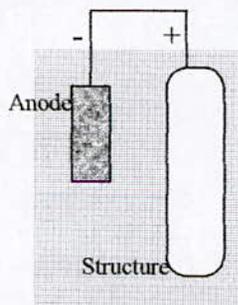
Deux méthodes de protection cathodique sont couramment employées dans la pratique, selon les exigences des applications : par anodes sacrificielles et par anodes à courant imposé. Pour chaque méthode, on procède à un apport de courant afin de protéger une structure.

Protection par anodes sacrificielles

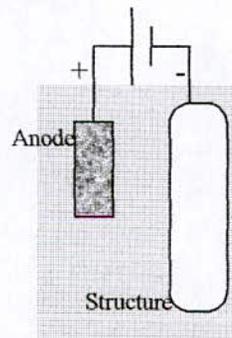
Les anodes se sacrifient en s'ionisant, libérant ainsi des électrons et protégeant les structures électriquement liées.

Protection par courant imposé

Les anodes électriquement liées à une source de courant et à des structures à protéger, débitent des électrons. Cette méthode offre l'avantage de pouvoir régler la tension (ou le courant) en fonction des besoins. En revanche, la protection par courant imposé nécessite une ligne électrique et demande un entretien continu.



Protection par anode sacrificielle



Protection par courant imposé

ANNEXE C

PRESENTATION DU LOGICIEL GASLIN

Le logiciel **GASLIN** est une procédure pour la détermination du profil des pressions et températures dans un pipeline enterré transportant un fluide compressible. C'est un programme écrit en FORTRAN qui permet le calcul de la pression et température dans un gazoduc pour une configuration technique quelconque.

Il permet, en outre, de faire varier, en introduisant de nouvelles valeurs le long du tracé, les paramètres suivant :

- débit du fluide à transporter,
- diamètre interne de la canalisation,
- les températures et pressions maximum (canalisation et sortie station),
- les pertes de charge à l'aspiration et au refoulement d'une station,
- profondeur de l'excavation,
- incorporation d'une station de compression le long du tracé.

BASE DE LA PROCEDURE DE CALCUL

L'équation de base utilisée par le programme est la suivante :

$$Q = 155,1 \frac{T_b}{P_b} \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{0.0375G(H_2 - H_1)P_{avr}^2}{Z_{avr}T_{avr}L}}{GT_{avr}Z_{avr}L} \right]^{\frac{1}{2}} D^{2,5} C_f F_f \quad (C-1)$$

où :

- Q : Débit de gaz.
- T_b : Température de base.
- P_b : Pression de base.
- P₁ : Pression à l'entrée du tronçon.
- P₂ : Pression à la sortie du tronçon.
- G : Densité relative du gaz.
- H₁ : Elévation de l'entrée du tronçon.
- H₂ : Elévation de l'arrivée du tronçon.
- P_{avr} : Pression moyenne d'écoulement.
- T_{avr} : Température moyenne d'écoulement.
- Z_{avr} : Valeur du facteur de compressibilité du gaz.
- L : Longueur du tronçon (miles).
- D : Diamètre interne de la canalisation (inches).
- C_f : Facteur correctif.
- F_f : Facteur de transport.

INPUTS DU PROGRAMME

L'utilisateur introduit les données du problèmes à travers des cartes d'entrée. Les différentes données doivent faire l'objet de plusieurs cartes, d'un nombre de onze au total.

Les cartes de données permettent de saisir les inputs du programme :

- caractéristiques du gaz : poids moléculaire, viscosité,...
- caractéristiques de la canalisation : rugosité du tube, diamètre intérieur, profondeur d'enterrement,...
- conditions de pression et de température : pression minimale, pression maximale, température minimale, température maximale,...
- caractéristiques des stations de compression : pertes de charges à l'aspiration et au refoulement, coefficient polytropique,...

En particulier, la carte N° 10 permet d'introduire les points du profil en long de la canalisation :

Carte 10 (a) :

Introduit le nombre de points kilométriques.

Les points kilométriques (PK) sont les distances des points du profil en long par rapport à un point pris comme origine (PK = 0).

Carte 10 (b) :

Introduit ligne par ligne le point kilométrique, l'altitude de ce point et la valeur du nombre (N).

- Nombre (N) = 0, s'il n'y a aucun changement de pression, température, débit, diamètre etc.... en ce point.
- Nombre (N) = 1, si un changement quelconque intervient en ce point.

SYSTEME GASLIN

DONNEES DU PROFIL

Nombre de Points Kilométriques : 8 [MAX= 300]

n° PK	Altitude *	n° PK	Altitude *	n° PK	Altitude *
1	0.0000	333.0000	11	0.0000	0.0000
2	36.0000	306.0000	12	0.0000	0.0000
3	78.0000	352.0000	13	0.0000	0.0000
4	108.0000	418.0000	14	0.0000	0.0000
5	141.0000	630.0000	15	0.0000	0.0000
6	204.0000	635.0000	16	0.0000	0.0000
7	274.0000	450.0000	17	0.0000	0.0000
8	720.0000	777.0000	18	0.0000	0.0000
9	0.0000	0.0000	19	0.0000	0.0000
10	0.0000	0.0000	20	0.0000	0.0000
			21	0.0000	0.0000
			22	0.0000	0.0000
			23	0.0000	0.0000
			24	0.0000	0.0000
			25	0.0000	0.0000
			26	0.0000	0.0000
			27	0.0000	0.0000
			28	0.0000	0.0000
			29	0.0000	0.0000
			30	0.0000	0.0000

* tapez 1 si changements paramètres

Flèches et PgUp PgDn pour se déplacer Echap pour Sortir

Carte N° 10

Carte N° 11 :

Dans le cas où à un PK quelconque, la valeur du nombre (N) est égale à 1, alors à la fin de l'introduction de toutes les cartes N°10, deux cartes supplémentaires doivent être ajoutées pour introduire les changements devant intervenir en ce PK(N). Par exemple : changement de diamètre de la canalisation, de débit, ...

Il y a autant de cartes 11 que de valeurs (N) non nulles.

Sélectionner : GASLIN - GASLIND

Auto

S Y S T E M E G A S L I N

CHANGEMENTS DE PARAMETRES

Pk n° 2 Pk= 36.0000

Débit	Tin	Pin	Dispd	Diam	Corid	Tearth
24.8330	0.0000	0.0000	0.0000	894.4000	0.0000	0.0000
Amcle	Tcrit	Depth	Tair	Pmin	Tmax	Pmax
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Sucpd	Epoly	Pcrit	Gamma	Visco		
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000		

Flèches et PgUp PgDn pour se déplacer Echap pour Sortir

Carte N° 11

OUTPUTS DU PROGRAMME

- Le programme permet de tracer le profil des pressions et températures pour une configuration technique quelconque.
Il permet de déterminer et d'imprimer les paramètres suivants :
 - le profil de terrain (PK et élévation),
 - la pression d'arrivée à chaque PK,
 - la température d'arrivée à chaque PK,
 - la vitesse d'écoulement à chaque PK,
 - la valeur de l'enthalpie du gaz à chaque PK,
 - la température moyenne entre deux PK,
 - la valeur moyenne du facteur de compressibilité entre deux PK.
- Lorsqu'une station est imposée par l'utilisateur, le programme permet le calcul de la puissance de compression nécessaire et corrige cette puissance en fonction des conditions du site (température et élévation).
- Lorsqu'une pression minimale est fixée par l'utilisateur, le programme permet de déterminer l'emplacement ainsi que le nombre et la puissance des stations de compression.
- Si une température maximale est fixée, alors la nécessité de l'utilisation de refroidisseurs est déterminée.
- Les données de base ainsi que les différents changements de données sont imprimés.

ANNEXE D

L'AMORTISSEMENT

Selon le PCN (Plan Comptable National), l'amortissement est la constatation comptable de la perte de valeur que subissent les immobilisations qui se déprécient avec le temps.

Il existe des biens amortissables et d'autres non amortissables.

- Les biens amortissables : constructions, matériel, outillage,....
- Les biens non amortissables : les terrains, les fonds de commerce,.....

L'AMORTISSEMENT DEGRESSIF OU METHODE DU TAUX CONSTANT

L'amortissement dégressif traduit la prise en compte d'une dépréciation variable dans le temps et plus forte au cours des premières années d'utilisation d'un équipement.

La méthode consiste à comptabiliser chaque année un pourcentage fixe du montant des immobilisations nettes (c'est à dire du montant de la valeur initiale diminuée des amortissements comptabilisés au cours des exercices précédents).

LA METHODE DITE DE LA « SUM OF THE YEARS DIGITS »

Elle s'apparente, par un artifice de calcul, à la méthode du taux constant. L'amortissement annuel à l'année p est le suivant :

$$A_p = \frac{n-p+1}{1+2+\dots+p+\dots+n} (I - I_r) = \frac{2(n-p+1)}{n(n+1)} (I - I_r) \quad (D-1)$$

I : Capital amortissable

I_r : Capital non encore amortis.

n : Durée d'amortissement en années.

LA METHODE DU FONDS D'AMORTISSEMENT

Cette méthode consiste à opérer par annuité constante en actualisant au sens « économique » du terme les sommes remboursées.

L'amortissement annuel actualisé et constant est alors :

$$A = \frac{i}{(1+i)^n - 1} \times (I - I_r) \quad (D-2)$$

où i est le taux d'actualisation adopté.

Rappelons que la durée (n) d'amortissement est fonction de l'équipement considéré. La loi prévoit pour chaque type d'investissement un taux d'actualisation.

Les taux d'actualisation définis par la législation algérienne concernant le domaine des hydrocarbures sont ci-joints.

Art. 62. — Les infractions visées à l'article 61 ci-dessus sont constatées par des procès-verbaux établis, soit par les agents dûment habilités par le ministre chargé des hydrocarbures, soit par les officiers et agents de police judiciaire, conformément aux dispositions du code de procédure pénale.

Les procès-verbaux constatant ces infractions font foi jusqu'à preuve du contraire et sont adressés au procureur de la République.

Art. 63. — Les contestations et les litiges nés de l'application de la présente loi et des textes pris pour son application, relèvent des juridictions algériennes compétentes conformément à la législation en vigueur. Cependant, les contestations et les litiges relatifs à l'association en matière d'hydrocarbures, peuvent être préalablement portés devant une commission de conciliation, conformément à la législation en vigueur.

Art. 64. — Sauf volonté contraire exprimée par l'une des parties et acceptée par l'autre, les protocoles, accords ou contrats d'association en matière de prospection et de recherche en cours de validité à la date de promulgation de la présente loi demeurent en vigueur jusqu'à l'expiration de la durée des accords ou contrats correspondants et des avenants qui s'y rattachent.

Art. 65. — Les dispositions de la présente loi ne sont pas applicables en matière d'association avec des personnes morales étrangères dans le domaine des hydrocarbures, aux gisements découverts à la date de promulgation du présent texte, ni aux installations et ouvrages y afférents.

Art. 66. — Les dispositions fiscales prévues par la présente loi sont applicables à dater de sa promulgation.

Art. 67. — Les modalités d'application de la présente loi seront fixées par voie réglementaire.

Art. 68. — La présente loi sera publiée au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 19 août 1986.

Chadli BENDJEDID

A N N E X E

TAUX D'AMORTISSEMENTS

(Visés à l'article 54 de la présente loi)

Nature des immobilisations	TAUX
Immobilisations d'exploration, autres que les sondages	100
Sondages improductifs :	
Sondages d'exploration	100
Sondages de développement	100
Sondages productifs :	
Sondages d'exploration	12.5 à 25

Nature des immobilisations	TAUX
Sondages de développement	12.5 à 25 ou le montant des dépenses à amortir au moment de l'abandon de ces sondages
Autres sondages, notamment ceux utilisés pour la récupération artificielle et le stockage souterrain	12.5 à 25 ou le montant des dépenses à amortir au moment de l'abandon de ces sondages
Constructions	
Bâtiments en dur	5
Bâtiments démontables sur socles	15
Voies de transport et ouvrages d'infrastructures :	
Pistes et voies de terre	25
Aérodromes	20
Puits à eau	15
Installations d'exploitation d'hydrocarbures :	
Installations d'extraction	10 à 20
Installations de récupération artificielle	10 à 25
Réseaux de collecte	10 à 20
Installations de séparation et de traitement primaire	10 à 20
Installations de stockage et raccordements	10 à 20
Installations de traitement des produits bruts	10 à 20
Installations et canalisations d'évacuation	10 à 20
Installations annexes d'exploitation	10 à 20
Matériel et outillage :	
Equipement d'habitation et de campement (camps volants)	33
Mâts et substructures	15
Derricks	10
Autres matériels et outillages	25
Matériel de transport :	
Matériel automobile affecté aux wilayas du Sud, fixé par voie réglementaire	50
Matériel automobile affecté aux autres wilayas :	
Voitures légères	25

Nature des immobilisations	TAUX	Nature des immobilisations	TAUX
Camions	20	Autres installations générales	20
Matériel aérien :	25	Installations spécifiques de transport d'hydrocarbures par canalisations :	
Autres immobilisations corporelles non spécifiques :		Canalisations principales	7,5
Mobilier de cantonnement	50	Autres canalisations	10
Mobilier de bureau et autres mobiliers	15	Installations incorporelles générales :	
Agencements, aménagements des terrains et bâtiments	15	Frais préliminaires	100
Téléphone et réseaux de télétrans- mission	25	Etudes et recherches générales (à l'exclusion de tout investissement corporel)	100

Taux d'actualisation	12%	
Prix du gaz naturel	2	\$/MMBtu
Taux d'inflation	3%	
Redevance	12,5%	
Coût de transport nord	0,35	\$/MMBtu

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Investissements		-166	-864	-592	-79	-76	-45	-33	-139	-41	-50	-246	-325	-32	-16
Chiffre d'affaires					803	827	852	878	904	931	959	988	1 018	1 048	1 080
Dépenses d'exploitation		0	0	0	43	45	46	47	49	61	63	65	82	85	96
Frais financiers		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redevance					100	103	107	110	113	116	120	124	127	131	135
Coût transport nord					141	145	149	154	158	163	168	173	178	183	189
Résultat brut		0	0	0	378	213	214	221	238	530	543	567	529	491	526
impôts		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Résultat net		0	0	0	378	213	214	221	238	530	543	567	529	491	526
Amortissement		0	0	0	141	322	337	346	347	61	66	60	101	158	134
Cash flow net		-166	-864	-592	440	458	506	534	445	550	558	381	305	617	643
Actualisation		1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23
Cash flow net actualisé		-166	-771	-472	313	291	287	271	201	222	201	123	88	158	147

n	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Investissements	-148	-94	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiffre d'affaires	1 112	1 145	1 180	1 191	1 055	908	844	774	725	667	625	571	469	394	345
Dépenses d'exploitation	99	119	123	127	130	134	138	142	146	150	155	159	164	169	174
Frais financiers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redevance	139	143	147	149	132	114	106	97	91	83	78	71	59	49	43
Coût transport nord	195	200	206	208	185	159	148	136	127	117	109	100	82	69	60
Résultat brut	551	537	589	655	562	460	434	397	358	117	281	238	163	105	55
impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Résultat net	551	537	589	655	562	460	434	397	358	117	281	238	163	105	55
Amortissement	128	145	114	52	46	42	19	3	3	199	2	2	2	2	14
Cash flow net	531	589	703	707	609	502	453	400	362	317	283	241	165	107	68
Actualisation	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04
Cash flow net actualisé	109	108	115	103	79	58	47	37	30	23	19	14	9	5	3

VAN (MM\$99)	1 652
TRI	25,05%

Délai de récupération (années)	8,67
Taux d'enrichissement relatif en capital	87,60%

unité MMS
monnaie courante

Compte d'exploitation prévisionnelle de la variante 1 (pipe en acier carbone)

Taux d'actualisation	12%	
Prix du gaz naturel	2	\$/MMBtu
Taux d'inflation	3%	
Redevance	12,5%	
Coût de transport nord	0,35	\$/MMBtu

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Investissements		-171	-886	-597	-78	-76	-45	-33	-133	-41	-53	-246	-323	-29	-16
Chiffre d'affaires					803	827	852	878	904	931	959	988	1 018	1 048	1 080
Dépenses d'exploitation		0	0	0	38	39	40	41	42	53	55	57	72	74	82
Frais financiers		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redevance					100	103	107	110	113	116	120	124	127	131	135
Coût transport nord					141	145	149	154	158	163	168	173	178	183	189
Résultat brut		0	0	0	379	197	206	214	227	348	552	576	540	503	540
impôts		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Résultat net		0	0	0	379	197	206	214	227	348	552	576	540	503	540
Amortissement		0	0	0	146	344	350	359	363	251	65	60	100	157	134
Cash flow net		-171	-886	-597	446	464	512	541	458	558	563	389	318	631	658
Actualisation		1,00	0,89	0,80	0,71	0,64	0,57	0,51	0,45	0,40	0,36	0,32	0,29	0,26	0,23
Cash flow net actualisé		-171	-791	-476	318	295	291	274	207	225	203	125	91	162	151

n	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Investissements	-127	-84	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Chiffre d'affaires	1 112	1 145	1 180	1 191	1 055	908	844	774	725	667	625	571	469	394	345
Dépenses d'exploitation	85	100	103	106	110	113	116	119	123	127	130	134	138	142	147
Frais financiers	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Redevance	139	143	147	149	132	114	106	97	91	83	78	71	59	49	43
Coût transport nord	195	200	206	208	185	159	148	136	127	117	109	100	82	69	60
Résultat brut	565	561	615	682	589	487	458	419	381	337	305	263	188	131	81
impôts	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Résultat net	565	561	615	682	589	487	458	419	381	337	305	263	188	131	81
Amortissement	128	141	107	45	40	36	17	3	3	3	2	2	2	2	14
Cash flow net	567	618	722	727	629	523	475	423	384	340	307	265	190	134	95
Actualisation	0,20	0,18	0,16	0,15	0,13	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,07	0,06	0,05	0,05	0,04
Cash flow net actualisé	116	113	118	106	82	61	49	39	32	25	20	16	10	6	4

VAN (MM\$99)	1 700
TRI	25,00%

Délai de récupération (années)	8,28
Taux d'enrichissement relatif en capital	89,27%

unité MM\$
monnaie courante

Compte d'exploitation prévisionnelle de la variante 2 (pipe SSL)

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Investissements pipelines		110	488	207	15	0	0	0	0	0	20	81	77	0	0	0	0	0	0
Investissements station de compression		6	57	53	4														
Investissements Hassi R'Mel		4	35	32	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total investissements		119	580	292	23	0	0	0	0	0	20	81	77	0	0	0	0	0	0
Chiffre d'affaire					277	285	294	303	312	321	331	341	351	362	373	384	395	407	411
TAIC					7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10
Entretien ligne					2	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4
Entretien station et machines					2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Personnel station					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total charges d'exploitation					5	6	6	6	6	6	7	7	7	8	8	8	8	9	9
Amortissement pipelines					164	164	164	164	164	0	0	4	20	36	36	36	32	15	0
Amortissement station de compression					24	24	24	24	24										
Amortissements installations Hassi R'Mel					17	17	18	19	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total amortissement					205	206	206	207	207	0	0	4	20	36	36	36	32	15	0
Résultat brut					60	67	75	82	91	307	316	322	315	309	320	330	345	373	392
IBS					23	25	28	31	34	117	120	122	120	117	121	125	131	142	149
Résultat net					37	42	46	51	56	190	196	199	195	192	198	205	214	231	243
Cash flow		-119	-580	-292	219	247	252	258	263	190	176	122	138	227	234	240	246	246	243
Chash flow actualisé		-119	-517	-233	156	157	143	131	119	77	64	39	40	58	54	49	45	40	35

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Investissements pipelines	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investissements station de compression												
Investissements Hassi R'Mel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chiffre d'affaire	364	313	291	267	250	230	216	197	162	136	119	
TAIC	9,28	7,99	7,43	6,81	6,38	5,87	5,5	5,02	4,13	3,47	3,04	
Entretien ligne	4,35	4,48	4,61	4,75	4,89	5,04	5,19	5,35	5,51	5,67	5,84	
Entretien station et machines	3,38	3,48	3,58	3,69	3,8	3,91	4,03	4,15	4,28	4,4	4,54	
Personnel station	1,37	1,41	1,45	1,49	1,54	1,59	1,63	1,68	1,73	1,78	1,84	
Total charges d'exploitation	9,09	9,36	9,64	9,93	10,2	10,5	10,9	11,2	11,5	11,9	12,2	
Amortissement pipelines	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortissement station de compression												
Amortissements installations Hassi R'Mel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total amortissement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Résultat brut	346	296	274	250	233	214	199	181	146	121	104	
IBS	131	112	104	95,2	88,7	81,2	75,7	68,7	55,6	45,8	39,4	
Résultat net	214	184	170	155	145	133	124	112	90,7	74,8	64,4	
Cash flow	214	184	170	155	145	133	124	112	90,7	74,8	64,4	
Chash flow actualisé	27,9	21,3	17,6	14,4	12	9,78	8,14	6,59	4,76	3,51	2,69	
VAN (MM\$99)	465,8		Délai de récupération (années)								9,15	
TRI	18,93%		Taux d'enrich relatif en capital								49,48%	

Taux d'actualisation nominal	12%	
Taux d'inflation	3%	
TAIC	2,55%	CA
IBS	38%	RB
TN	0,35	\$/Mmbtu
TS	0,34	\$/Mmbtu

monnaie courante
unité : MM\$

Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Investissements pipelines		116	515	218	16	0	0	0	0	0	23	93	88	0	0	0	0	0	0
Investissements station de compression		6	57	53	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investissements Hassi R'Mel		4	35	32	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total investissements		125	606	303	23	0	0	0	0	0	23	93	88	0	0	0	0	0	0
Chiffre d'affaire					277	285	294	303	312	321	331	341	351	362	373	384	395	407	411
TAIC					7	7	7	8	8	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10
Entretien ligne					2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Entretien station et machines					2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Personnel station					1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total charges d'exploitation					5	5	5	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8
Amortissement pipelines					173	173	173	173	173	0	0	5	23	41	41	41	36	18	0
Amortissement station de compression					24	24	24	24	24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissements installations Hassi R'Mel					17	17	18	19	19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total amortissement					214	214	215	216	216	0	0	5	23	41	41	41	36	18	0
Résultat brut					51	58	66	74	82	307	316	321	312	305	315	326	341	371	393
IBS					19	22	25	28	31	117	120	122	119	116	120	124	130	141	149
Résultat net					32	36	41	46	51	190	196	199	194	189	195	202	212	230	243
Cash flow		-125	-606	-303	222	251	256	261	267	190	173	111	129	230	236	243	248	248	243
Chash flow actualisé		-125	-541	-242	158	159	145	132	121	77	63	36	37	59	54	50	45	40	35

Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Investissements pipelines	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investissements station de compression	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investissements Hassi R'Mel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total investissements	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Chiffre d'affaire	364	313	291	267	250	230	216	197	162	136	119	
TAIC	9	8	7	7	6	6	5	5	4	3	3	
Entretien ligne	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	
Entretien station et machines	3	3	4	4	4	4	4	4	4	4	5	
Personnel station	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	
Total charges d'exploitation	8	8	9	9	9	9	10	10	10	10	11	
Amortissement pipelines	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortissement station de compression	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Amortissements installations Hassi R'Mel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total amortissement	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Résultat brut	347	297	275	252	235	215	201	182	148	122	105	
IBS	132	113	105	96	89	82	76	69	56	46	40	
Résultat net	215	184	171	156	146	133	124	113	92	76	65	
Cash flow	215	184	171	156	146	133	124	113	92	76	65	
Chash flow actualisé	28	21	18	14	12	10	8	7	5	4	3	
VAN (MM\$99)	433		Délai de récupération (années)								10	
TRI	18,24%		Taux d'enrich relatif en capital								43,78%	

Taux d'actualisation nominal	12%	
Taux d'inflation	3%	
TAIC	2,55%	CA
IBS	38%	RB
TN	0,35	\$/Mmbtu
TS	0,34	\$/Mmbtu

monnaie courante
unité : MM\$

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
maintenance installations					16,654	16,654	16,654	16,654	16,654	22,179	22,179	22,179	29,248	29,248	29,248
maintenance pipelines					2,166	2,166	2,166	2,166	2,166	2,166	2,166	2,166	2,479	2,479	2,479
Sous total maintenance					18,820	18,820	18,820	18,820	18,820	24,345	24,345	24,345	31,726	31,726	31,726
Sous total taxes et assurances					2,382	2,382	2,382	2,382	2,382	3,173	3,173	3,173	4,184	4,184	4,184
Frais généraux et dép de siège					8,906	8,906	8,906	8,906	8,906	10,800	10,800	10,800	13,318	13,318	14,703
TOTAL CHARGES FIXES					30,108	30,108	30,108	30,108	30,108	38,318	38,318	38,318	49,228	49,228	50,613
triéthylène glycol					0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,709	0,710
carbonate de potassium					0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
TOTAL CHARGES VARIABLES					0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,791	0,793
TOTAL MAIN D'ŒUVRE					7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	7,692	12,308
TOTAL DEP D'EXPLOITATION					38,591	38,591	38,591	38,591	38,591	46,801	46,801	46,801	57,711	57,711	63,713

n	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
maintenance installations	29,248	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378	32,378
maintenance pipelines	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479	2,479
Sous total maintenance	31,726	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857	34,857
Sous total taxes et assurances	4,184	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632	4,632
Frais généraux et dép de siège	14,703	17,161	17,161	17,157	17,128	17,098	17,084	17,069	17,058	17,046	17,037	17,027	17,011	16,999	16,992
TOTAL CHARGES FIXES	50,613	56,649	56,649	56,645	56,616	56,586	56,572	56,557	56,546	56,534	56,525	56,515	56,499	56,488	56,480
triéthylène glycol	0,710	0,710	0,710	0,697	0,600	0,501	0,452	0,402	0,366	0,327	0,297	0,264	0,211	0,172	0,146
carbonate de potassium	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
TOTAL CHARGES VARIABLES	0,792	0,793	0,793	0,779	0,682	0,583	0,534	0,485	0,448	0,409	0,380	0,346	0,293	0,254	0,228
TOTAL MAIN D'ŒUVRE	12,308	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923	16,923
TOTAL DEP D'EXPLOITATION	63,713	74,365	74,365	74,347	74,221	74,092	74,029	73,964	73,917	73,866	73,828	73,784	73,715	73,664	73,631

monnaie constante

unité MMS\$99

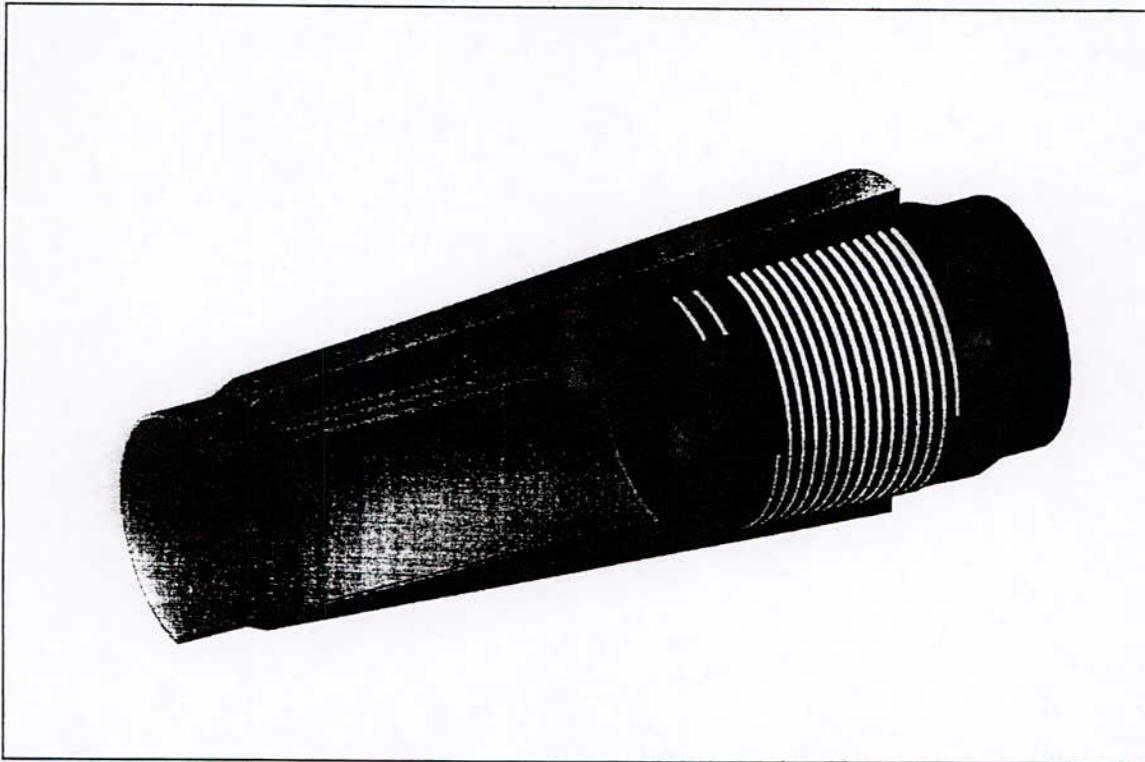
n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Année	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
maintenances installations					14,869	14,869	14,869	14,869	14,869	19,803	19,803	19,803	26,114	26,114	26,114
maintenances pipelines					1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870
Sous total maintenance					16,739	16,739	16,739	16,739	16,739	21,673	21,673	21,673	27,984	27,984	27,984
Sous total taxes et assurances					2,347	2,347	2,347	2,347	2,347	3,138	3,138	3,138	4,149	4,149	4,149
Frais généraux et dép de siège					7,704	7,704	7,704	7,704	7,704	9,421	9,421	9,421	11,617	11,617	12,541
TOTAL CHARGES FIXES					26,791	26,791	26,791	26,791	26,791	34,232	34,232	34,232	43,751	43,750	44,674
triéthylène glycol					0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,358	0,356	0,354	0,357
carbonate de potassium					0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082
TOTAL CHARGES VARIABLES					0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,440	0,438	0,436	0,439
TOTAL MAIN D'ŒUVRE					6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	6,154	9,231
TOTAL DEP D'EXPLOITATION					33,385	33,385	33,385	33,385	33,385	40,826	40,826	40,826	50,342	50,340	54,344

n	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
maintenances installations	26,114	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909	28,909
maintenances pipelines	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870	1,870
Sous total maintenance	27,984	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779	30,779
Sous total taxes et assurances	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	4,597	0,000	0,000
Frais généraux et dép de siège	12,541	14,437	14,437	14,435	14,420	14,405	14,398	14,390	14,385	14,379	14,375	14,370	14,362	14,356	14,352
TOTAL CHARGES FIXES	45,122	49,813	49,813	49,811	49,796	49,781	49,774	49,766	49,761	49,755	49,751	49,746	49,738	45,135	45,131
triéthylène glycol	0,357	0,350	0,301	0,251	0,227	0,202	0,184	0,165	0,150	0,133	0,106	0,086	0,073	0,065	0,057
carbonate de potassium	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,082	0,000	0,000
TOTAL CHARGES VARIABLES	0,439	0,432	0,383	0,334	0,309	0,284	0,266	0,247	0,232	0,215	0,188	0,168	0,155	0,000	0,000
TOTAL MAIN D'ŒUVRE	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308	12,308
TOTAL DEP D'EXPLOITATION	57,868	62,552	62,503	62,452	62,413	62,373	62,348	62,321	62,301	62,278	62,247	62,222	62,201	57,443	57,439

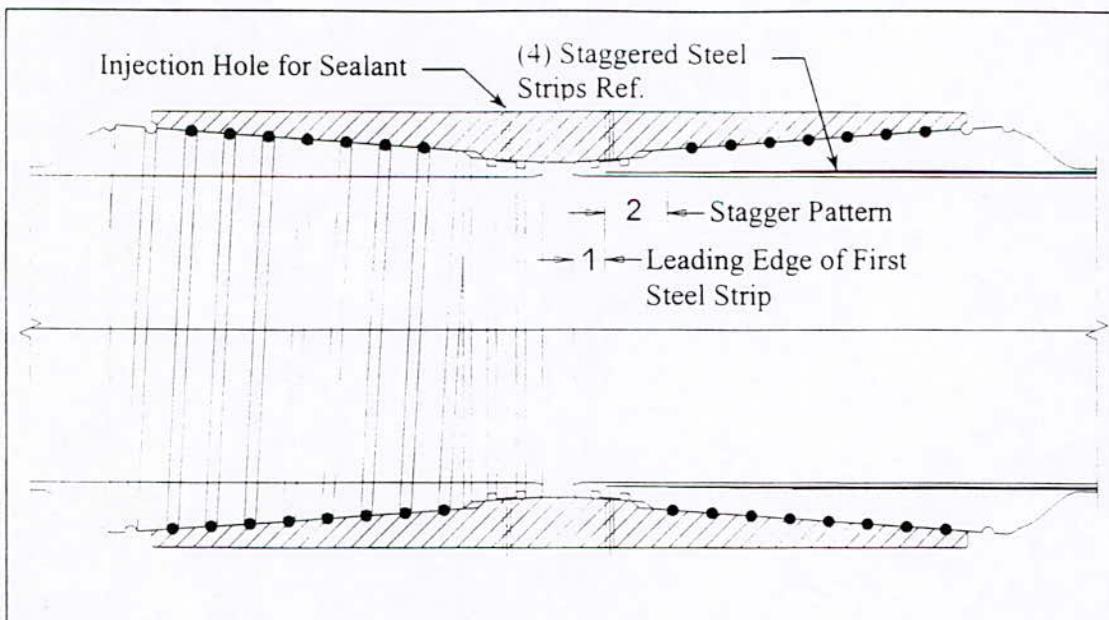
monnaie constante

unité MM\$99

ECHÉANCIER DES DÉPENSES D'EXPLOITATION DE LA VARIANTE 2 (PIPES SSL)



Système d'assemblage Coil Lock



Assemblage des pipes SSL

ANNEXE G

Nous présentons ici, à titre méthodologique, un aperçu sur le travail de dimensionnement que nous avons effectué avant que les résultats de l'étude de la société d'engineering ne soient disponibles.

UNITE DE COMPRESSION POUR LE TRANSPORT

A. SIMULATION DE L'UNITE

DONNEES DE BASE

- Le gaz doit être comprimé de 30 bar à 70 bar.
- Température ambiante : 50°C.
- Débit de production au niveau de chaque champ : 10 000 000 sm³/j *. Ce qui conduit à un débit total de 30 000 000 sm³/j pour le gaz équivalent au niveau de KRECHBA.
- Les puits sont saturés en vapeur d'eau.
- **Composition du gaz :**

A partir de la composition du gaz extrait de chacun des trois champs : KRECHBA, TEG, REG, on procède au calcul de la composition de l'effluent équivalent qui constituera le gaz transporté de KRECHBA vers HASSI R'MEL.

Les débits de production étant identiques : 10 000 000 sm³/j au niveau de chaque champ, la composition de l'effluent équivalent sera la moyenne arithmétique des compositions de gaz des trois champs en leurs différents constituants.

Les résultats du calcul sont donnés dans le tableau G-1.

Composition du gaz (%)	KRECHBA	TEG	REG	Composition de l'effluent équivalent (%)
H ₂	0,06	0,15	0,01	0,0733%
He	0,02	0,06	0,13	0,0700%
N ₂	0,19	0,26	0,84	0,4300%
CO ₂	1,19	8,63	3,75	4,5233%
C1	92,01	89,9	94,02	91,9767%
C2	4,16	0,95	1,15	2,0867%
C3	1,46	0,04	0,1	0,5333%
iC4	0,15	0,01	0	0,0533%
nC4	0,34	0	0	0,1133%
C5+	0,42	0	0	0,1400%
TOTAL	100	100	100	100
DEBIT (sm ³ /jour)	10000000	10000000	10000000	30000000

Tableau G-1 : Composition du gaz.

(*) sm³/j : standard mètres cubes par jour.

La mesure d'un volume de gaz est dépendante des conditions de pression et de température dans lesquelles elle est effectuée. Deux systèmes sont utilisés :

- les conditions normales : 0°C, 760 mm Hg dans lesquels des normaux mètres cubes (symbole : Nm³).
- Les conditions standards : 15.6°C, 760 mm Hg dans lesquels sont relevés des mètres cubes standard (symbole : sm³).

La simulation est effectuée à l'aide du logiciel de simulation HYSIM. Les données de base servant d'inputs, on procède à la simulation de l'unité de compression.

SCHEMA DE L'UNITE

Le schéma de l'unité de compression implémenté sur le logiciel HYSIM est donné par la figure G-1.

L'unité comprend les équipements suivants :

- un ballon de garde : ballon séparateur dont le rôle est d'éviter l'entraînement des liquides vers le compresseur.
- Un compresseur : pour comprimer le gaz.
- Un aéroréfrigérant : la compression entraînant l'augmentation de la température du gaz, l'aéroréfrigérant aura pour rôle de refroidir le gaz.
- Un second ballon séparateur : pour séparer le gaz des liquides formés après abaissement de la température.

Remarque :

- la température T à la sortie du compresseur conditionne le nombre d'étages à utiliser.
Si $T \leq 140^{\circ}\text{C}$, un seul étage est requis .
Si $T > 140^{\circ}\text{C}$, un étage supplémentaire est nécessaire.

RESULTATS DE LA SIMULATION

Ils consistent en :

- les caractéristiques du gaz ,
 - les conditions opératoires ,
- à l'entrée et à la sortie de chaque équipement.

B. DIMENSIONNEMENT DES EQUIPEMENTS

■ LE COMPRESSEUR

Pour l'estimation du coût du compresseur, nous n'aurons besoin que de la puissance du compresseur, son type et son système d'entraînement. C'est pourquoi nous ne procéderons pas au dimensionnement détaillé du compresseur.

D'après les résultats de la simulation, le compresseur requiert une énergie de 45.609 MW. Ce sera donc un compresseur centrifuge qui aura pour système d'entraînement une turbine à gaz.

■ LES BALLONS SEPARATEURS

Les ballons séparateurs sont des équipements dont le rôle est de séparer par décantation une ou plusieurs phases dispersées au sein d'un fluide :

- gaz – liquide,
- liquide – liquide,
- gaz – liquide – liquide.

Les séparateurs peuvent être horizontaux, verticaux ou sphériques.

Dans notre cas, il s'agit d'une séparation gaz – liquide à l'aide d'un ballon séparateur vertical.

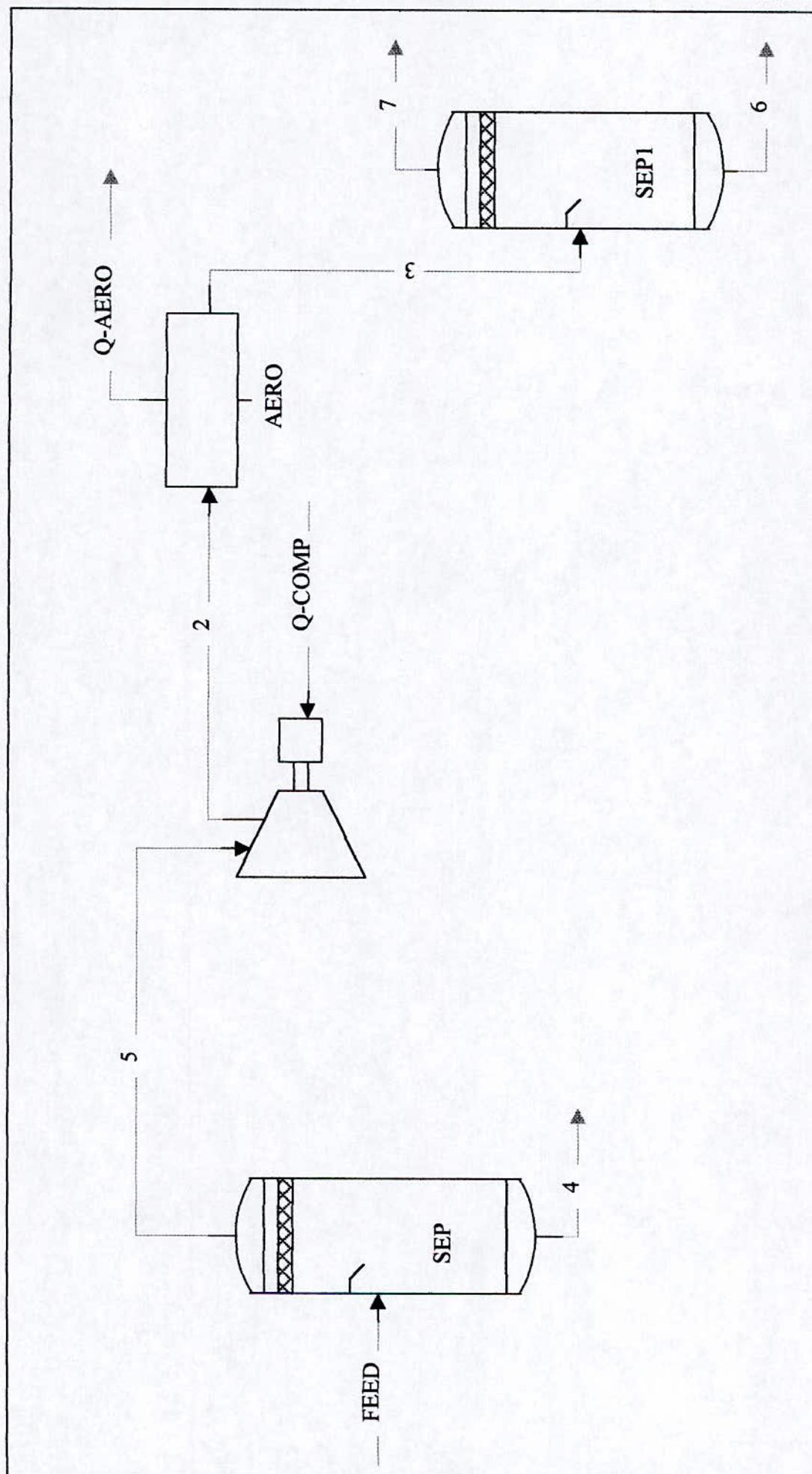


Fig. G-1 : Schéma de l'unité de compression pour le transport.

Nous avons procédé au dimensionnement des ballons séparateurs à l'aide d'un programme de dimensionnement développé sur EXCEL fourni par le département Process.

□ DIMENSIONNEMENT DU BALLON SEP

Nous garderons les mêmes notations que celles utilisées lors de la simulation pour désigner les équipements et leurs points d'entrée et de sortie.

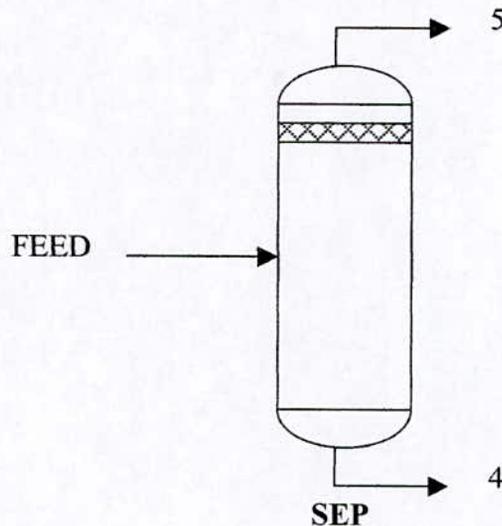


Fig. G-2

INPUTS DU PROGRAMME

Les conditions opératoires utilisées sont celles du point d'entrée du séparateur FEED obtenues lors de la simulation.

RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT

Diamètre du séparateur : $D = 6.07$ m

Hauteur du séparateur : $H = 24.28$ m.

Le diamètre obtenu, $D = 6.07$ m, étant trop important à cause du débit de gaz élevé, il est nécessaire d'ajouter un second ballon en parallèle pour pouvoir diviser le débit de gaz par deux et ainsi réduire le diamètre des ballons.

Nous procédons à un nouveau dimensionnement avec un débit $d' = \frac{d}{2} = 476\,428$ kg/h.

Résultats du dimensionnement :

$D = 4.36$ m

$H = 17.44$ m.

Le diamètre étant toujours trop grand, nous ajoutons un troisième ballon séparateur en parallèle et divisons ainsi le débit initial par trois.

Résultats du dimensionnement :

$D = 3.57$ m.

$H = 14.28 \text{ m}$.

Ainsi, nous aurons à l'entrée du compresseur, trois ballons séparateurs en parallèle de 3.57 m de diamètre et de 14.28 m de hauteur chacun.

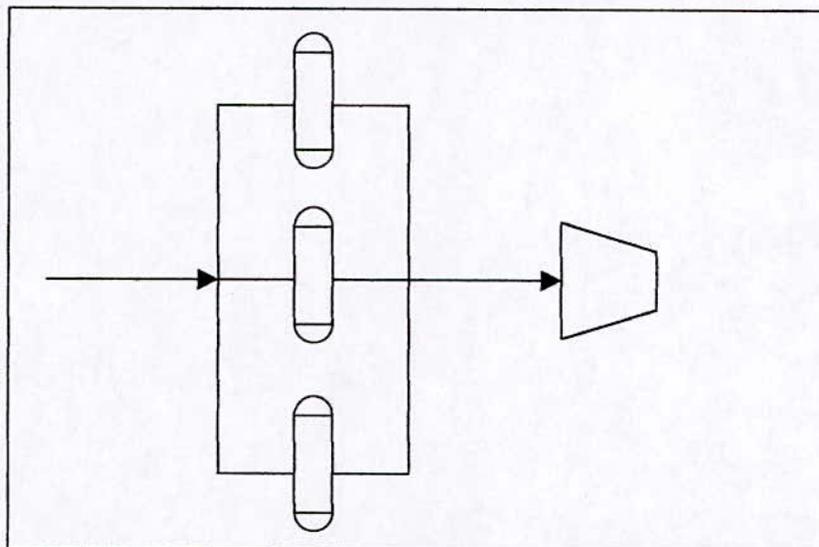


Fig. G-3

□ DIMENSIONNEMENT DU SEPARATEUR SEPI

INPUTS DU PROGRAMME

Les conditions opératoires sont celles du point d'entrée du séparateur, le point 3, obtenues lors de la simulation.

RESULTATS DU DIMENSIONNEMENT

$D = 5.17 \text{ m}$

$H = 20.68 \text{ m}$.

Le diamètre obtenu étant trop important, on ajoute un second ballon séparateur en parallèle.

Résultats du nouveau dimensionnement :

$D = 3.70 \text{ m}$.

$H = 14.8 \text{ m}$.

L'installation comprendra donc deux ballons séparateurs en parallèle, à la sortie de l'aéro réfrigérant, de 3.70 m de diamètre et de 14.8 m de hauteur chacun.