

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT GENIE INDUSTRIEL

Projet de fin d'études pour l'obtention
du diplôme d'ingénieur d'état en
génie industriel

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Thème

**Etude technico-économique d'un projet de
Récupération des calories contenues dans
les gaz d'échappement d'une turbine à gaz.**

Application : Usine de Hamra

Encadré par :

M. BOUZIANE
M. BOUISRI

Réalisé par :

BOUHADDOUDA AMEL
BOURECHOUCHE AEK

Promotion Juin 2000

Dédicace

A la mémoire de mon père ;
A ma mère, à ma mère et à ma mère ;
A mes frères et sœurs ;
A tous mes amis, spécialement
Malika, à toute la promotion de
génie industriel 2000.

Je dédie ce travail

MOURAD

Dédicace

Je dédie ce mémoire :
à mes parents,
à mes sœurs,
à ma famille
et à tous mes amis.

Amel

Remerciements

Nous remercions vivement Mr Bouhaddouda pour l'aide qu'il nous a apportée tout au long de ce travail.

Nous remercions Monsieur Bouziane pour avoir accepté de nous encadrer ainsi que pour ses précieux conseils.

Nous remercions également Mr Benyoucef pour avoir accepté d'être dans le jury ainsi que tous les enseignants du département génie industriel.

Nos remerciements à Mr Bouisri , Mr Hamra Krouah, Mr Soudani , Mr Kadi et Mr Beghoul.

Nous remercions aussi tous ceux qui ont contribué à la fourniture d'informations nécessaires pour cette étude, particulièrement le personnel de Hamra , du BRC , de Nuovo Pignone et de Total.

Mr Bourechouche AEK

Melle Bouhaddouda Amel

Résumé :

L'objet de ce projet consiste à récupérer les calories contenues dans les gaz d'échappement des turbines à gaz, pour les différents besoins de l'usine de traitement de gaz de Hamra située à 300 km au sud-ouest de Hassi-Messaoud.

Nous traiterons à travers une étude technico-économique, les différents aspects liés au projet dont les avantages seraient :

- une économie de combustible,
- une amélioration de la sécurité à l'intérieur de l'usine,
- une protection de l'environnement grâce à une diminution des rejets du CO₂ dans l'atmosphère.

Mots clés : turbine à gaz, récupérateur de chaleur, four, économie de combustible

Abstract :

The objective of this project is to recover the calories contained in the exhaust gas of gas turbine to cover various requirements of Hamra gasworks processing.

Through a technical-economic study, we will try to illustrate the advantages of such achievement that leads to :

- Economize energy ;
- improve security in the plant ;
- protect the environment by reducing CO₂ rejections in the atmosphere.

Keys words: gas turbine, heat recuperater, oven, economiz energy.

ملخص

موضوع هذه الدراسة هو استرجاع الطاقة الكامنة في الغازات المنبعثة من توربينات الغاز لمسد حاجيات مصنع معالجة الغاز الطبيعي بحمراء.

منحاول عبر دراسة تقنية اقتصادية تبين اجابيات مثل هذا النظام المتمثلة في :

- اقتصاد الطاقة المستهلكة.
- تحسين الأمن داخل المصنع.
- حماية المحيط و ذلك بخفض كمية ثاني اوكسيد الكربون المنبعثة في الجو.

الكلمات المفتاحية : تربيينات الغاز، المسترجع الحراري، فرن، اقتصاد الطاقة.

SOMMAIRE

Introduction.....	1
Chapitre I :	
- I.1 : Positionnement du problème.....	3
Chapitre II : Généralités	
- II.1 : Turbines à gaz	
- II.1.1 : Définition.....	9
- II.1.2 : Principe de fonctionnement.....	9
- II.1.3 : Les gaz d'échappement.....	10
- II.2 : Echangeurs de chaleur	
- II.2.1 : Définition.....	11
- II.2.2 : Description des appareils.....	12
- II.2.3 : Calcul des échangeurs.....	13
- II.3 : Fours	
- II.3.1 : Utilisation des fours en raffinerie.....	14
- II.3.2 : Description d'un four.....	15
Chapitre III : Projet Hamra	
- III.1 : Description de la région Hamra	17
- III.2 : Description du procédé.....	21
Chapitre IV : Eléments du calcul économique	
- IV.1 : Les investissements.....	28
- IV.2 : La structure du coût d'un investissement.....	31
- IV.3 : Les coûts d'exploitation.....	34
Chapitre V : L'estimation des coûts	
- V.1 : Méthodes d'estimation.....	36
- V.2 : Critères de décision.....	39

Chapitre VI : Etude technique

• Section 1 : Aspect quantitatif

- VI.1.1 : Dimensionnement du récupérateur de chaleur.....44
- VI.1.2 : Evaluation des pertes de charge.....51

• Section 2 : Aspect qualitatif

- VI.2.1 : Aspect sécurité.....55
- VI.2.2 : Estimation de la quantité de CO₂ émise dans l'atmosphère.....57

Chapitre VII : Etude économique

- VII.1 : Estimation des coûts d'investissement64
- VII.2 : Estimation des coûts d'exploitation.....74
- VII.3 : Calcul de rentabilité.....77
- VII.4 : Analyse de sensibilité.....82

Chapitre VIII : Planning d'investissement

- VIII.1 : Notion d'ordonnement89
- VIII.2 : Etablissement du planning de réalisation des travaux.....89

Conclusion.....93

Annexe 1 : Exemples d'économie d'énergie et de protection d'environnement

Annexe 2 : Bibliographie

Annexe 3 : Tableaux

Annexe 4 : Schémas du récupérateur

Annexe 5 : Schémas et photos de l'usine

Rapport de stage

Thésaurus :

- **Tamis moléculaires :**

Les tamis moléculaires sont des solides cristallisés très finement poreux. Ils sont utilisés pour la déshydratation des hydrocarbures liquides et gazeux.

La régénération des tamis moléculaires saturés en eau se fait par la circulation d'un gaz chauffé à haute température, d'où le besoin d'un apport calorifique.

- **Déshydrateur liquide :**

C'est une colonne d'adsorption , qui permet d'extraire l'eau des hydrocarbures liquides(condensât,...).

- **Déshydrateur vapeur :**

C'est une colonne d'adsorption ,utilisée pour extraire l'eau du gaz humide.

- **Turbo- expander :**

C'est une machine composée :

- D'un compresseur de gaz ;
- D'une turbine.

La détente du gaz dans le turbo-expander permet de récupérer les hydrocarbures liquides (condensat, ...).

A la différence des turbines à gaz , le turbo- expander n'est pas doté d'une chambre de combustion.

- **Réseau de collecte :**

Réseau des pipes qui assurent le transport du gaz des puits producteurs vers l'unité de traitement .

- **Réseau de desserte :**

Réseau de pipes qui assurent le transport du gaz de l'unité de traitement vers les puits injecteurs .

Introduction :

L'objet de la présente étude, consiste à évaluer la rentabilité d'un projet dont le but est d'économiser le gaz combustible.

Cette économie pourrait être obtenue grâce à une récupération des calories contenues dans les gaz d'échappement des turbines à gaz pour fournir l'énergie aux divers consommateurs de chaleur.

Dans cette étude il sera tenu compte des aspects :

- Technique ,
- Economique,
- Environnemental.

Le planning d'investissement du projet d'installation du système de récupération de chaleur sera aussi établi.

Ce projet s'applique à l'usine de traitement de gaz Hamra située à 300 km au sud-est de Hassi- Messaoud.

Ces dernières années plusieurs actions ont été menées par les gestionnaires des usines pour faire face à la hausse du prix de l'énergie par l'élaboration d'une politique d'économie d'énergie.

Des installations nouvelles ou modifiées devraient utiliser les rejets de chaleur pour une meilleure utilisation rationnelle de l'énergie et une meilleure protection de l'environnement .

Un système de récupération de chaleur peut être utilisé pour :

- La production de l'électricité ,
- Le chauffage de l'eau dans les usines .
- La réduction de la consommation du combustible.

Ce système permet aussi la réduction des émissions polluantes rejetées dans l'atmosphère jusqu'à une proportion pouvant atteindre 50%.

L'aspect environnement a suscité dernièrement l'intérêt de plusieurs pays parmi lesquels l'Algérie qui a affiché son engagement en matière de réduction des émissions de CO₂, gaz à effet de serre, à travers l'adoption de nouvelles politiques énergétiques dans les usines..

Parmi les critères qui peuvent servir à l'appréciation des projets de récupération de chaleur :

- Economie annuelle de gaz combustible ;
- Délai de récupération de l'investissement ;
- Diminution des émissions de CO₂ .

L'ensemble de ces critères sera traité dans la présente étude.

Chapitre I

Positionnement du problème

I.1 - Positionnement du problème :

Les turbines à gaz ont fait l'objet de plusieurs études dans le cadre de la récupération des calories contenues dans les gaz d'échappement. En effet, les gaz d'échappement de la turbine sortant à une très haute température peuvent être utilisés pour fournir la chaleur à d'autres équipements.

L'économie d'énergie est devenue l'une des principales préoccupations des gestionnaires d'usines. En effet, une récupération de l'énergie pour son utilisation à d'autres fins, permettrait de réduire les coûts et de protéger l'environnement contre les émissions de CO₂ (dioxyde de carbone) dans l'atmosphère.

Nous nous intéresserons dans la présente étude à Hamra, l'une des unités ne comportant pas un système de récupération d'énergie.

Hamra est une unité de traitement de gaz, destinée à la production de condensât, GPL et gaz sec. Elle est composée de deux trains d'une capacité unitaire de 7,5 millions m³/j.

Le gaz naturel subit le traitement suivant :

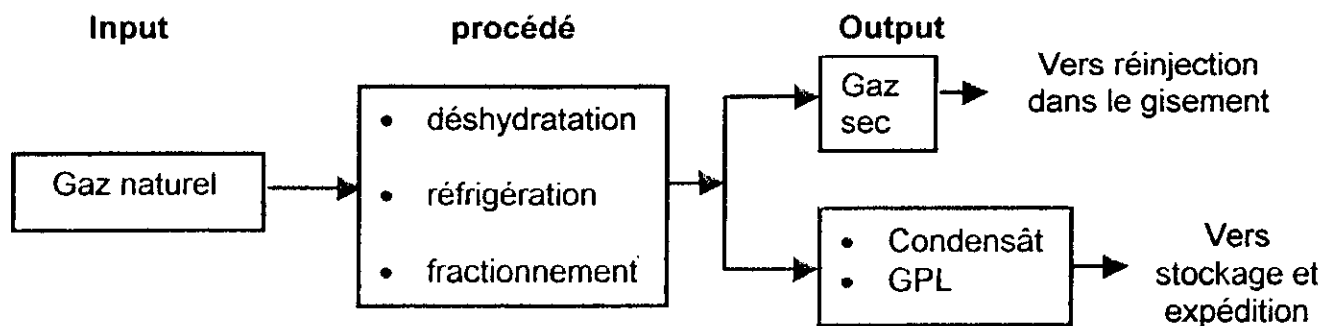


Figure I.1 : Le traitement du gaz

Les deux trains sont identiques, ils comprennent chacun :

- Une section de déshydratation par tamis moléculaires* des gaz et des liquides,
- Un circuit d'huile chaude,
- Une section de fractionnement contenant des colonnes de distillation,
- Une réfrigération par turbo- expander **,

*, ** : les définitions sont données dans le thésaurus.

L'étude portera sur l'évaluation technico- économique du projet qui consiste à modifier le circuit d'huile existant en installant :

- Des récupérateurs de l'énergie contenue dans les gaz d'échappement des turbines à gaz.
- Un système de contrôle (manomètres, vannes,...) des paramètres de fonctionnement de la nouvelle installation.
- De nouvelles canalisations pour assurer la circulation de l'huile. Ces canalisations relieront le circuit d'huile existant aux récupérateurs de chaleur des turbines .

Le projet consiste, donc, à arrêter les fours et utiliser les récupérateurs pour chauffer les circuits d'huile .

Les fours qui fournissent en ce moment la chaleur à l'huile, consomment du gaz combustible contrairement aux récupérateurs.

L'installation des récupérateurs de chaleur devrait :

- Economiser la consommation de combustible dans les deux fours ;
- Améliorer la sécurité ;
- Réduire les émissions polluantes de CO₂ dans l'atmosphère.

Remarque :

- Les fours pourront être sollicités pour parer à d'éventuels incidents techniques(arrêt des turbines,...), qui peuvent surgir dans la nouvelle installation ou lors de la maintenance des turbines.
- Les fours ne seront donc pas totalement arrêtés. On prévoit de les maintenir en « veilleuse » afin d'éviter le choc thermique lors du démarrage.

Le choc thermique se produit lors du passage d'une basse température à une température élevée ou le contraire.

Notons que le four est conçu de briques réfractaires sensibles au choc thermique.

Nous allons à présent décrire le circuit d'huile existant ainsi que les différents utilisateurs de chaleur.

I.2- Description du circuit d'huile existant : [HAM92]

L'huile chaude circule dans un circuit fermé qui comprend :

- Un réservoir tampon d'huile chaude ;
- Trois pompes pour la circulation de l'huile chaude à travers les échangeurs du train ;
- Deux filtres ;
- Un four pour le chauffage de l'huile ;

L'apport de chaleur aux circuits d'huile des deux trains est assuré par deux fours fonctionnant grâce à un apport de combustible (gaz sec).

Le but de l'huile est de transférer la chaleur récupérée au niveau du four à d'autres équipements de l'unité procédé.

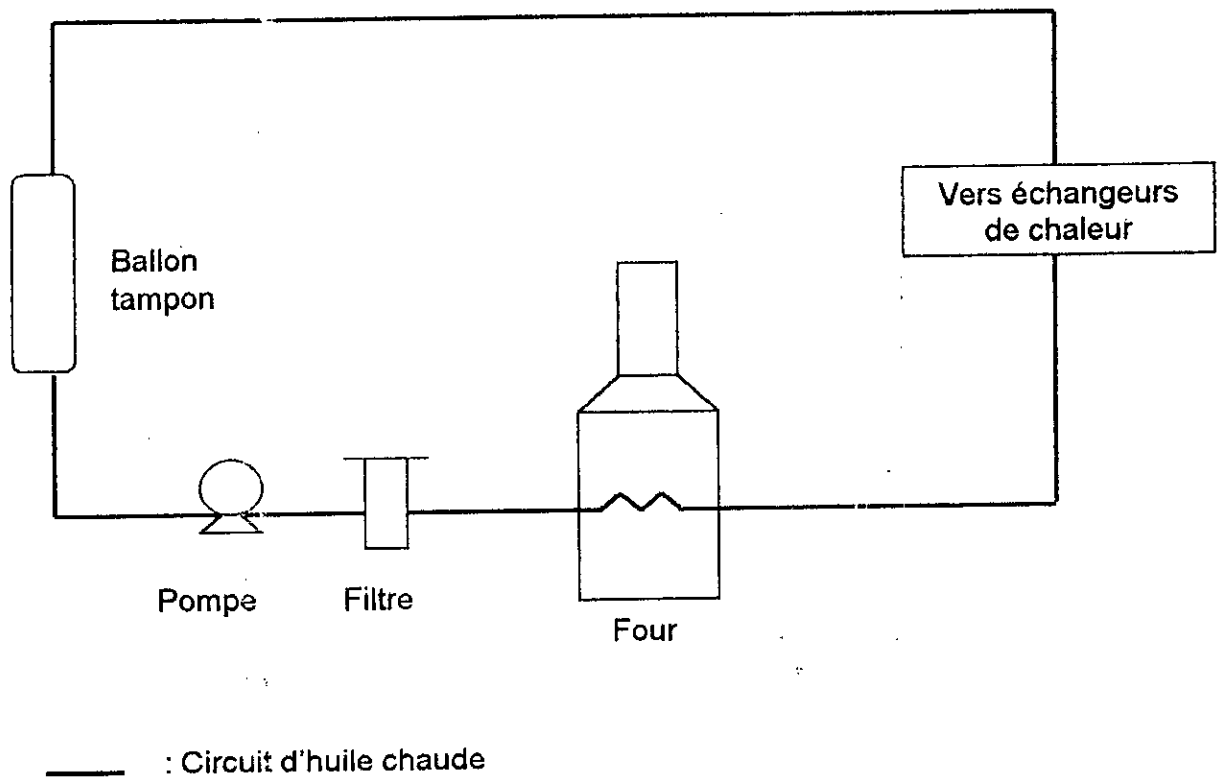


Figure I. 2 Description du circuit d'huile existant

L'huile fournit la chaleur pour les besoins de ce qui suit :

- **La section déshydratation :**

Elle est constituée de colonnes d'adsorption contenant des tamis moléculaires dont le but est d'extraire l'eau du gaz. La régénération des tamis moléculaires saturés en eau se fait par l'envoi d'un gaz chaud, d'où le besoin d'un apport calorifique (huile chaude).

Le schéma suivant illustre le principe de fonctionnement de la déshydratation :

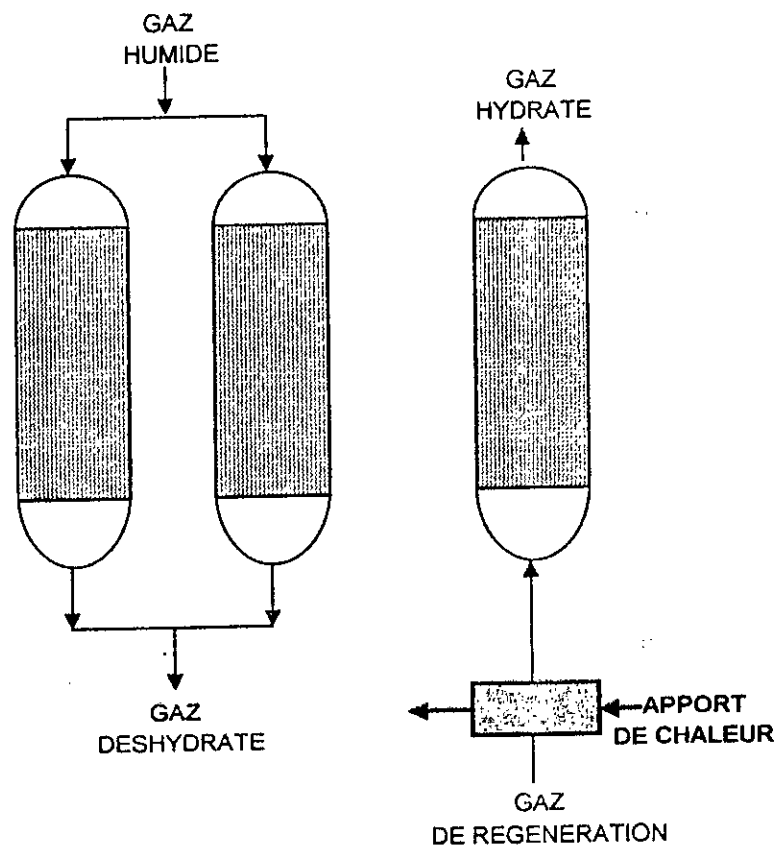


Figure 1.3 : Principe de déshydratation

- **La section fractionnement :**

Se compose de deux colonnes de distillation : dééthaniseur et débutaniseur dotées des rebouilleurs dont le but est de fournir la chaleur pour une meilleure séparation du mélange liquide grâce à la circulation d'un effluent chaud(huile). Voir schéma ci-dessous :

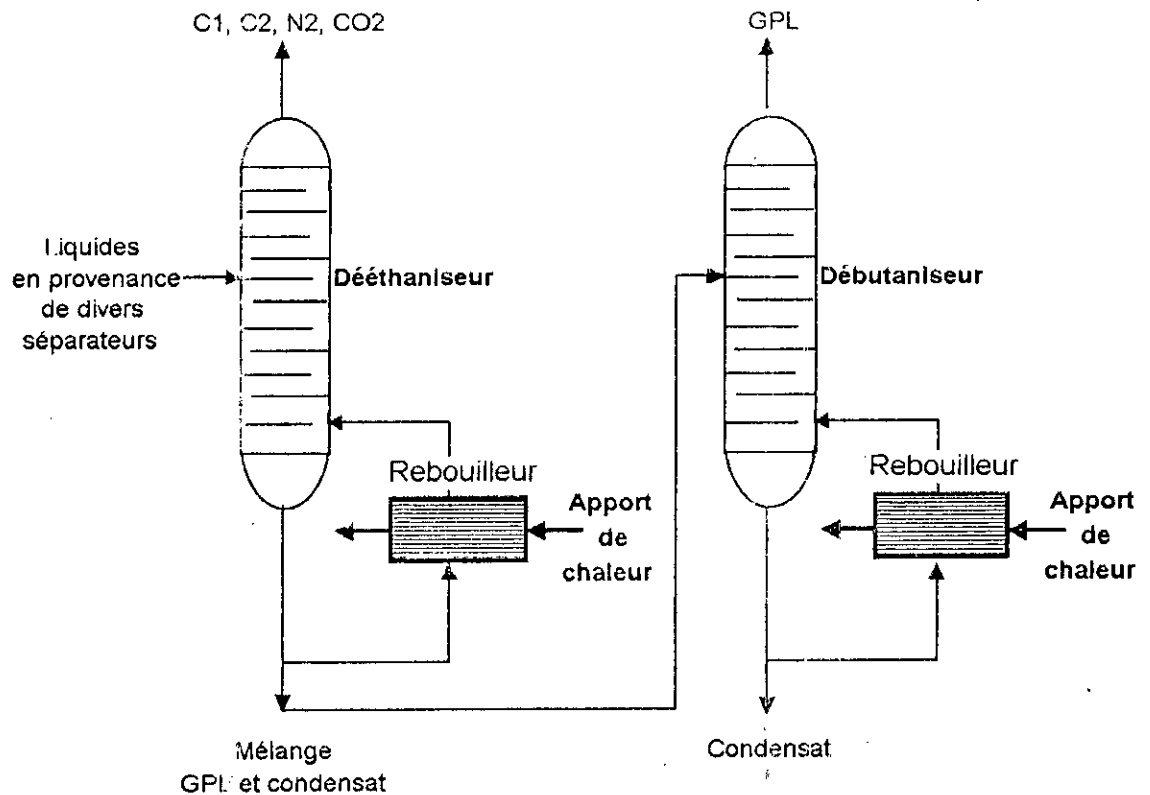


Figure I. 4 : colonnes de distillation

- **Turbines à gaz :**

La chaleur fournie par l'huile chaude est utilisée pour préchauffer le fuel gaz injecté dans les chambres de combustion des turbines à gaz .

- **Vaporisation du GPL :**

L'huile chaude est utilisée pour vaporiser le GPL avant son injection dans le gisement.

* C1: méthane, C2 : éthane.

I.3- Conclusion :

Le schéma suivant illustre le principe du système de récupération de chaleur d'une turbine à gaz :

- L'huile traverse le récupérateur pour absorber la chaleur fournie par les gaz d'échappement ;
- L'énergie calorifique récupérée est distribuée aux divers utilisateurs ;
- L'huile retourne ensuite vers le récupérateur pour un nouveau cycle.

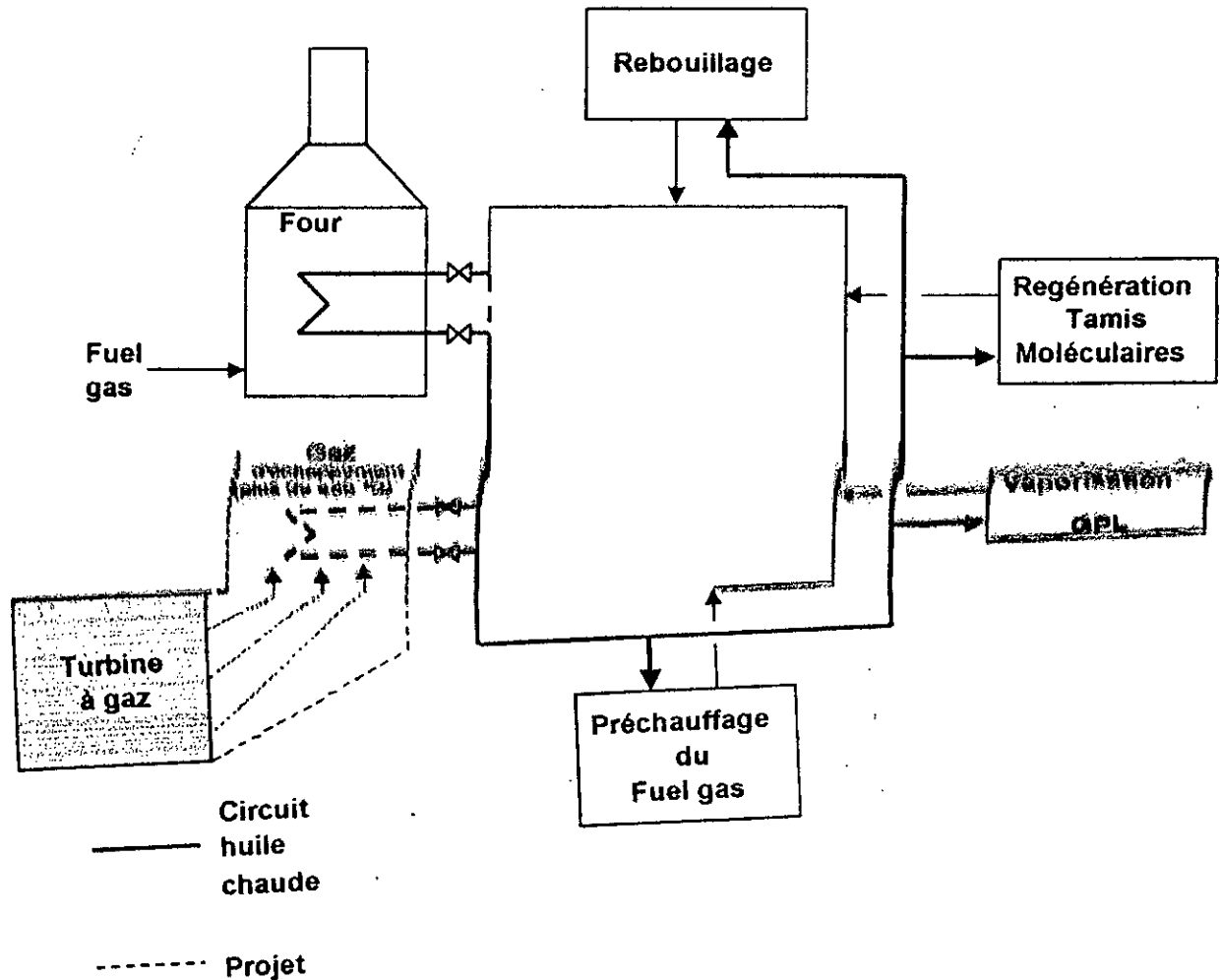


Figure I . 5: Principe de récupération des gaz d'échappement

Chapitre II

Généralités

Ce chapitre apporte des notions concernant les éléments qui interviennent à plusieurs reprises dans cette étude :

- Turbines à gaz ;
- Fours ;
- Echangeurs de chaleur (récupérateurs).

II.1- Turbines à gaz :

II.1.1 - Définition : [ENC98]

Une turbine à gaz est une machine qui est mue par l'énergie de détente de gaz à haute température ; cette détente est rendue possible par une compression préalable et un réchauffement des gaz. Les principaux éléments d'une turbine à gaz sont :

- Compresseur d'air,
- Chambre de combustion,
- Turbine.

La turbine et le compresseur sont reliés par un arbre moteur.

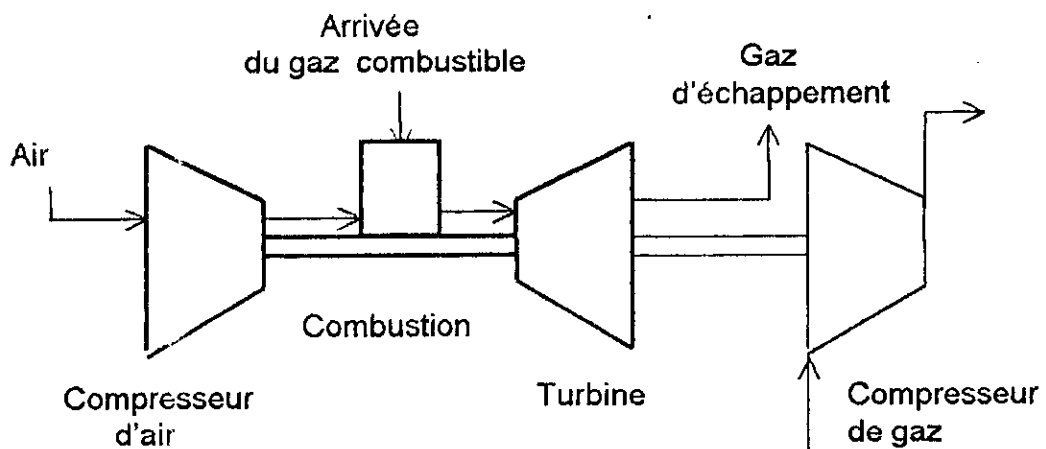


Figure II.1 : La Turbine à gaz

II.1.2 - Principe de fonctionnement :

L'air ambiant est aspiré puis comprimé par le compresseur, il entre ensuite dans la chambre de combustion où il est mélangé avec le combustible, le mélange passe ensuite par la turbine pour se détendre.

La turbine joue le rôle d'un moteur en entraînant à la fois, le compresseur d'air et le compresseur de gaz.

Dans les usines de traitement de gaz, plusieurs types de turbines à gaz sont utilisées :

- Les turbines qui entraînent des alternateurs pour la production d'énergie électrique nécessaire à l'alimentation de l'usine en électricité (moteurs électriques, éclairage,...)
- Les turbines qui entraînent des compresseurs servant à compresser le gaz avant de l'envoyer vers vente ou vers la réinjection dans le gisement .

II.1.3 : Les gaz d'échappement : [MEN92]

Les gaz d'échappement de la turbine constituent une source d'énergie calorifique fortement appréciée. Ils contiennent entre 65 % et 80% de l'énergie primaire libérée au niveau de la chambre de combustion.

Les caractéristiques les plus importantes des gaz d'échappement sont :

▪ Température	:	420- 650°C ;	
▪ Teneur en CO ₂	:	14- 17% ;	
▪ Teneur en produits toxiques	:	Nox	20 - 150 ppm
	:	CO	0 - 50 ppm
	:	CnHm	0 - 50 ppm

• Utilisation directe des gaz d'échappement :

On doit tenir compte de :

- 1°/ La possibilité de contrôler le débit des gaz (sa distribution et son flux à l'intérieur du récupérateur) ;
- 2°/ La possibilité de contrôler l'apport de l'énergie calorifique ;
- 3°/ Des pertes de charge pouvant affecter d'une façon importante le rendement de la turbine à gaz ; le système doit donc être conçu de manière à minimiser ces pertes.

On doit :

- Installer le récupérateur de chaleur le plus près possible de la turbine à gaz afin de diminuer les pertes calorifiques ;
- S'assurer que les pertes de charge ne perturbent pas le rendement de la turbine.

II.2 - Echangeurs de chaleur :

II.2 .1 - Définition : [WUI72]

On appelle échangeur de chaleur, tout appareil qui permet de transférer de la chaleur. On distingue trois classes d'appareils, correspondant à des fonctions très spécifiques :

- **Les échangeurs et les réfrigérants** : dans lesquels ne se produit aucun changement de phase. La désignation « échangeurs » est réservée aux appareils où le transfert entre fluides chaud et froid correspond effectivement à une récupération de chaleur, alors que le terme « réfrigérant » s'applique aux appareils où l'on refroidit un effluent par un fluide auxiliaire ;
- **Les condenseurs** : qui permettent la condensation et le refroidissement d'un effluent vapeur en tête de colonne, soit à l'aide d'un produit froid, soit à l'aide d'un fluide auxiliaire (eau, air, produit frigorigène) ;
- **Les rebouilleurs** : qui assurent une vaporisation partielle des produits des fonds de colonnes grâce à la circulation d'un effluent chaud.

Dans tous ces appareils, la surface de transfert est matérialisée par des tubes dont les divers arrangements permettent de résoudre les nombreux problèmes de récupération de chaleur rencontrés dans l'industrie.

II.2.2- Description des appareils : [WUI72]

- *Echangeurs double-tube :*

Ces échangeurs sont constitués par des éléments rectilignes de deux tubes concentriques.

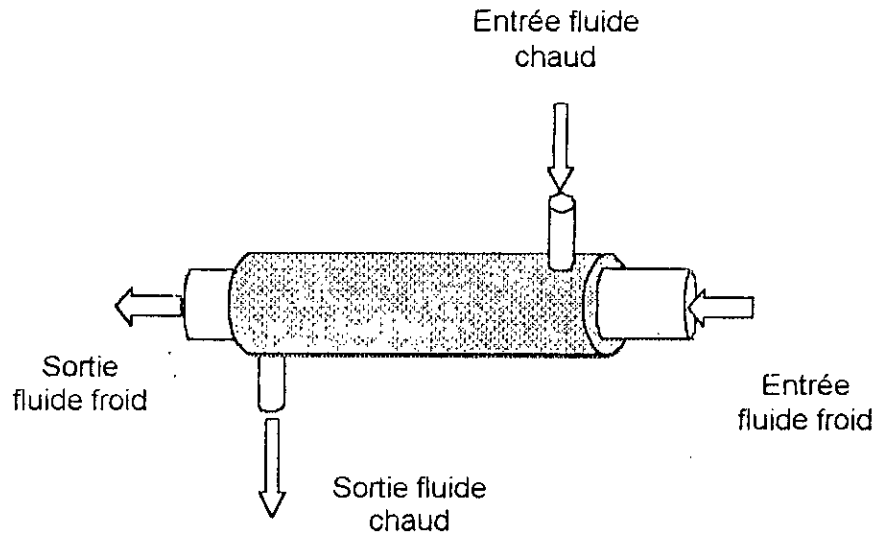


Figure II.2 : Echangeur à double tube (Référence : Wuithier page 1045 tomell)

- *Echangeurs à faisceau - calandre :*

Ce type est le plus répandu en raffinerie. L'appareil est constitué par un faisceau de tubes montés sur deux plaques tubulaires. A chaque extrémité sont fixées les boîtes de distribution qui assurent la circulation du fluide à l'intérieur du faisceau en plusieurs passes.

Le faisceau est logé dans une calandre, munie de tubulures d'entrée et de sortie pour le second fluide qui circule à l'extérieur des tubes.

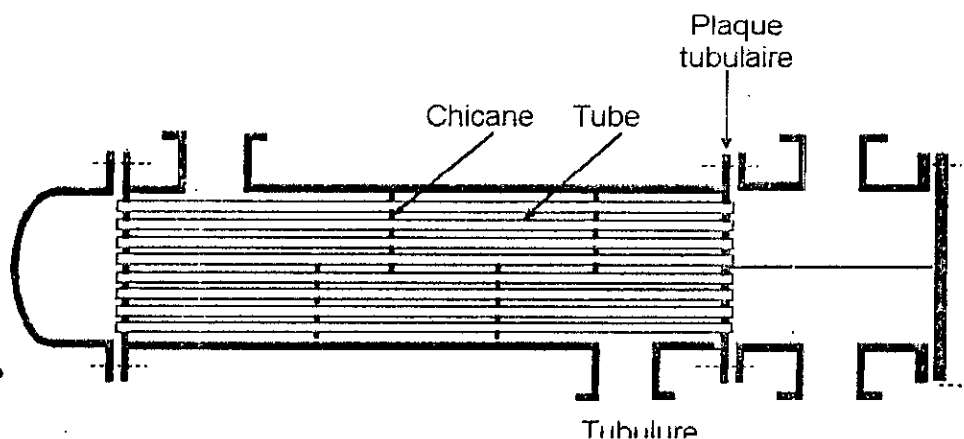


Figure II.3 : Echangeur faisceau-calandre (Référence : Wuithier page 1036 tomell)

II.2.3- Calcul des échangeurs : [WUI72]

Dans tout calcul d'échangeur de chaleur, le but est d'obtenir la récupération d'une certaine quantité de chaleur dans des conditions économiques optimales qui sont un compromis entre les frais d'investissement et les frais opératoires.

L'une des incidences indirectes de la vitesse de circulation du fluide est l'encrassement des tubes. Les dépôts sur les tubes réduisent la quantité de chaleur transférée sur une surface donnée et conditionnent directement la fréquence des arrêts pour nettoyage et les frais d'entretien.

- **Etude du transfert de chaleur :**

Quel que soit le type d'appareil utilisé, si l'on prend en considération les conditions d'entrée et de sortie des deux fluides, il est possible d'établir le bilan thermique global de l'appareil en écrivant que la quantité de chaleur Q perdue par le fluide chaud est égale à celle prise par le fluide froid, si l'on néglige les pertes thermiques :

$$Q = M(H_2 - H_1) = m(h_2 - h_1) = m C_p \Delta T$$

M, m : débits massiques horaires des fluides chaud et froid respectivement

H, h : enthalpies des fluides en fonction de leurs températures T et t .

C_p : chaleur spécifique

ΔT : différence de température.

$$Q = U \cdot A \cdot \Delta t_m$$

U : coefficient de transfert global ;

A : surface d'échange ;

Δt_m : différence de température moyenne entre les deux fluides

- **Considérations d'ordre économique sur l'utilisation d'échangeurs de chaleur :**

La rentabilité d'un échangeur est fonction, la plupart du temps, de la quantité de la chaleur qu'il permet de récupérer et qui sans lui serait gaspillée. Il y a toujours une surface maximale au-delà de laquelle l'opération cessera d'être économique.

C'est la raison pour laquelle un dimensionnement s'avère nécessaire en fonction des données de fonctionnement.

- **Le rendement d'un échangeur de chaleur :**

Il est défini comme étant le rapport entre la quantité de chaleur effectivement transférée par l'échangeur et la quantité maximale de chaleur qui aurait pu être transférée par un échangeur théorique.

II.3- Fours : [WUI72]

II.3.1- Utilisation des fours en raffinerie : [WUI72]

Dans la plupart des installations de raffinerie, l'apport des calories nécessaires au procédé mis en œuvre se fait par l'intermédiaire d'un four à chauffage direct dans lequel les calories produites par la combustion sont récupérées par radiation et convection au fluide à réchauffer qui circule dans un faisceau de tubes.

Les usages de fluides sont multiples :

- *Réchauffage d'un fluide sans changement de phase :*

C'est le cas des fours à huile chaude placés sur un circuit alimentant plusieurs échangeurs où se fait le transfert de calories au procédé.

- *Réchauffage d'un fluide avec vaporisation partielle :*

C'est le cas de la plupart des fours des installations de distillation. Les fours de ce type sont les plus nombreux et sont en général, ceux dont la capacité thermique est la plus élevée.

- *Rendement d'un four :*

On définit le rendement d'un four comme le rapport entre la quantité de chaleur absorbée par le fluide réchauffé et celle dégagée par la combustion.

II.3.2- Description d'un four : [WUI72]

Un four comporte :

- **Une zone de radiation** : qui est celle où les tubes sont directement exposés à la flamme et reçoivent la chaleur principalement par effet de radiation.
- **Une zone de convection** : si elle existe ,est installée à la sortie des fumées de la chambre de combustion.

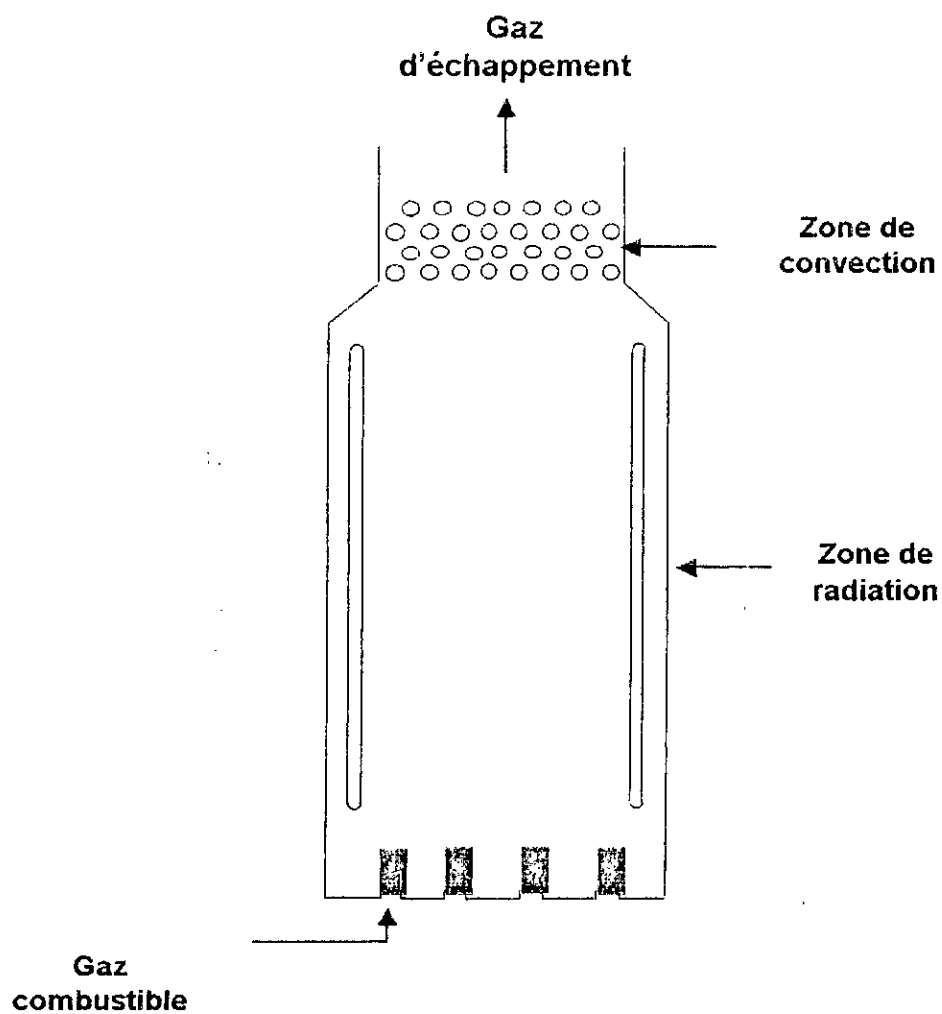


Figure II.4 : Description d'un four (Référence : Wuithier page 1149 tome II)

Chapitre III

Projet HAMRA

Nous allons à présent nous intéresser, à l'usine Hamra en décrivant les unités qui la constituent parmi lesquelles :

- L'unité circuit d'huile,
- Les unités abritant les turbines à gaz.

III.1 - Description de la région HAMRA :

III.1.1- Situation géographique :

Hamra est une zone à vocation gazière , elle se situe dans le grand Erg Oriental, à 300 km au sud- est de HASSI MESSAOUD, à 800 km de la wilaya d'ILLIZI et à 60 km de RHOURE NOUSS.

Altitude : 285 m

Climat : chaud et sec

Température : maximale = 49°C , minimale = -2°C.

Nous tiendrons compte ultérieurement de la température minimale, donnée nécessaire, pour le dimensionnement du récupérateur de chaleur.

III.1.2- Historique :

En 1991, SONATRACH a conclu un contrat avec un groupe français, portant sur la vente et achat par anticipation du condensat et du GPL sur une période de 14 ans. Le contrat de réalisation de l'usine a été attribué à un groupe italien durant la même année.

La mise en service de l'usine Hamra a eu lieu en 1995.

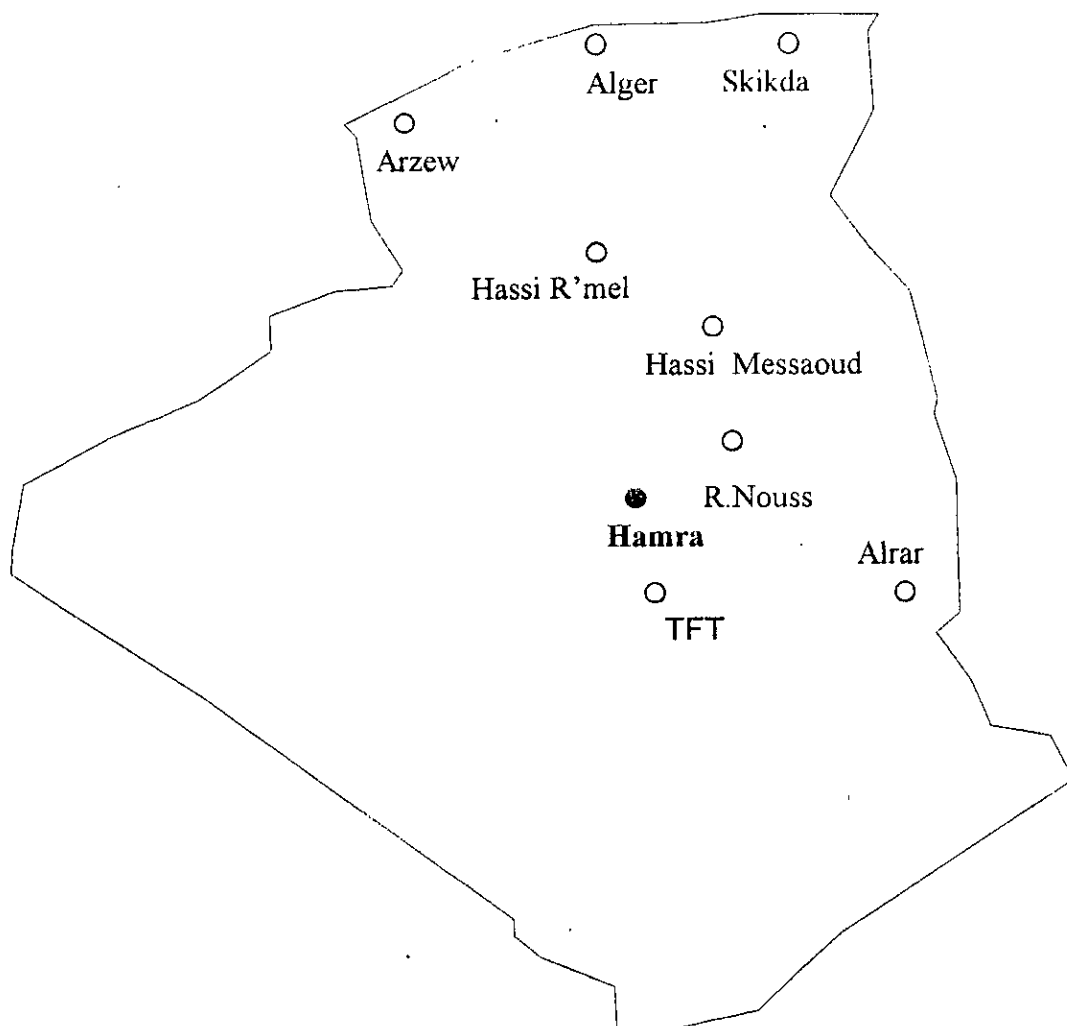


Figure III. Situation géographique de Hamra

III.1.3- Présentation de l'usine Hamra :

Hamra est une usine de traitement du gaz brut pour :

- La production du gaz sec.
- La récupération des fractions liquides :
 - GPL
 - Condensât

Les capacités des installations sont de 15 millions de m³/ jour de gaz brut pour produire :

- 13.1 M m³/j de gaz sec ;
- 2600 t/j de condensât ;
- 1400 t/j de GPL

Le complexe se compose principalement des unités suivantes :

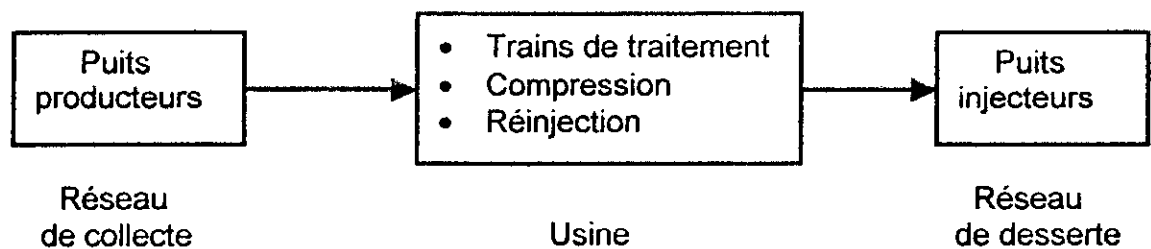


Figure III.1 : Schéma du complexe simplifié

1- Puits producteurs :

Le réseau de collecte d'une longueur de 42 km relie onze puits producteurs au complexe.

2- Trains de traitement de gaz :

L'unité comprend deux trains de traitement de gaz, la capacité de chacun est de 7,5 M m³/j de gaz brut.

3- compression :

La section compression se compose de deux compresseurs de type centrifuge BCL506. Chaque compresseur est entraîné par une turbine à gaz de type MS3002 de 9 MW de puissance.

4- Ré injection :

La section réinjection se compose de deux compresseurs de type centrifuge BCL405A et BCL304B, entraîné chacun par une turbine à gaz de type MS5002 de 19 MW de puissance.

5- Puits injecteurs :

Le complexe est relié aux huit puits injecteurs par l'intermédiaire de deux dessertes d'une longueur de 36 km.

6- Zones de stockage et d'expédition :**a- Condensât :**

La zone de stockage et d'expédition de condensât se compose de :

- Deux bacs à toits flottant d'une capacité de 6000 m³ chacun.
- Un bac à toit fixe pour le condensât hors spécifications d'une capacité de 2000 m³.
- Trois pompes d'expédition d'un débit de 130 m³/h.

b- GPL :

- Trois sphères d'une capacité de 2000 m³ chacune ;
- Une sphère d'une capacité de 900m³ pour le GPL hors spécifications ;
- Deux pompes Boosters d'un débit de 190 m³/h chacune ;
- Trois pompes d'expédition d'un débit de 95 m³/h chacune ;

7- Les utilités :

La zone des utilités se compose des sections suivantes :

• La centrale électrique :

Composée de deux turboalternateurs d'une puissance de 19 MW chacun et de deux groupes de secours de 2,4 MW ;

- Une unité de stockage et de distribution de l'huile ;
- Une unité de production d'air service et air instrument ;
- Une unité de production de gaz inerte (azote) ;
- Une unité de traitement des eaux de service ;
- Une unité de stockage et régénération des huiles de graissage.

8- Unité de circuit d'huile chaude : [HAM]

L'huile chaude circule dans un circuit fermé qui comprend : (voir annexe)

- Un réservoir tampon d'huile chaude (V-01) ;
- Trois pompes pour la circulation de l'huile chaude à travers les échangeurs de l'unité 10 et l'unité 120 (P-01 A/B/C) ;
- Deux filtres de l'huile chaude(S-01 A/B) ;
- Un four pour le chauffage de l'huile (F-01) ;
- Un aéroréfrigérant pour le refroidissement de l'huile chaude (EA-01) ;
- Un ventilateur pour le balayage du four avant le démarrage (U-01).

Le système huile chaude fournit la chaleur nécessaire à l'unité de traitement et au système de distribution du gaz combustible.

L'huile chaude recueillie dans le réservoir tampon V-01 est envoyée par les pompes P-01 A/B/C vers le réseau de distribution après filtration dans les filtres S-01 A/B, et réchauffage dans le four F-01.

Le réseau de distribution est conçu pour fournir la chaleur aux échangeurs suivants :(voir annexe)

- 10-E-08 rebouilleur du dééthaniseur ;
- 10-E-09 rebouilleur du splitter GPL ;
- 10-E-10 réchauffeur régénérateur du déshydrateur vapeur ;
- 10-E-11 réchauffeur régénérateur du déshydrateur liquide ;
- 10-E-12 réchauffeur de l'eau huileuse du séparateur HP ;
- 10-E-14 réchauffeur de l'eau huileuse du ballon de détente ;
- 10-E-15 réchauffeur du GPL ;
- 120-E-01 réchauffeur du gaz combustible.

Après échange thermique dans les échangeurs de chaleur, l'huile chaude est collectée dans un pipe et renvoyée au réservoir tampon.

Les réchauffeurs des eaux huileuses ont été mis hors service suite à l'apparition de problèmes de corrosion des tubes.

Le réchauffeur du GPL est mis en service, lorsque l'expédition et le stockage du GPL s'avèrent impossibles. Le GPL mélangé au gaz est dans ce cas réinjecté dans le gisement.

Le réservoir 140-T-01 a été prévu pour :

- Récupérer toute l'huile provenant des circuits des unités en cas d'entretien.
- Recevoir l'huile usagée à travers les pompes des réservoirs de drainage .

III.2 – Description du procédé : (Voir figure III.2 sur la page suivante)

Le gaz brut venant des puits producteurs subit un traitement en chaîne au niveau des deux trains.

Un train est une chaîne de production de condensât, G.P.L. et gaz sec , il est composé de :

- Section de séparation ;
- Section de déshydratation par adsorption à l'aide de tamis moléculaires ;
- Section de récupération des hydrocarbures liquides par détente à l'aide d'un Turbo- expander ;
- Section de fractionnement (déethaniseur) et splitter GPL.

- Circuit gaz :

Après avoir été traité au niveau des deux trains, le gaz sec est envoyé vers :

- L'unité de compression : où il est comprimé de 42 bar à 78 bar ;
- L'unité de réinjection : où il est comprimé de 78 bar à 272 bar, et réinjecté pour le maintien de pression du gisement .

- Circuit condensât et GPL:

Ces deux produits sont envoyés vers la zone de stockage puis expédiés vers les pipelines .

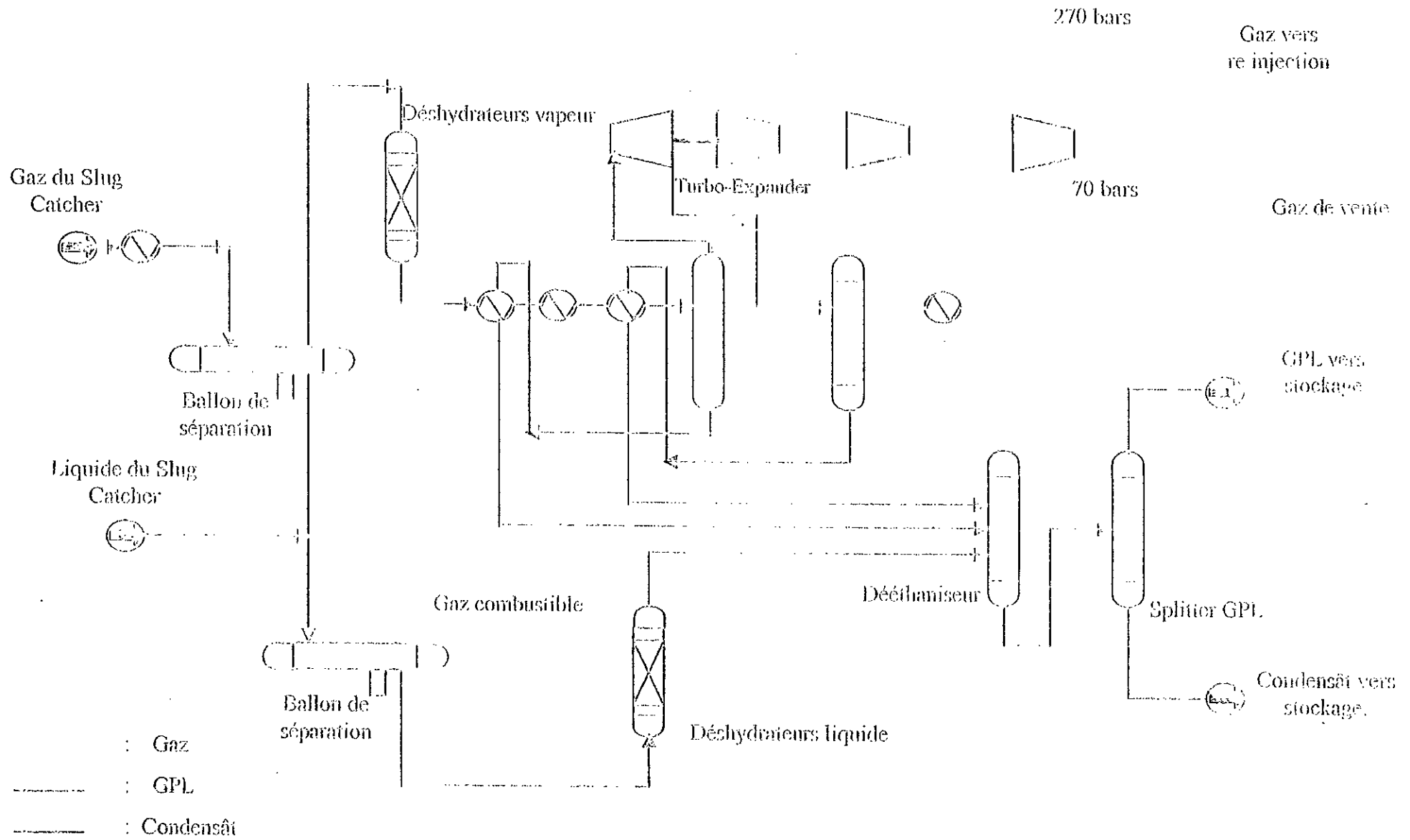


Figure III.2 Schéma simplifié du processus de traitement du gaz (source : manuel opératoire de Hamra)

L'usine comporte six turbines à gaz dans les unités suivantes :

- **La compression :**

Elle comporte deux turbines à gaz (unité 51 et 52) ,de type MS 3002 entraînant un compresseur de gaz à un seul étage (voir *figure III.3*).

- **La réinjection :**

Elle se compose de deux turbines à gaz à deux arbres (unité 61 et 62), de type MS 5002, elles entraînent un compresseur de gaz à deux étages. (voir *figure III.4*)

- **La centrale électrique :**

Elle comporte deux groupes turbogénérateurs appelés : unités 241 et 242
Le turbogénérateur comporte une turbine à gaz monoarbre de type MS 5001, accouplée à un alternateur pour produire l'énergie électrique . (voir *figure III.5*)
Cette centrale assure la fourniture d'énergie électrique à :

- L'usine de Hamra ;
- La base de vie et la base industrielle ;
- Aux installations de production de GPL de Rhourde Nouss.

- Compression(51,52) :

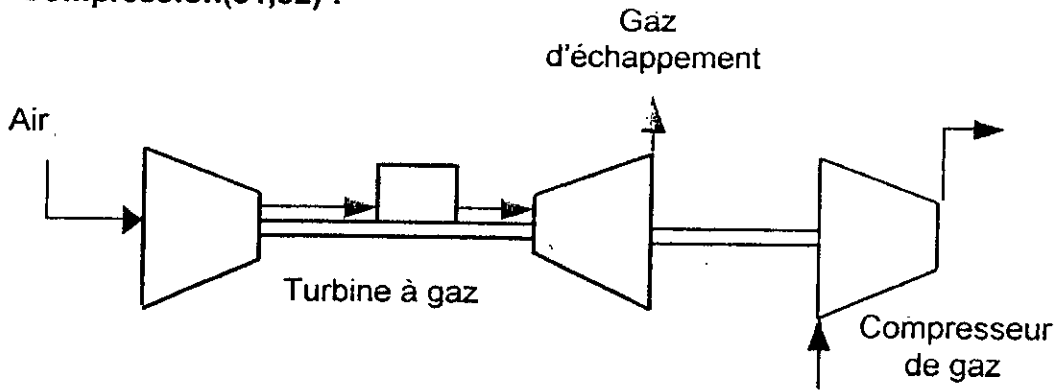


Figure III.3 : MS 3002

- Réinjection (61,62):

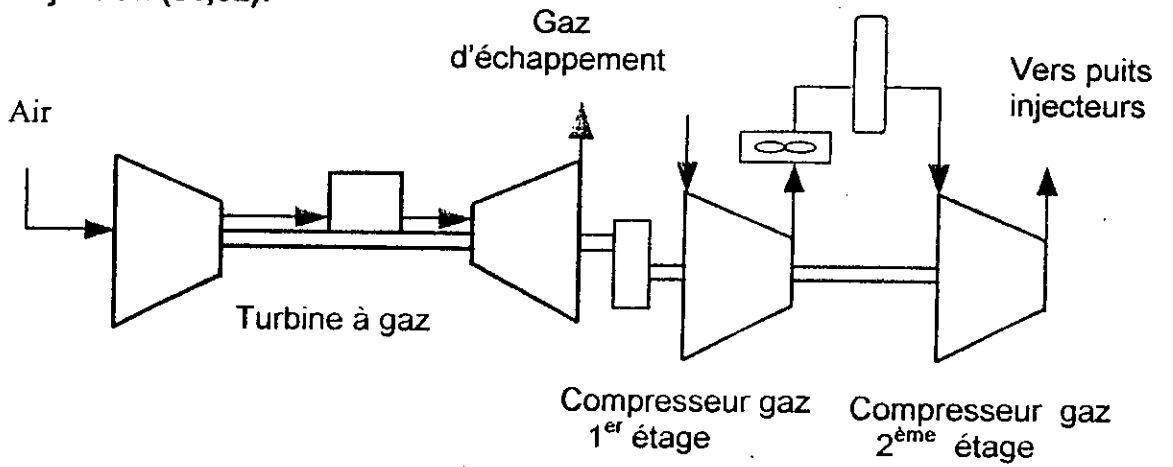


Figure III.4 : MS 5002

- Centrale électrique (241,242):

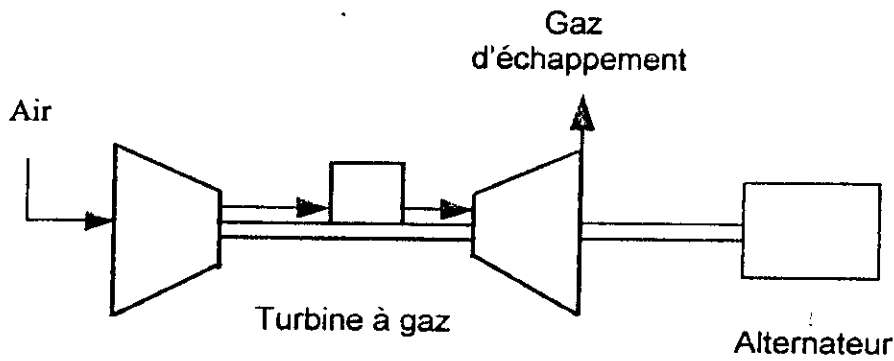


Figure III.5 : MS 5001

La figure III.6 décrit quelques unités de l'usine :

- La centrale électrique ;
- L'unité de compression ;
- L'unité de réinjection ;
- Deux trains de traitement de gaz.

Ainsi que l'emplacement des six turbines. Nous nous intéresserons à celles de la centrale électrique.

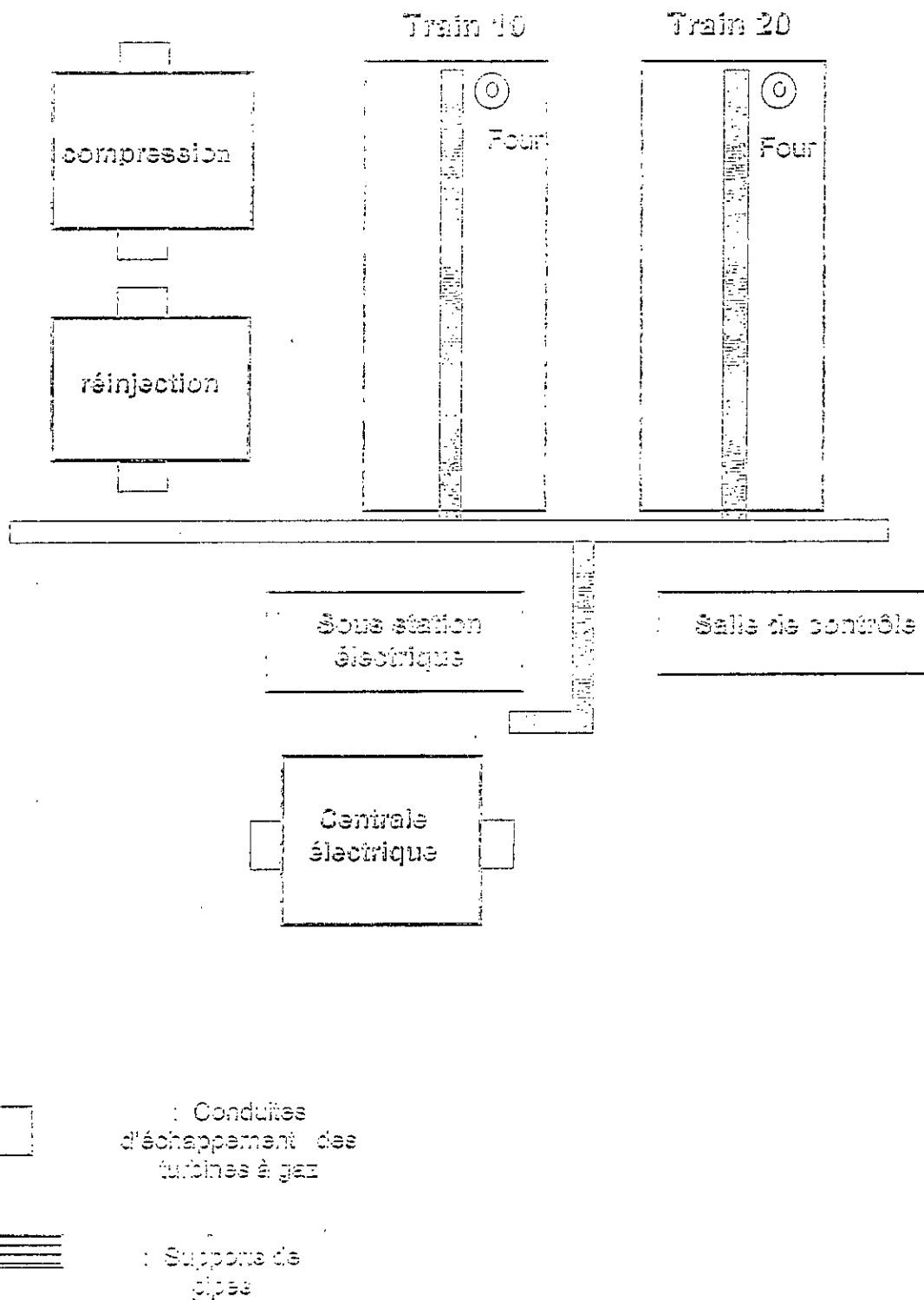


Figure III. 6 : L'emplacement des six turbines

Chapitre IV

Eléments du calcul économique

Ce chapitre traite des éléments qui interviennent dans l'étude technico- économique d'un projet . Ces éléments comprennent :

- Les investissements ainsi que leur structure de coût ;
- Les coûts d'exploitation qui incluent charges fixes et charges variables.

Nous définirons dans ce chapitre les variantes du projet.

IV.1- Les investissements : [MAR84], [CHA76]

1- Définition :

C'est un sacrifice de ressource que l'on fait aujourd'hui dans l'espoir d'une série de recettes futures dont le total devra être supérieur au décaissement initial correspondant au coût de l'investissement.

Les notions essentielles qui caractérisent l'investissement sont :

- 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, au total supérieures à la mise de fonds initiale.
- La notion de risque : le supplément de recettes futures par rapport au montant initialement décaissé est espéré.

L'étude de l'échéancier de trésorerie qui sert de base à la présélection de projets est réalisée à partir des données prévisionnelles suivantes :

- Le montant total de l'investissement ;
- La durée de vie utile de l'investissement ;
- Les coûts d'exploitation.

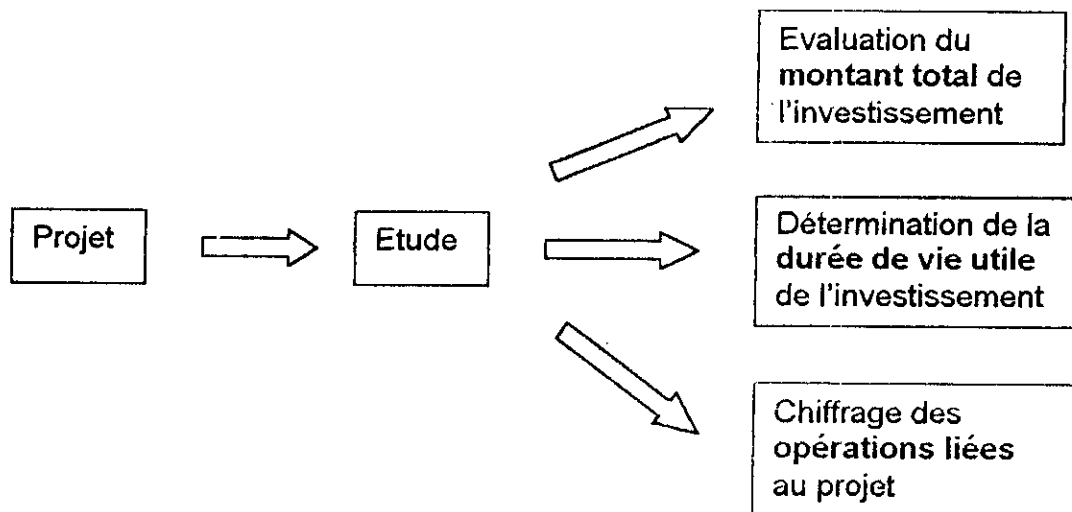


Figure IV. 1 : Etapes de l'étude d'un projet
(Référence : choix des investissements [MAR])

2- La préparation des données:

Une étude économique n'est possible que si les données nécessaires ont pu être rassemblées.

Les données essentielles dont on doit disposer pour le bon déroulement de l'étude :

- Bilans matières avec spécification des produits principaux ;
- Les consommations des produits chimiques ;
- Les conditions opératoires précises ainsi que les caractéristiques technologiques des équipements principaux ;

On doit joindre à ces données un schéma de l'installation et une description sommaire du fonctionnement de l'unité.

3- Les étapes essentielles d'un projet d'investissement comportent :

- les études de développement et d'opportunité ;
- les études préliminaires, de faisabilité ;
- l'avant-projet ;
- les études de base ;
- les études de détail et de construction ;
- le démarrage ;

Les études de faisabilité comportent au moins un descriptif des installations, un schéma de principe, un plan d'implantation, l'étude de toutes les implications du projet sur le site d'accueil, la prise en compte des aspects sécurité et environnement.

4- Durée de vie utile de l'investissement :

La durée de vie utile de l'investissement constitue l'horizon temporel de l'étude du projet.

5- Notion de variantes :

On entend par variantes, différentes manières de réaliser un projet d'investissement.

Les différences caractérisant les variantes d'un projet peuvent être de natures diverses :

- Caractéristiques techniques ;
- Capacité de production ;
- Date et durée de réalisation ;
- Localisation géographique ;

Après avoir énuméré les variantes, il convient d'en mener systématiquement l'étude. Celle-ci consiste essentiellement à décrire pour chaque variante, les conséquences économiques et financières qui résulteraient de son adoption.

- Les différentes variantes du projet :

Le stage que nous avons effectué à l'usine de Hamra nous a permis de définir trois variantes possibles :

❖ La récupération des gaz d'échappement des unités 51, 52 :

Ne constitue pas une option intéressante, car la quantité d'énergie contenue dans les gaz d'échappement des turbines de faible puissance (type MS3002) ne permettrait pas de fournir la chaleur nécessaire au circuit d'huile.

❖ La récupération des gaz d'échappement des unités 61, 62 :

N'offre pas une option intéressante à long terme. En effet, cette unité est appelée à s'arrêter dans le futur lorsque le gaz sec sera envoyé vers vente.

❖ La récupération des gaz d'échappement des unités 241, 242 :

Les deux turbines à gaz dimensionnées pour une puissance de 39 MW ne sont pas utilisées à pleine charge :

- La première fournit 5 MW ;
- La deuxième 10 MW.

Les turbines atteindront leurs puissances maximales lors de la construction :

- d'un aéroport pour desservir Hamra ;
- d'autres trains au niveau de Rhourde Nous ;

La centrale électrique fonctionne pratiquement toute l'année, contrairement aux unités de réinjection et de compression qui subissent des arrêts plusieurs fois par an pour effectuer des révisions,...

Nous retiendrons donc cette dernière variante pour l'étude du projet.

IV.2- La structure du coût d'un investissement : [CHA76]

Le montant des investissements correspond à la somme totale dépensée pour réaliser un projet industriel, afin d'effectuer les diverses opérations qui s'y rapportent, depuis les études technico-économique préliminaires jusqu'au démarrage.

Les investissements sont ventilés selon une méthode qui met en évidence les principaux postes suivants :

1- Les investissements en limites des unités de production :

Les investissements en limites des unités de production correspondent au coût des installations, c'est-à-dire du site et du montage.

Le montant de l'investissement correspond au :

❖ Coût de l'équipement principal :

- Le récupérateur de chaleur ;

❖ Coût de l'équipement secondaire :

- Les charpentes métalliques ;
- Les tuyauteries et vannes ;
- L'isolation thermique (calorifugeage) ;
- L'instrumentation ;
- L'installation électrique ;
- La peinture.

❖ Coût du montage et génie civil :

- La préparation du site ;
- Les fondations ;
- La mise en place des équipements ;
- Le raccordement et branchement ;

❖ Montant des frais indirectes de chantier et du transport :

- La location et la mise en place de matériel spécial de levage ;
- Les taxes, assurances et charge divers de chantiers ;
- Le transport des équipements.

❖ imprévus :

Ils ont pour objet de prendre en considération les frais exceptionnels relevant par exemple des retards imprévus pour cause d'intempéries (vents de sable), de modifications techniques dans la construction ,...

2- Les installations générales de stockages :

Les installations générales et stockages comprennent généralement :

- La production et la distribution d'utilités ;
- Les routes et accès ;
- Les bâtiments ;
- Les services généraux, ateliers, magasins, laboratoires de contrôle,...

Les installations citées ci-dessus existent à l'usine Hamra, nous n'évoquerons donc pas cette rubrique lors de l'évaluation des coûts d'investissement.

3- Les frais d'engineering :

Les frais d'engineering représentent la rémunération du travail intellectuel de conception et de contrôle, service 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 des entreprises spécialisées dans la fourniture et la mise en place des équipements ;
- La coordination et le contrôle de la construction ;
- Le démarrage des unités.

4- Le stock de pièces de rechange :

Toute installation doit comprendre un stock de pièces de rechange pour faire face aux incidents mécaniques susceptibles de se produire, et pour assurer un fonctionnement continu des opérations.

5- Les redevances :

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

Dans le présent projet ,les redevances sont versées à l'Etat. Elles représentent 12,5% du montant du chiffre d'affaires de l'entreprise

6- Le livre de procédé :

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

7- Les intérêts :

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 de nature variée, ou de capitaux propres dont dispose l'entreprise gestionnaire du projet.

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

Nous supposons que le projet sera financé par les fonds propres de l'entreprise, nous ne tiendrons donc pas compte des frais financiers dans le chapitre étude économique.

8- Les frais de démarrage :

Les frais de démarrage comprennent :

- L'assistance technique de l'engineering et du détenteur de licence pour mettre en service les installations.
- Les dépenses liées aux consommations diverses(pièces de rechange,...).

9- Les fonds de roulement :

Le fonds de roulement est une provision destinée à couvrir un nombre de frais issus du fonctionnement des installations.

La figure ci-dessous décrit la structure des coûts d'investissement :

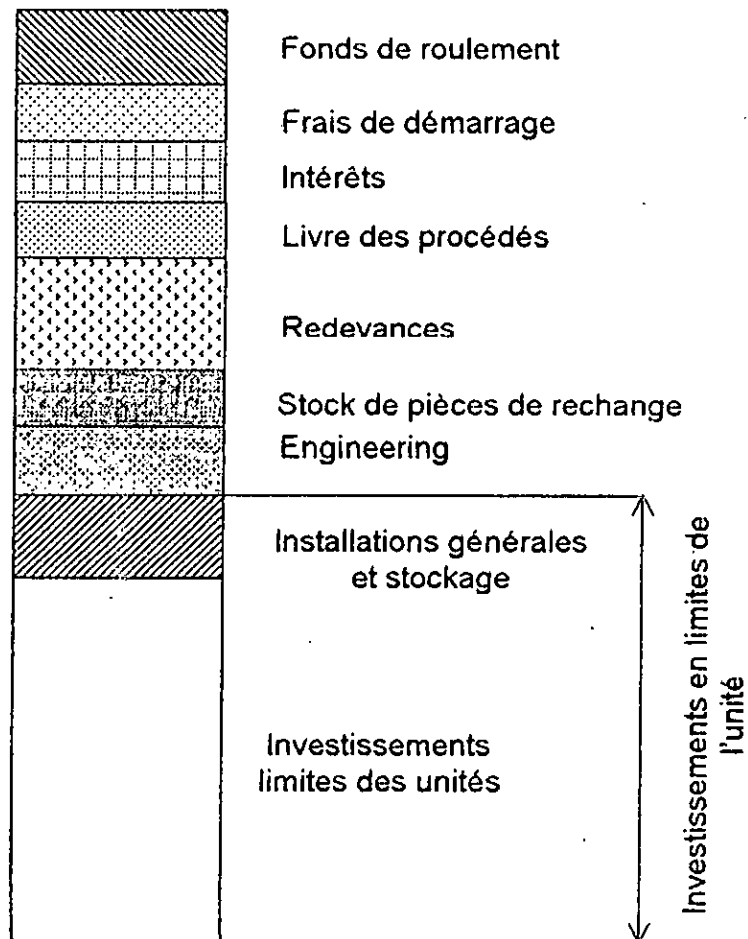


Figure IV.2 Structure des coûts d'investissement
(référence : Manuel d'évaluation économique des procédés [CHA76])

IV.3 – Les coûts d'exploitation

IV.3.1 : Les charges fixes : [CHA76]

Ce sont des 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. Ces frais comprennent les principaux postes suivants :

1- L'amortissement :

L'amortissement est une provision permettant de récupérer sur une période déterminée les capitaux initialement investis. Non imposable elle se distingue ainsi des bénéfices et permet de tenir en compte :

- La détérioration progressive des installations au cours de leur fonctionnement ;

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

- L'amortissement linéaire ;
- L'amortissement dégressif ;
- L'amortissement régressif ;

Nous adopterons lors de l'étude économique la méthode utilisée par Sonatrach, c'est à dire celle de 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 :

$$A_m = I / n.$$

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

2- La maintenance :

On distingue :

- L'entretien de routine, c'est à dire la visite et le contrôle périodique des divers éléments d'une installation ;
- Les révisions au cours des arrêts volontaires des unités ;
- Les réparations nécessaires au cours des incidents imprévisibles.

3- Les taxes et assurances :

On regroupe dans 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 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 trouvent chaque année selon un montant sensiblement identique.

Les assurances ne seront pas prises en considération lors de l'évaluation des charges fixes, parce que c'est toute l'usine qui est assurée et non l'installation prise à part.

IV.3.2 - Les charges variables : [CHA76]

Ces charges sont appelées variables, parce qu'à l'inverse des charges fixes, elles sont proportionnelles à la production réelle de l'unité . Elles comprennent :

1- La main d'œuvre :

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

Les coûts relatifs à cette rubrique sont négligeables : il n'est pas nécessaire de recruter du personnel d'exploitation du moment qu'il existe déjà sur site.

2- Le coût opératoire :

La somme des charges fixes, des charges variables et la main d'œuvre représente le coût opératoire, c'est-à-dire l'ensemble des dépenses permettant de réaliser l'opération envisagée.

3- Les recettes :

Les recettes de ce projet seront générées suite à la vente du gaz combustible économisé et consommé initialement par les deux fours.

En ce moment le gaz sec est totalement réinjecté dans le gisement pour le maintien de pression.

$$\text{Recettes} = \text{prix du gaz} * \text{quantité de gaz vendue}$$

Chapitre V

L'estimation des coûts

V.1 : Méthodes d'estimation :

V.1.1 - Estimation des coûts d'investissement : [BAB92]

1- Méthode globale d'estimation :

L'estimation globale est utilisée lors de la première phase du projet quand on ne dispose que d'un nombre réduit d'informations techniques.

Elle consiste à utiliser des informations concernant des équipements déjà mis en place et semblables à ceux qui font l'objet de l'étude. Ces équipements peuvent présenter des caractéristiques différentes : date de réalisation, localisation géographique, capacité de production.

Elle a pour objectif la détermination d'un ordre de grandeur dans la perspective d'ouverture d'une étude de faisabilité .

L'ordre de grandeur recherché s'obtient par un processus basé sur la comparaison et l'extrapolation en prenant comme référence des unités semblables ou suffisamment proches .

2- Méthodes multiplicatives :

Elles utilisent des coefficients pour passer du coût du matériel principal au coût total de l'investissement en limites de l'unité.

Pour effectuer des corrections permettant de passer d'un équipement à un équipement de taille différente , on utilise généralement la formule suivante :

$$I_1 / I_0 = (C_1 / C_0)^K$$

Où :

I_0, I_1 : coûts d'investissement des équipements comparés ;
 C_0, C_1 : capacités de production des équipements.

Le facteur K est une constante généralement inférieure à 1.

Nous adopterons cette méthode pour l'évaluation des coûts d'investissement, en considérant comme matériel principal les deux récupérateurs de chaleur.

3- Méthodes modulaires :

Les techniques précédentes peuvent être utilisées en décomposant un investissement en différents modules, représentant chacun un équipement.

4- Méthodes analytiques d'estimation :

Elles consistent à analyser et à estimer poste par poste les différentes structures du coût d'un investissement . Elles demandent donc un travail long et délicat, s'appuyant sur la consultation de fournisseurs éventuels.

Très souvent les méthodes globales et analytiques sont en fait associées, le coût des matériels par exemple , pouvant faire l'objet d'une analyse détaillée, les autres postes (installations annexes, transport, ...) étant estimés de façon globale. Ces méthodes permettant habituellement une estimation plus précise.

V.1.2- Estimation des dépenses d'exploitation : [TEC]

Pour estimer les dépenses d'exploitation, il est nécessaire de pouvoir prévoir qu'elles seront les conditions d'utilisation de l'équipement, en particulier les quantités qui seront produites au cours de la période d'exploitation :

- Utilités (énergie, électricité, ...), pièces de rechange ;
- Redevances, lorsqu'elles sont fonction des quantités produites.

1- Evolution dans le temps des dépenses d'exploitation :

Dans la plupart des projets d'investissement, les frais d'exploitation ne sont généralement pas constants dans le temps :

- Période de démarrage :

Il y a souvent une période pendant laquelle des essais et des mises au point doivent être effectués, ce qui entraîne des coûts .

- Usure des équipements :

Les frais d'entretien augmentent généralement avec l'âge et l'usure des matériels.

Le renouvellement de certaines pièces peut être nécessaire et devra être pris en compte dans les échéanciers.

Etant donné que la nouvelle installation sera constituée essentiellement de : pipes, récupérateurs (composés de tubes) , les frais d'entretien s'avèrent négligeables.

2- Evolution dans le temps des recettes :

Les recettes générées par le projet sont en fait les cash flow* positifs . L'évolution dans le temps de ces cash flow s'obtient en leur attribuant des coefficients d'actualisation relatifs à un taux d'actualisation** indiqué initialement par l'entreprise.

*,** : voir définitions sur les pages 38,39.

V.2 : Critères de décision : [CHA76], [MAR84],[BAB92]

V.2.1 : Le choix du critère économique :

Avant d'entreprendre l'évaluation d'un projet industriel, il convient de fixer les critères qui vont servir à formuler des conclusions de l'étude. Les plus employés sont :

- Le temps de remboursement simplifié ;
- La valeur actuelle nette ;
- Le taux de rentabilité interne ;
- L'enrichissement relatif en capital ;
- Le temps de remboursement actualisé.

V.2.1.1- Critères simples :

Les critères simples ne font pas recours à la notion d'actualisation.

Définition du Cash flow :

Surplus monétaire dû à l'exploitation de l'investissement.

Pour qu'une décision d'investissement soit rentable, la somme des surplus monétaires dégagée par l'investissement (cash-flow ou flux nets de trésorerie) doit permettre de :

- Récupérer la mise de fonds initiale ;
- Rémunérer le capital investi, c'est à dire couvrir les intérêts des capitaux engagés .

❖ Le temps de récupération (Pay Out Time) :

C'est le délai nécessaire pour que le cumul des Cash Flow couvre les dépenses d'investissement. Par conséquent la période de récupération sera atteinte quand les Cash Flow deviendront positifs.

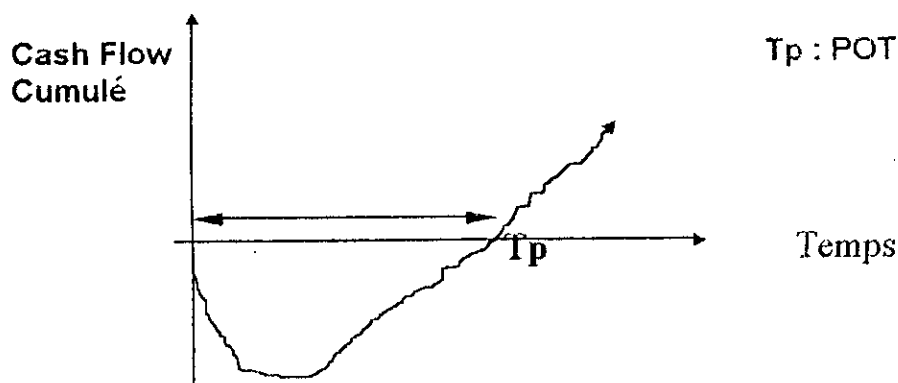


Figure V.1 : Le temps de récupération

V.2.1.2 : Les techniques basées sur l'actualisation :

Pour faire une analyse complète d'un projet, il est préférable de recourir aux méthodes qui utilisent l'actualisation :

Définition du taux d'actualisation :

Taux de rendement utilisé pour déterminer la valeur actualisée (la valeur équivalente aujourd'hui) d'une somme à payer ou à recevoir à une date ultérieure.

La valeur actuelle (Présent Value) d'un capital S_n disponible à la date n est la somme S_0 , qui, placée à intérêts composés jusqu'à la date n au taux a , produirait une somme égale à ce capital à la date de disponibilité n .

$$S_0 = \frac{S_n}{(1+a)^n}$$

On appelle : $1 / (1+a)^n$ coefficient d'actualisation.

❖ La valeur actuelle nette (V.A.N) :

Le critère fondamental du calcul économique est celui de la valeur actuelle nette.

C'est la somme des valeurs actuelles des flux de trésorerie associés au projet.

Il s'agit de la somme maximum qui peut être empruntée (au département financier) en plus des dépenses d'investissement de sorte que les revenus du projet permettront de rembourser l'ensemble et de le rémunérer à un taux au moins égal au taux d'actualisation.

Une valeur actuelle nette positive est le surplus monétaire dégagé par le projet après avoir :

- remboursé le capital investi sur la durée de vie du projet
- rémunéré le capital encore investi au début de chaque période à un taux égal aux coûts des capitaux.

La valeur actuelle nette sert de :

- **critère de rejet** : tout projet dont la valeur actuelle nette est négative est rejeté.

❖ **L'enrichissement relatif en capital (ERC) :**

Ce critère est défini comme étant le rapport du bénéfice actualisé global d'un projet à son coût d'investissement. Si n est la durée de vie des installations, on a :

Taux d'enrichissement relatif en capital exprimé en %:

$$\text{ERC} = \frac{\sum_{p=1}^n \frac{(\text{CF})^p}{(1+i)^p}}{I} * 100$$

La rentabilité d'un projet est d'autant plus grande que ce taux est élevé.

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

C'est la valeur du taux d'actualisation qui réduit à zéro la valeur actualisée des rentrées et des sorties de fonds .

Il permet de :

- **Rémunérer le capital investi** et non encore remboursé, et ce sur toute la durée de vie de l'investissement ;
- **Rembourser le capital investi** (la mise initiale).

Il sert de :

- **Critère de rejet** : tout projet dont le TRI est inférieur au coût des capitaux ou à la valeur fixée par l'entreprise comme taux de rejet est éliminé.

Remarque :

Le TRI représente le taux d'intérêt pour lequel on pourrait accepter d'emprunter pour financer l'investissement , or il a été supposé que le projet sera financé par les fonds propres de l'entreprise. Les trois premiers critères sont donc suffisants pour le calcul de rentabilité .

En ce qui concerne Sonatrach, dès qu'il s'agit d'un projet dont la durée de vie dépasse les trois ans, le calcul du TRI est imposé pour déterminer la rentabilité économique du projet. Nous en tiendrons donc compte dans le chapitre étude économique.

Analyse du risque :

Compte tenu du fait que le risque croit avec le temps, la méthode du délai de récupération du capital investi est souvent considéré comme étant un instrument de mesure du risque .

❖ Le temps de récupération actualisé :

Le temps de récupération en valeurs actualisées est la durée d'exploitation nécessaire pour que la somme des flux de trésorerie actualisés devienne positive c'est-à-dire pour que les revenus du projet permettent de rembourser l'investissement et de le rémunérer à un taux égal au taux d'actualisation.

V.2.2 : Le calcul économique :

Les trois grandes étapes qui interviennent dans le calcul économique sont :

- La détermination des investissements globaux ;
- La détermination des coûts d'exploitation ;
- L'étude de la rentabilité .

V.2.3 : Décision d'acceptation ou de rejet d'un projet :

Considérons un projet d'investissement unique , indépendant de tout autre projet. En avenir certain, il suffit en théorie de vérifier que le projet aura permis sur l'ensemble de la période d'exploitation de récupérer les dépenses initiales et de les rémunérer à un taux égal au taux d'actualisation.

Pour un projet d'investissement simple *, il suffit donc de vérifier que sa durée de récupération est inférieure ou égale à sa durée d'exploitation . L'intérêt de ce critère est alors un caractère très parlant .

V.3- Conclusion :

Pour un projet simple (flux de trésorerie négatifs suivis de flux positifs), on doit vérifier que :

- Le temps de récupération est inférieur à la durée d'exploitation du projet ;
- Sa valeur actuelle nette est positive ;
- Son taux de rentabilité interne est supérieur au taux d'actualisation.

* : il s'agit d'un projet dont l'échéancier comprend un ou plusieurs flux de trésorerie négatifs suivi d'un ou plusieurs flux positifs (un seul changement de signe).

Chapitre VI

Etude technique

Introduction : [TEC]

Les variables qui interviennent le plus fréquemment dans les systèmes énergétiques sont :

1- Ce qu'il faut déterminer :

- Caractéristiques du matériel (surface d'échange, diamètre de tuyauteries, etc...) ;
- Flux de matières et transferts d'énergie ;
- Autres paramètres physiques descriptifs du processus (températures, pressions,...).

2- Ce que l'on doit savoir sur l'environnement du système :

- Besoin que le processus doit desservir, c'est à dire l'énergie utile demandée (chaleur dans les conditions données,...) ;
- Prix d'achat des énergies consommées.

VI.1.1- Dimensionnement du récupérateur de chaleur :

1- Définition : [TEC]

Dimensionner un équipement, c'est déterminer les caractéristiques (dimensionnelles) des éléments qui le constituent en fonction des conditions opératoires.

Le dimensionnement du récupérateur considéré comme un échangeur de chaleur consiste à déterminer :

- *les données du processus :*
 - Températures et débits des fluides ;
 - Pertes de charge ;
 - Quantité de chaleur,...
- *la surface d'échange :*
 - Nombre de rangées ;
 - Nombre de tubes constituant le faisceau ;
 - Longueur et diamètre des tubes.

Nous avons pu effectuer le dimensionnement du récupérateur grâce au logiciel « HTRI » disponible dans un bureau d'études .

2- Description du récupérateur :

Le récupérateur est un échangeur de chaleur de type faisceau-calandre. Il permet l'échange de chaleur entre :

- L'huile (fluide froid) : circule côté tubes du récupérateur ;
- Le gaz d'échappement (fluide chaud) : circule côté calandre.

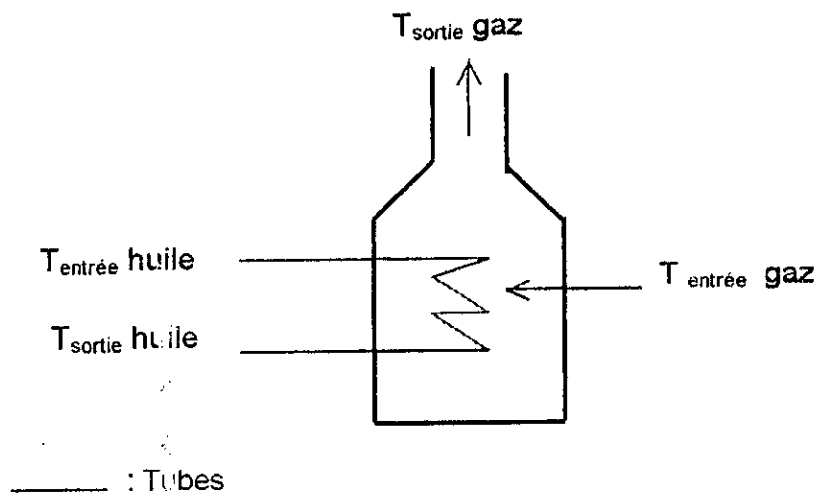


Figure VI.1.1.1 : Le récupérateur

3- Hypothèse :

Nous avons choisi une température ambiante (entrée Turbo-compresseur) $T = -2^{\circ}\text{C}$, c'est la température minimale dans la région et qui constitue le cas le plus défavorable .

4- Données sur les gaz d'échappement : [NUO92]

Température d'entrée : 497 °C
 Température de sortie : calculée par le logiciel « HTRI »
 Débit massique (m) : 129 kg /s pour une température ambiante $T = -2^{\circ}\text{C}$
 Chaleur spécifique : 1,15 kJ/kg. k

5- Données sur l'huile :

Température d'entrée : 225 °C
 Température de sortie : 302 °C
 Débit d'huile : 608 m³/h

Ces données sont obtenues à partir du PFD(Process Flow Diagram).

6- Caractéristiques de l'huile : [HAM]

Température (°C)	Densité (kg/m ³)	Chaleur spécifique (kJ/kgk)	Conductivité (W/mK)	Viscosité (mm ² /s)
200	885,41	2,226	0,105	0,96
220	871,81	2,296	0,103	0,82
240	858,21	2,366	0,101	0,71
260	844,61	2,436	0,099	0,63
280	831,91	2,506	0,097	0,57
300	817,41	2,576	0,095	0,51
Température maximale du film :			374°C	

Tableau VI.1.1.1: Caractéristiques de l'huile

La quantité de chaleur échangée entre les gaz d'échappement et l'huile devra être suffisante pour fournir la chaleur aux échangeurs de chaleur du circuit d'huile.

La chaleur échangée au niveau des échangeurs de chaleur est : (données Design)

Echangeurs	Chaleur échangée 10 ⁶ kcal/h
10-E-08 Rebouilleur du déethaniseur	7,160
10-E-09 Rebouilleur du splitter GPL	6,640
10-E-10 Réchauffeur régénérateur du déshydrateur vapeur	4,650
10-E-11 Réchauffeur régénérateur du déshydrateur liquide	2,000
10-E-15 Réchauffeur du GPL	2,136
120-E-01 Réchauffeur du gaz combustible	0,550
Total	23,136

Tableau VI .1.1.2 : Quantité de chaleur échangée

On doit déterminer une température de sortie des gaz d'échappement de manière à ce qu'on obtienne une quantité de chaleur égale à celle fournie par le four c'est à dire proche de $23,136 \cdot 10^6$ Kcal / h *.

La quantité de chaleur fournie par le four est calculée selon la formule suivante :

$$Q = m \rho C_p \Delta T$$

Tel que :

- M : débit volumique (m³ / h)
 ρ : masse volumique (kg / m³)
 Cp : chaleur spécifique (Kcal / kg°C)
 Δ T = T_{sortie} - T_{entrée} : différence de température(°C)

* :Quantité nécessaire pour la consommation thermique d'un train.

* :Quantité nécessaire pour la consommation thermique d'un train.

7- Détermination de la surface d'échange : [WUI72]

Le récupérateur de chaleur est de type faisceau- calandre .

L'objectif est de trouver une surface d'échange, qui permet de récupérer une quantité de chaleur suffisante pour les différents besoins de l'usine.

L'équation de base donnant la surface d'échange est :

$$S = \frac{Q}{U * \Delta t}$$

Avec :

S : surface d'échange des tubes (m²) ;

Q : chaleur échangée (kcal / h) ;

U : coefficient de transfert global (kcal/ h m²°C) ;

Δt : température logarithmique moyenne corrigée (°C) ;

Rappelons les données essentielles :

	Température (°C)		Débit
	Entrée	Sortie	
Gaz d'échappement	498,7	*	129(kg / s)
Huile chaude	225	302	608 (m ³ / h)

Tableau VI.1.1.3 : Les données du logiciel

* : valeur qui sera calculée ultérieurement par le logiciel

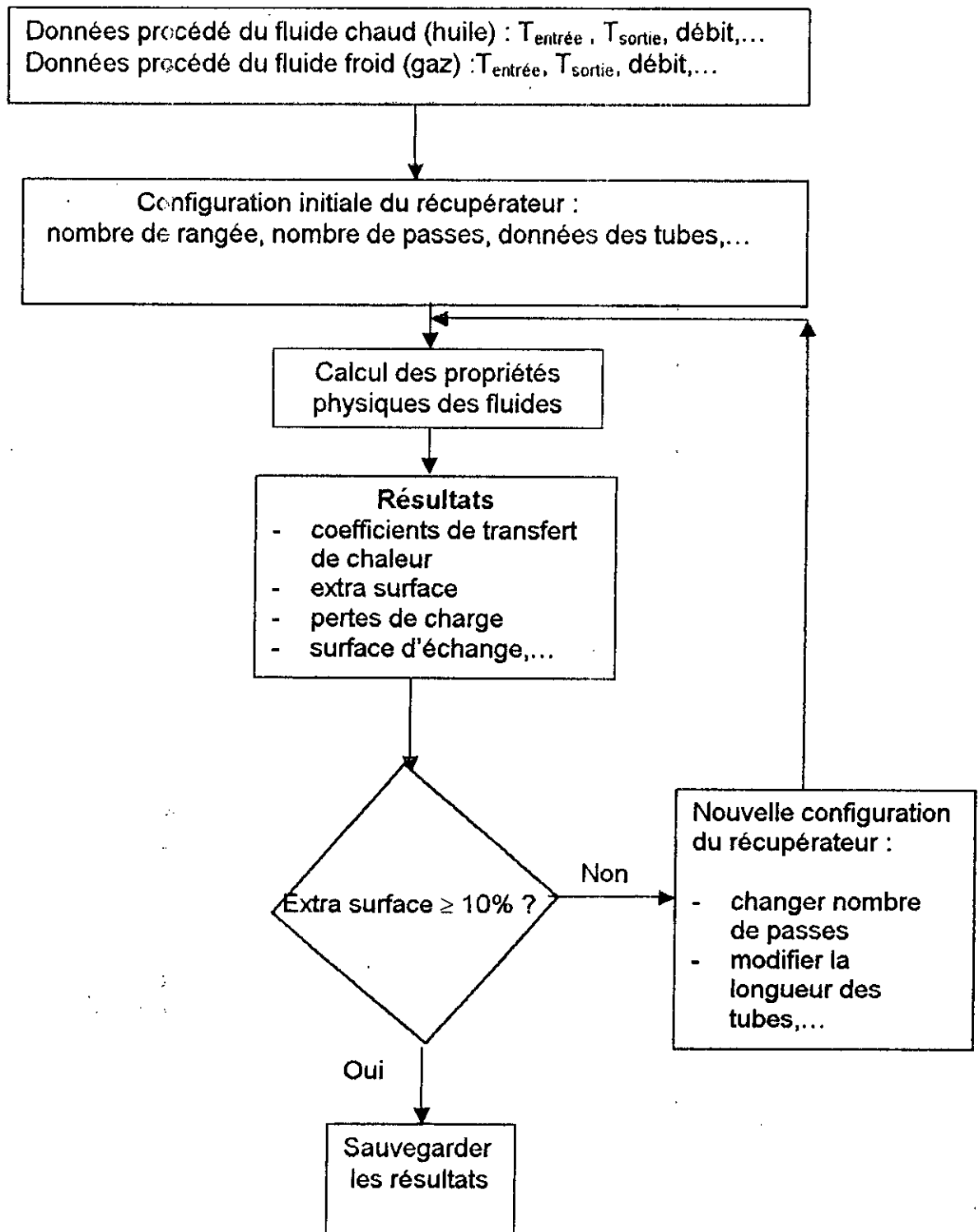


Figure VI.1.1.2 Organigramme décrivant la procédure de calcul du logiciel
(Référence manuel d'utilisation du ACE. HTRI)

8- Résultat du dimensionnement : (voir caractéristiques du récupérateur)

- La quantité de chaleur échangée entre l'huile et les gaz d'échappement est $Q = 22,74$ millions kcal/h.

Bien que cette valeur soit inférieure de 0,396 millions kcal/h par rapport à la valeur spécifiée (23,136 millions kcal/h), elle est acceptable du fait que :

- Le réchauffeur de GPL qui consomme une quantité de chaleur de 2,136 millions kcal/h , est utilisé exceptionnellement (en cas de problème d'expédition) ;
- La quantité de chaleur fournie par le four à l'huile, dans le cas de fonctionnement normal de l'unité, est d'environ 15 millions de kcal/h. Cette quantité a été déterminée sur la base des données DCS* lorsque les régénérateurs des déshydrateurs liquide et vapeur n'étaient pas en phase de réchauffement.
- La quantité de chaleur consommée par les deux régénérateurs est d'environ 6 millions kcal/h (voir tableau VI .1.1.2) ; ajoutée au 15 millions kcal/h, on atteindra les 21 millions kcal/h.

On en déduit que la quantité de chaleur trouvée (22,74 millions kcal/h) répond largement aux besoins de consommation thermique d'un train.

- La température maximale de l'huile (355 °C), ne dépasse pas la valeur tolérée (374 °C).

Ce récupérateur est presque identique à celui du projet TFT**, qui fournit une quantité de chaleur égale à 22,8 millions kcal / h.

- Le récupérateur de chaleur aura donc presque les mêmes caractéristiques que celui de TFT ;
- On se basera dans le chapitre étude économique sur le coût d'investissement du récupérateur de chaleur de TFT pour déterminer celui de Hamra.

* :DCS : (Distributed Control System) : système permettant d'obtenir les paramètres de fonctionnement de l'unité à distance et instantanément.

* *TFT : est une usine de traitement de gaz située à environ 100 km au sud -est de Hamra , elle comporte deux récupérateurs de chaleur des gaz d'échappement .

9- Caractéristiques du récupérateur :

Données du procédé					
	Unité	Calandre		Tubes	
Type de fluide		Gaz d'échappement		huile	
		Entrée	Sortie	Entrée	sortie
Température	°C	496,7	316,7	225	302
Débit total	1000 kg/hr	464,397		510,297	
Fraction massique de vapeur		1	1	0	0
Température tube	°C	274,5	387,4	258,1	355,4
Pression	kg/cm ²	1,0	1,0	11,72	11,35
Perte de charge	mm H ₂ O	160,8	0		
Perte de charge	kg/cm ²			0,379	0
Coefficient du film	kcal/hr m ² °C	436,40	32,72	890,80	
Facteur d'encrassement	hr m ² °C/kcal	0		0,0004506	
Capacité d'échange	10 ⁶ Kcal/h	22,7426			
MLDT	°C	144,36			
Nombre de Reynolds		149.291			

Surface d'échange	
Nombre de rangées (passes)	14
Caractéristiques des tubes	
Nombre par passe	18
Nombre total	252
Longueur (mm)	8.534,50
Largeur (mm)	3.924,35
Diamètre extérieur (mm)	114,30
Diamètre intérieur (mm)	101,60
Type du matériau	CARBON STEEL
Caractéristiques des ailettes	
Nombre (l/m)	197
Epaisseur de la base (mm)	1,3
Epaisseur de la partie supérieure (mm)	1,3
Hauteur (mm)	25,4
Type du matériau	ALUMINIUM
Nombre de tubulures	7

Tableau VI.1.1.4 : Caractéristiques du récupérateur

VI.1.2- Evaluation des pertes de charge:

1- Définition :

Les pertes de charges sont des chutes de pression du fluide lorsqu'il rencontre des obstacles (coudes,...) au cours de son écoulement dans les conduites.

2- Nature du problème :

L'installation de nouvelles canalisations de l'ancien circuit d'huile vers les récupérateurs de chaleur des turbines de la centrale électrique, pourrait occasionner des pertes de charges dues à la grande distance (environ 1110 m).

La question qui se pose est :

« est-ce qu'il faut installer d'autres pompes pour prévenir une éventuelle perte de charge ? »

Pour répondre à cette question l'évaluation des pertes de charge dans les conduites d'huile s'avère nécessaire.

Hypothèses :

- La perte de charge (Δp) entre les points A et B au niveau du four (voir figure. VI.2) est :

$$\begin{aligned}\Delta p &= p_{\text{entrée}} - p_{\text{sortie}} \\ &= 10,5 - 6,7 = 3,8 \text{ bars}\end{aligned}$$

- La perte de charge (Δp) au niveau des canalisations et du récupérateur doit être inférieure ou égale à 3,8 bars.

Les pertes de charge doivent être calculées en fonction de :

- La longueur des canalisations d'huile ;
- Diamètre des canalisations ;
- Nombre de vannes ;
- Nombre de coudes ;
- Caractéristiques physiques de l'huile.

3- Principe :

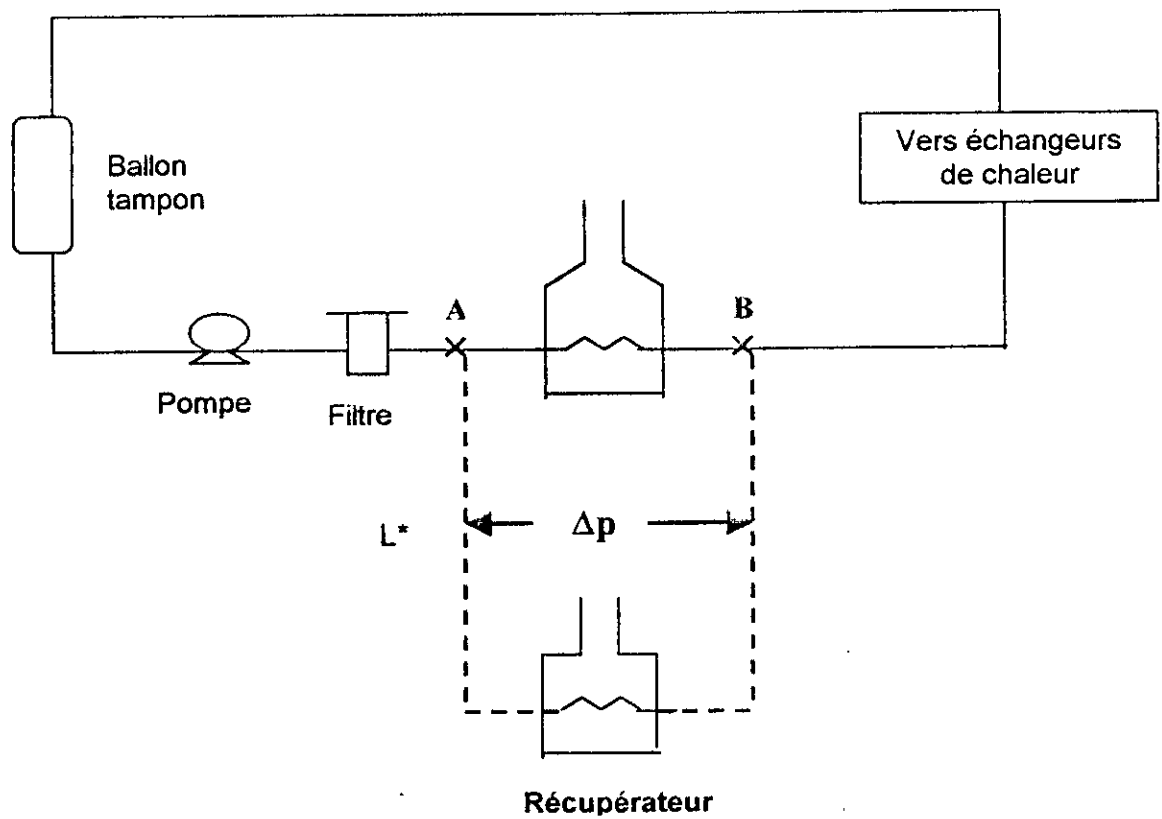


Figure VI.1.2.1 : Les pertes de charge

L^* : longueur du nouveau circuit

Le calcul des pertes de charge a été effectué grâce à un programme disponible dans un bureau d'études.

- **Inputs du programme :**

▪ Pression de refoulement des pompes	12 bars
▪ Débit maximal de l'huile	730 m ³ /h
▪ Longueur du pipe	700 m
▪ Diamètre du pipe	12"
▪ Nombre de branchement	2
▪ Nombre de coudes	10
▪ Nombre de vannes opercule	4
▪ Nombre de clapets anti- retour	1
▪ Elargissements	2

Tableau VI.1.2.1 : Les inputs du programme

- **Outputs :**

Débit d'huile	610 m ³ /h	730 m ³ /h
Δp ligne	0,97 bar	1,37 bar

Tableau VI.1.2.2 : Les outputs du programme

- **Cas du débit minimum de l'huile :**

- Δp récupérateur = 0,37 bars (voir caractéristiques du récupérateur de chaleur)
- Δp Total = Δp récupérateur + Δp ligne
= 0,37 + 0,97
= 1,34 bar
- Δp restante = 3,8 - 1,34
= 2,46 bar

- **Cas du débit maximum de l'huile :**

- Δp récupérateur = 0,37 bars (voir caractéristiques du récupérateur de chaleur)
- Δp Total = Δp récupérateur + Δp ligne
= 0,37 + 1,37
= 1,74 bars
- Δp restante = 3,8 - 1,74
= 2,06 bars

Dans les deux cas , les pertes de charge restantes seront absorbées par les vannes existantes au niveau de l'ancien circuit.

4- Conclusion :

- Les pompes existantes sont suffisantes pour véhiculer l'huile à travers tout le circuit ;
- Il n'est pas nécessaire d'installer de nouvelles pompes.

VI.2.1- Aspect sécurité :

1- Nature du problème :

L'industrie du gaz, est très contraignante du point de vue de la sécurité industrielle. Parmi les risques pouvant conduire à un accident majeur ,on cite souvent l'incendie, l'explosion ou la dispersion de produits toxiques ou inflammables.

Un mauvais fonctionnement des fours dans une raffinerie, pourrait être à l'origine d'un incendie (fuite de gaz). En effet, les fours comportent un système d'allumage complexe, fonctionnant grâce à un apport de gaz combustible.

Nous allons établir une comparaison entre les fours et les récupérateurs du point de vue sécurité :

- **Les fours :**

Toutes les conditions favorisant le déclenchement d'un incident suivi d'un incendie sont réunies dans un four :

- Présence de l'air ;
- Présence de gaz ;

La moindre étincelle pourrait donc être à l'origine d'un incendie. Elle est déclenchée dans une zone chaude (ce qui est le cas du four).

Les fours sont équipés de brûleurs à gaz , chacun est muni de :

- Vannes pour l'admission du gaz combustible au brûleur ;
- Détecteur de flamme pour le brûleur ;
- Système d'allumage .

En cas de fuite de gaz ou de mauvais fonctionnement des composants cités ci-dessus, le risque de déclenchement d'un incendie paraît inévitable.

- **Les récupérateurs :**

Les récupérateurs de chaleur sont des appareils fonctionnant par un simple transfert de chaleur, ils comportent :

- Des tubes ;
- Une calandre.

Les récupérateurs constituent donc une mesure de sécurité, du moment qu'ils ne comportent pas un système de flamme et sont d'une conception beaucoup plus simple que celle des fours.

Le tableau suivant met en évidence quelques incendies issus des fours, survenus dans plusieurs usines :

Origine de l'incendie	Lieu de l'incendie	Année
Four	Hassi Messaoud	
	- four « GPL Nord »	1996
	- four « CIS »	Mars 1998
	- four « CIS »	Octobre 1998
Four	Rhourde- Nouss	-
Four	Hassi -R'mel	-
Four	Gassi -Touil	-
Four	Stah	-
Four	HBNS	1999

Tableau VI.2.1 : Les différents incendies issus des fours 
(Source : rapport d'incendies, division sécurité. Siège central de Sonatrach)

Ces incendies engendrent un arrêt de la production pouvant aller jusqu'à six mois.

Tous ces incidents ont été reportés au siège central de Sonatrach, d'autres incidents appelés mineurs n'ont pas fait l'objet de rapport.

2- Conclusion :

- Les fours constituent un véritable risque de déclenchement d'un incendie ;
- L'arrêt des deux fours suivi de la mise en service des deux récupérateurs, améliorera la sécurité ;
- L'apport du projet en matière d'amélioration de la sécurité est donc justifié .

VI.2.2- Estimation de la quantité de CO₂ contenue dans les gaz d'échappement :

Il s'agit d'évaluer la quantité de CO₂, considéré comme un gaz à effet de serre, émise dans l'atmosphère avant et après la récupération des gaz d'échappement des turbines.

Cette évaluation nous permettra de mettre en évidence l'impact de l'arrêt des deux fours sur la diminution du taux de CO₂.

Le CO₂ est issu de la combustion du mélange air- gaz combustible :
On détermine la quantité du CO₂ à partir de la composition molaire* du gaz combustible, obtenue au laboratoire de Hamra :

Composition	Fuel gaz % molaire
N ₂	2,332
CO ₂	0,465
C ₁	86,758
C ₂	8,828
C ₃	1,252
i-C ₄	0,141
n-C ₄	0,141
i-C ₅	0,035
n-C ₅	0,024
C ₆	0,024
C ₇	0,000
C ₈	0,000
C ₉	0,000
Total	100,000

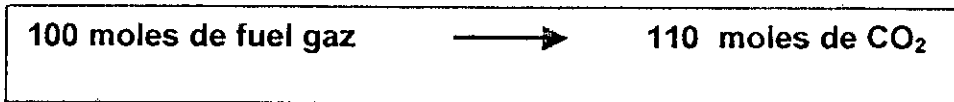
Tableau VI.2.2.1 : Composition molaire du gaz combustible

* : composition molaire : nombre de moles contenu dans les composants d'un gaz.

Il faut établir les équations de combustion du mélange air- gaz combustible :

Les réactifs		Les produits
$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 + \text{N}_2$ 86,758 mole (CH ₄)	→	$1\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{N}_2$ 86,758 mole (CO ₂)
$\text{C}_2\text{H}_6 + 7/2 (\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 8,828 mole (C ₂ H ₆)	→	$2\text{CO}_2 + 3\text{H}_2\text{O} + 7/2 \text{N}_2$ 17,656 mole (CO ₂)
$\text{C}_3\text{H}_8 + 5(\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 1,252 mole (C ₃ H ₈)	→	$3\text{CO}_2 + 4\text{H}_2\text{O} + 5\text{N}_2$ 3,756 mole (CO ₂)
$i\text{C}_4\text{H}_{10} + 11/2 (\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 0,141 mole (iC ₄ H ₁₀)	→	$4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O} + 11/2 \text{N}_2$ 0,564 mole (CO ₂)
$n\text{C}_4\text{H}_{10} + 11/2 (\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 0,141 mole (iC ₄ H ₁₀)	→	$4\text{CO}_2 + 5\text{H}_2\text{O} + 11/2 \text{N}_2$ 0,564 mole (CO ₂)
$i\text{C}_5\text{H}_{12} + 8(\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 0,035 mole (iC ₅ H ₁₂)	→	$5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + 8\text{N}_2$ 0,175 mole (CO ₂)
$n\text{C}_5\text{H}_{12} + 8(\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 0,024 mole (iC ₅ H ₁₂)	→	$5\text{CO}_2 + 6\text{H}_2\text{O} + 8\text{N}_2$ 0,12 mole (CO ₂)
$\text{C}_6\text{H}_{14} + 19/2 (\text{O}_2 + \text{N}_2)$ 0,024 mole (C ₆ H ₁₄)	→	$6\text{CO}_2 + 7\text{H}_2\text{O} + 19/2 \text{N}_2$ 0,144 mole (CO ₂)

Tableau VI.2.2.2 : Equations de la combustion du gaz.



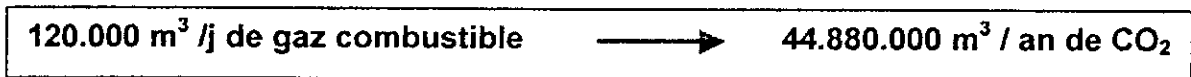
- **La quantité de CO₂ évacuée par la turbine à gaz :**

Une turbine à gaz de type FRAME5 consomme environ 120.000 m³ de gaz combustible par jour.

$$100 \text{ mole} \longrightarrow 2,24 \text{ m}^3$$

120.000 m³/j est équivalent à une quantité de 5.357.142,85 moles /j

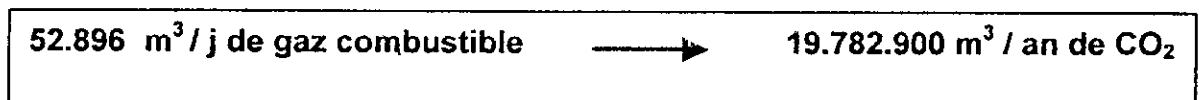
$$\begin{array}{l}
 5.357.142,85 \text{ moles /j} \longrightarrow 5.892.857 \text{ moles de CO}_2 \\
 \longrightarrow 132.000 \text{ m}^3 / \text{j de CO}_2
 \end{array}$$



- **La quantité de CO₂ évacuée par le four :**

Le four de Hamra consomme 2.204 m³/h (52.896 m³/j) de gaz combustible
 52.896 m³/j est équivalent à une quantité de 2.361.428,6 moles/ j

$$\begin{array}{l}
 2.361.428,60 \text{ moles/ j} \longrightarrow 2.597.571,46 \text{ moles de CO}_2 \\
 \longrightarrow 58.185,60 \text{ m}^3 / \text{j}
 \end{array}$$



- **Situation actuelle :**

Le tableau VI.2.2.3 met en évidence, la quantité de CO₂ évacuée dans l'air, issue des deux turbines à gaz et des deux fours.

Source d'émission	Quantité de CO ₂ émise dans l'air
Deux fours	39.565.800 m ³ / an
Deux turbines à gaz	89.760.000 m ³ / an
Total	129.325.800 m³ / an

Tableau VI.2.2.3 : Quantité de CO₂ avant la récupération

- **Situation après récupération :**

L'installation des deux récupérateurs de chaleur sera suivi de l'arrêt des deux fours. Le tableau VI.2.2.4 révèle la nouvelle quantité de CO₂.

Source d'émission	Quantité de CO ₂ émise dans l'air
• Deux turbines à gaz	89.760.000 m ³ / an

Tableau VI.2.2.4 : Quantité de CO₂ après la récupération

Conclusion :

Dans le cas d'arrêt des deux fours, le système de récupération de chaleur permettra de réduire les émissions atmosphériques polluantes contenant le CO₂ d'une valeur de 39,56 millions de m³ / an (791,2 millions de m³/ 20ans) , c'est à dire dans une proportion de 30% (voir figure.VI.2.2.1).

Rappelons que le CO₂ est un gaz à effet de serre très nocif pour la couche d'ozone.

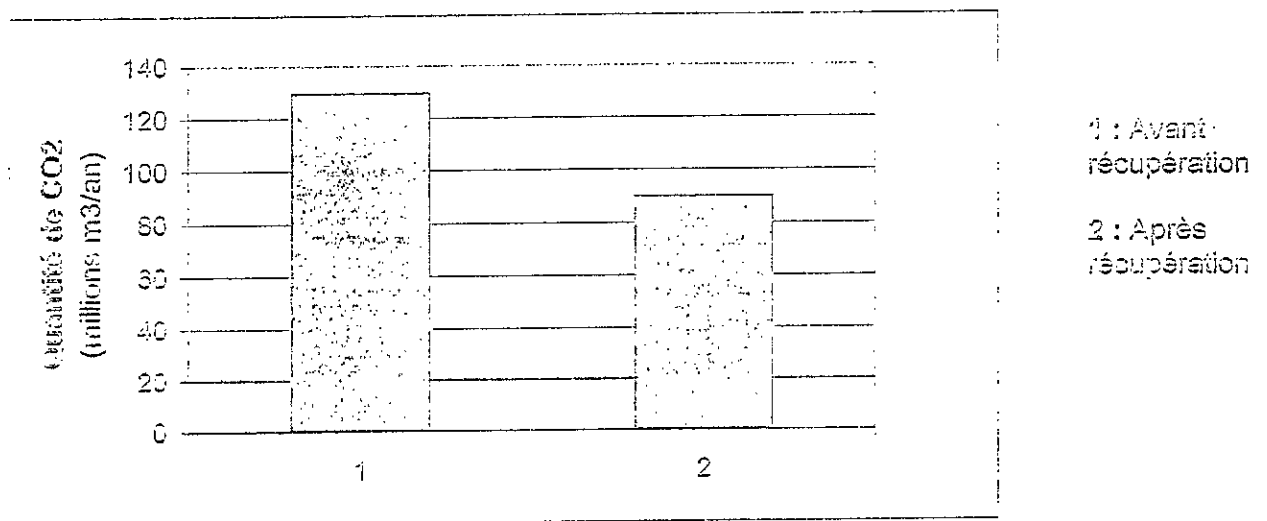


Figure.VI.2.2.1 : Quantité de CO₂ avant et après la récupération

Chapitre VII

Etude économique

Les sous chapitres VII.1 et VII.2 portent sur l'estimation des coûts d'investissement et d'exploitation relatifs au présent projet dont nous rappelons les principaux objectifs (voir figure VII sur la page suivante) :

- Installation de deux récupérateurs des gaz d'échappement des turbines à gaz de la centrale électrique ;
- Installation de nouvelles canalisations qui assureront le transport de l'huile de l'ancien circuit vers les deux récupérateurs au niveau de la centrale électrique ;
- Installation d'un système de contrôle des paramètres de fonctionnement(vannes,...).

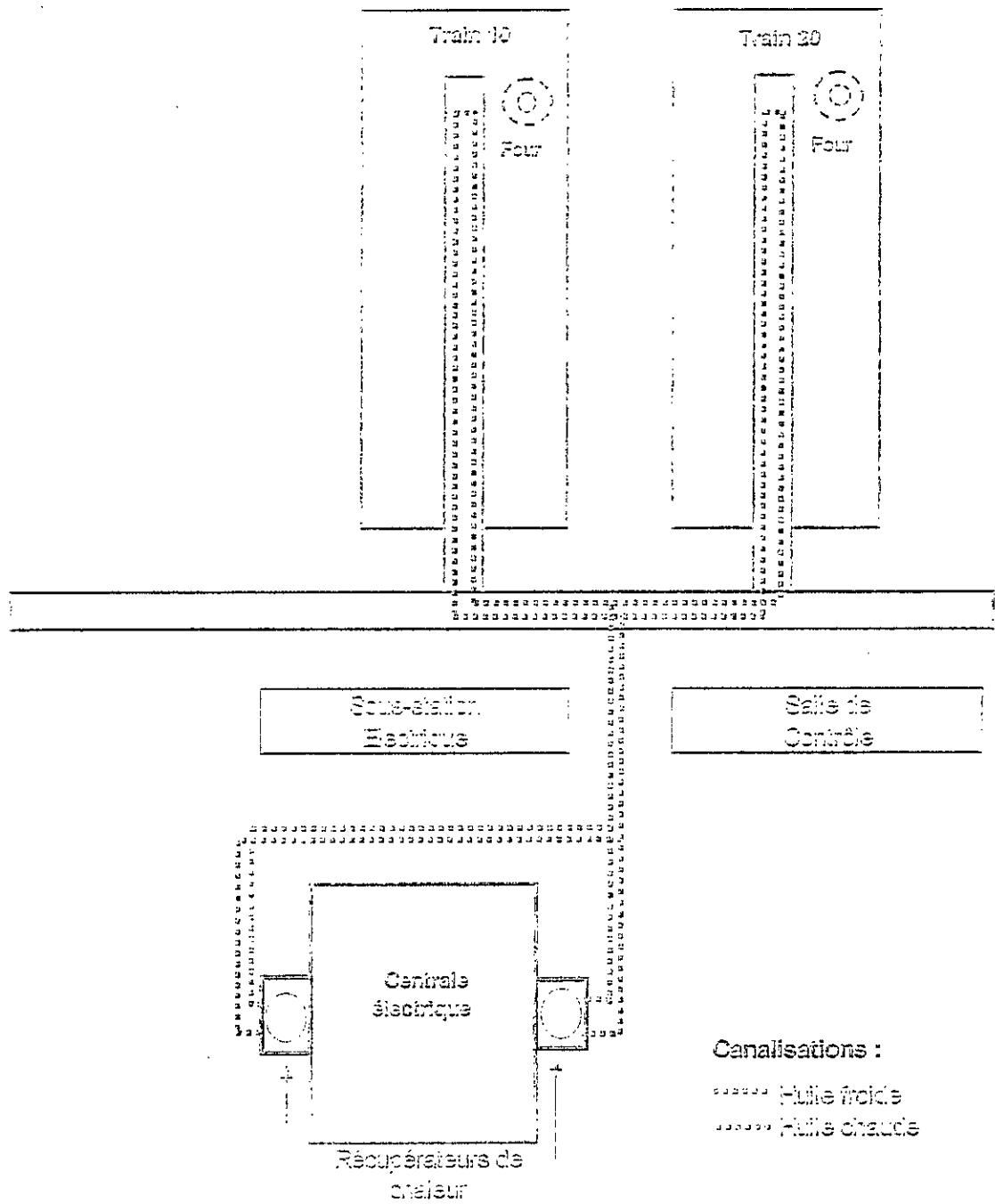


Figure VII : Schéma du circuit d'huile modifié

VII.1- Estimation des coûts d'investissement :

La méthode adoptée est celle qui repose sur l'emploi des coefficients selon la méthode normative pour passer de la valeur des équipements principaux à l'investissement total de l'installation.

A défaut de consultation auprès de fabricants de matériels, l'évaluation des investissements permet à l'aide de cette technique de déterminer le montant global du coût de l'installation.

1- Principe :

1^{ère} étape :

Le principe de la 1^{ère} étape consiste d'abord à estimer le coût du matériel principal ,c'est à dire les deux récupérateurs, ensuite à attribuer à ce coût des coefficients pour déterminer le coût du matériel secondaire (voir figure ci-dessous).

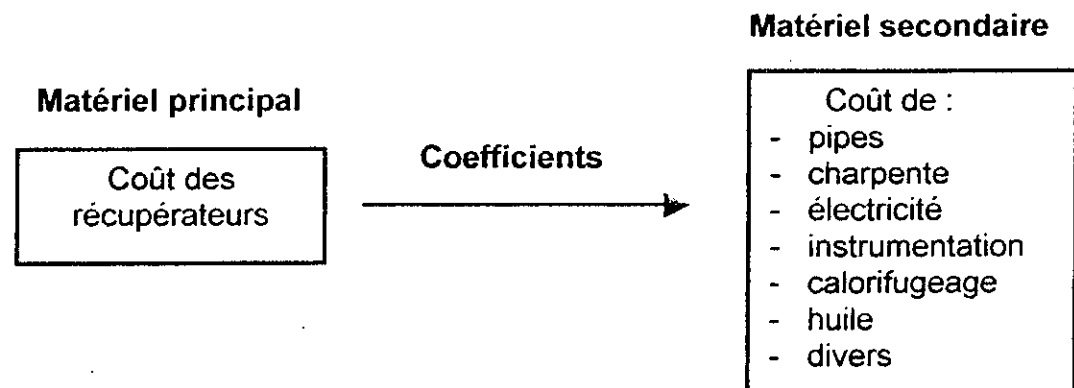


Figure.VII.1.1 :Principe de la méthode

2^{ème} étape :

Elle consiste à déterminer les coûts des autres rubriques (construction, pièces de rechange, ...) en se basant sur le total des coûts du matériel.

Remarque :

- Les différents coefficients utilisés seront indiqués dans les tableaux(VII.1.1 jusqu'à VII.1.9).
- Les coûts des prestations de service sont évalués en fonction du nombre d'heures de travail.

2- Estimation du coût du matériel principal (récupérateur de chaleur) :

Le coût du récupérateur de chaleur a été déterminé sur la base du coût du récupérateur de TFT selon le principe :

$$I_1 / I_0 = (C_1 / C_0)^K$$

Tels que :

I_0 : coût d'investissement du récupérateur de TFT ;
 I_1 : coût d'investissement du récupérateur de Hamra ;

C_1 : quantité de chaleur fournie par le récupérateur de Hamra
 C_0 : quantité de chaleur fournie par le récupérateur de TFT

$$I_1 = (C_1 / C_0)^K \cdot I_0$$

Données :

$I_0 = 765.400 \$$
 $C_1 = 22,74$ millions kcal/h
 $C_0 = 22,80$ millions Kcal/h
 $K = 0,8$ dans le cas des récupérateurs de chaleur

On obtient :

$I_1 = 772.000 \$$

Le coût de deux récupérateurs de chaleur est de : $I_2 = 1.544.000 \$$

3- Charge de démarrage (huile) :

Pour estimer le coût de l'huile , il faut d'abord estimer :

- La longueur totale des pipes dans lesquels circule l'huile ;
- Le volume d'huile contenu dans les pipes et les récupérateurs.

La longueur totale des pipes :

La longueur totale des canalisations constituant le nouveau circuit d'huile est environ 1.110 m. Cette valeur a été estimée à partir du schéma d'implantation de l'usine.

Volume de l'huile contenue dans les pipes : [PIP00]**Données :**

1 pouce = 0,0254 m

Longueur totale des pipes (l) : 1.110 m

Diamètre nominal des pipes : 12 "

Diamètre extérieur : 12,75"

Épaisseur : 0,375 "

Diamètre intérieur (D) = diamètre extérieur – épaisseur

$$= 12,75" - 0,375"$$

$$= 12,375"$$

$$D = 0,314 \text{ m}$$

$$V = l * \Pi (D/2)^2$$

Le volume de l'huile circulant à l'intérieur des pipes : 86.032 litres

Volume d'huile circulant à l'intérieur des récupérateurs :**Données :**

- Diamètre intérieur des tubes : 0,10 m
- Longueur des tubes (L) : 7,53 m
- Nombre de tubes (n) : 252 tubes

$$V = L * \Pi (D/2)^2 * n$$

- Volume d'huile contenu dans un récupérateur = 16.880 litres
- Volume d'huile contenu dans deux récupérateurs = 33.760 litres
- Volume total de l'huile = 33.760 + 86.032 = 119.792 litres

Hypothèses d'évaluation :

- Le taux de change de la monnaie : 1\$ = 70 DA (1^{er} trimestre année) ; 2000)
- Le prix de l'huile : 3 \$ / litre ;
- Les différents coefficients utilisés dans l'évaluation des coûts nous ont été fournis par la Sonatrach. Ces coefficients ont été élaborés sur la base d'une expérience acquise lors des évaluations de projets durant plusieurs années.

- Prestations et services :

Prestations et services	10 ³ \$
Engineering	213
Supervision	284
Démarrage	44
Formation	0
Total	I

Tableau VII.1.1 Coûts des prestations et services

- Matériels :

Matériels	Coût des récupérateurs(I ₂) * %
Piping (pipes + vannes)	I ₂ * 15 %
Charpente	I ₂ * 2,6 %
Electricité	I ₂ * 2,5 %
Instrumentation	I ₂ * 7,5 %
Calorifugeage	I ₂ * 2,5 %
Charge de démarrage	360.000 \$
Divers	I ₂ * 5 %
Total	I₃

Tableau VII.1.2 : coûts du matériel.

- Construction et montage :

Construction	Coût total des matériels (I ₃) * %
1- Génie civil	I ₃ * 8 %
2- Piping	I ₃ * 13 %
3- Charpente	I ₃ * 4 %
4- Electricité	I ₃ * 3 %
5- Instrumentation	I ₃ * 5 %
6- Calorifugeage	I ₃ * 3 %
7- Montage	I ₃ * 4 %
Divers	(1+2+3+4+5+6) * 5%
Total	I₄

Tableau VII.1.3 : coûts de construction et de montage

Remarque :

La rubrique divers concerne les frais liés au démontage des conduites d'échappement des turbines à gaz .

- **Transport :**

Transport	Coûts
Maritime	200.000 \$
Terrestre	$I_3 * 2,5\%$
Assurances	$I_3 * 0,2 \%$
Total	I_5

Tableau VII.1.4 : coût de transport

- **Pièces de rechange :**

Pièces de rechange	Coûts
Démarrage	$I_2 * 0,5 \%$
2 années	$I_2 * 4 \%$
Total	I_6

Tableau VII.1.5 : coût des pièces de rechange

- **Imprévus :**

Imprévus	$I_7 = I_4 * 5\%$
-----------------	-------------------

Tableau VII.1.6 : coût des imprévus

- **Taxes et impôts :**

Taxes et impôts	$I_8 = (I_1 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7) * 8 \%$
------------------------	--

Tableau VII.1.7 : coût des taxes et impôts

- **Total :**

Total des coûts	$I_9 = (I_1 + I_3 + I_4 + I_5 + I_6 + I_7 + I_8)$
------------------------	---

Tableau VII.1.8 : coût total de l'investissement

Les étapes précédentes sont résumées dans le tableau suivant :

Composantes de l'investissement	10³ \$
• Prestations et services	541
• Matériels	2.443
• Pièces de rechange	69
• Transport	266
• Construction	1.026
• Imprévus	217
• Taxes et impôts	365
Total	4.927

Tableau VII.1.9 : coûts totaux des différentes rubriques

On obtient un coût total de l'investissement égal à : **4.927.000 \$** ce qui est équivalent à une somme de 344,890 millions de DA

Désignations	Part Devises 10 ³ \$	Part Dinars 10 ³ DA	Total 10 ³ \$
1- Prestations de service			
* Engineering	70	10 000	213
* Supervision	70	15 000	284
* Démarrage	35	600	44
* Formation			0
S/Total	175	25 600	541
2- Equipments / Materiel			
* Récupérateurs	1 544		1 544
* Piping	232		232
* Charpente		2 800	40
* Electricité	39		39
* Instrumentation	116		116
* Calorifugeage	39		39
* Charge démarrage		25 200	360
* Divers	76	0	76
S/Total	2 046	28 000	2 446
3- Pièces de rechange			
* Démarrage	8		8
* 2 années	62		62
S/Total	70	0	70
4- Transport			
* Maritime	100	7 000	200
* Terrestre		4 280	61
* Assurances		342	5
S/Total	100	11 622	266
5- Construction			
* Génie civil		13 695	196
* Piping		22 255	318
* Charpente		6 848	98
* Electricité		5 136	73
* Instrumentation		8 560	122
* Peinture /calorifuge		5 136	73
* Montage		6 848	98
* Divers		3 081	44
S/Total	0	71 558	1 022
6- Imprévus	120	6 839	217
7- Taxes et impôts		25 543	365
8- Total	2 510	169 163	4 927

Tableau VII.1.10 : Les coûts d'investissement des différentes rubriques

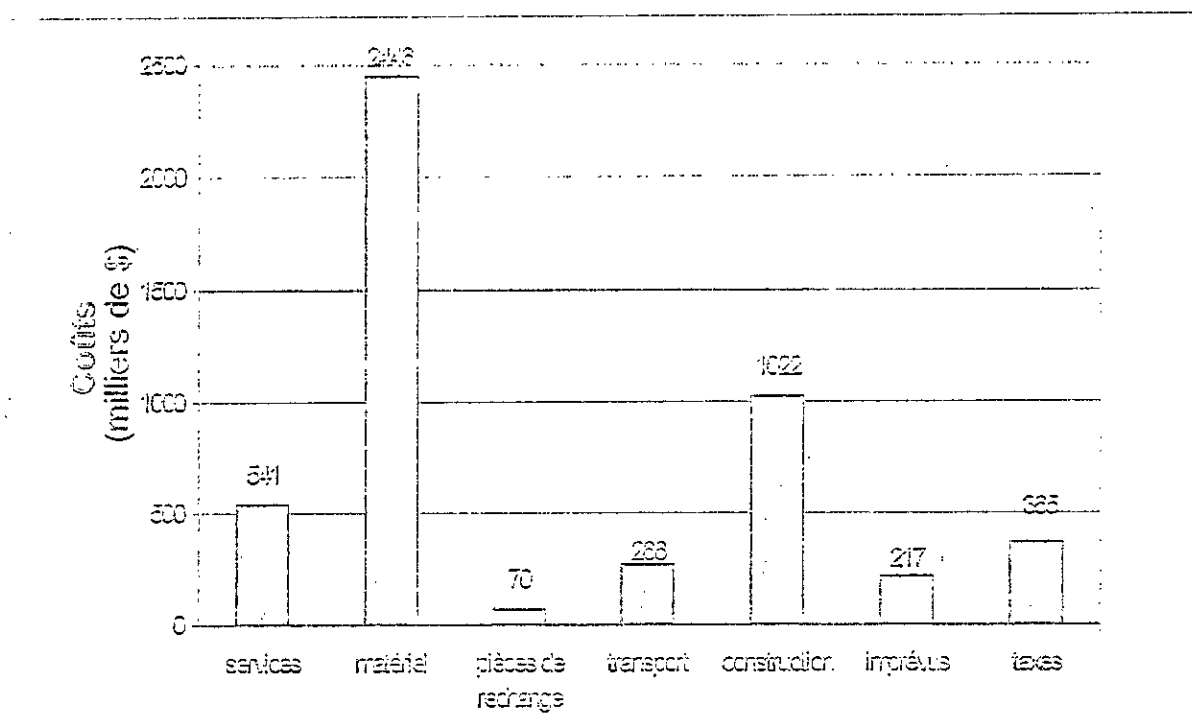


Figure VII.1.2 : structure des coûts d'investissement

On remarque sur la figure VII.1.2 que le matériel occupe la plus grande part dans le coût de l'investissement.

Ceci sous-entend que l'investissement total est sensible à la variation du coût du matériel. Il est donc important de mener une étude plus détaillée en s'orientant vers la recherche d'informations plus précises sur le matériel.

Une analyse de sensibilité effectuée sur le coût du matériel s'avère nécessaire pour évaluer l'impact de cette variation sur l'investissement total.

	-20%	-10%	0%	+10%	+20%
Coût du matériel (10 ³ \$)	1.954	2.199	2.443	2.687	2.932
Coût de l'investissement (10 ³ \$)	4.163	4.547	4.927	5.308	5.689

Tableau VII.1.11 : sensibilité du coût de l'investissement au coût du matériel

En se référant au tableau VII.1.11, on peut constater que le coût de l'investissement est tributaire des variations du coût du matériel. En effet, le montant de l'investissement total varie de -13% à +15% pour les valeurs minimum et maximum du coût du matériel.

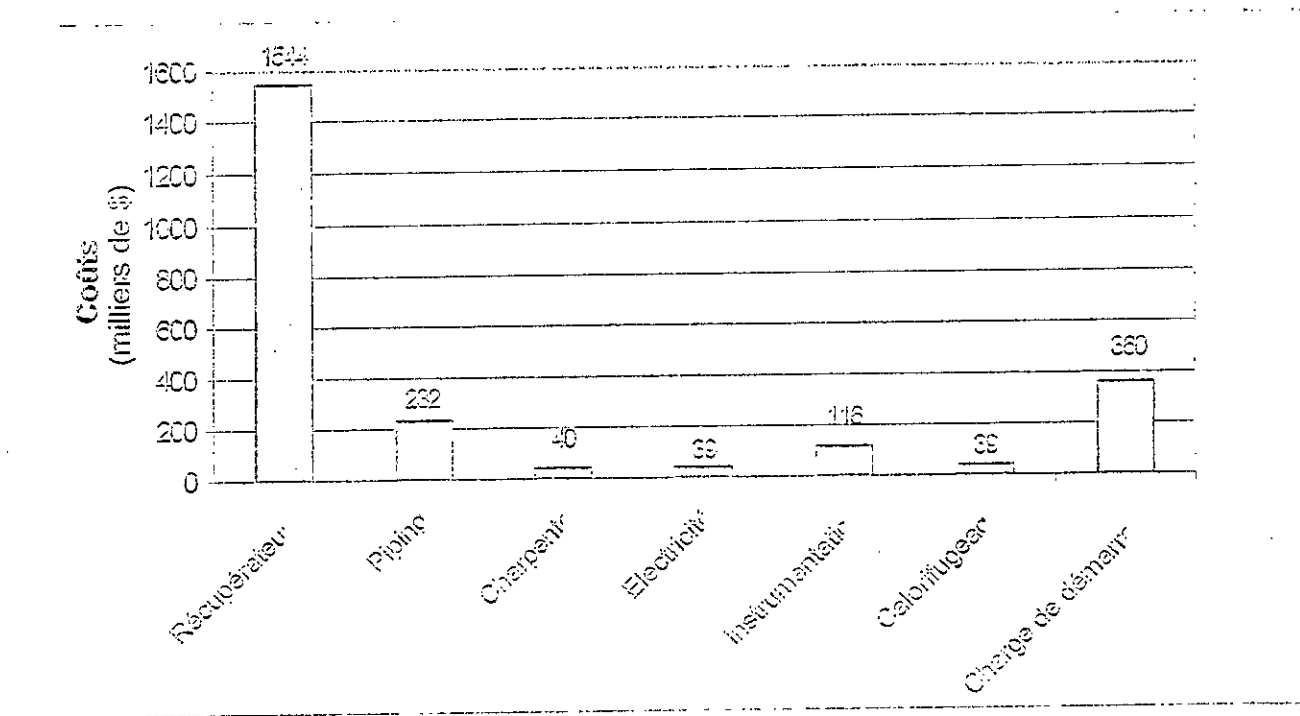


Figure VII.1.3 : Structure des coûts du matériel

La figure VII.1.3 fait ressortir l'importance du coût des récupérateurs par rapport aux autres rubriques constituant le matériel. Il occupe en effet une part évaluée à 62%.

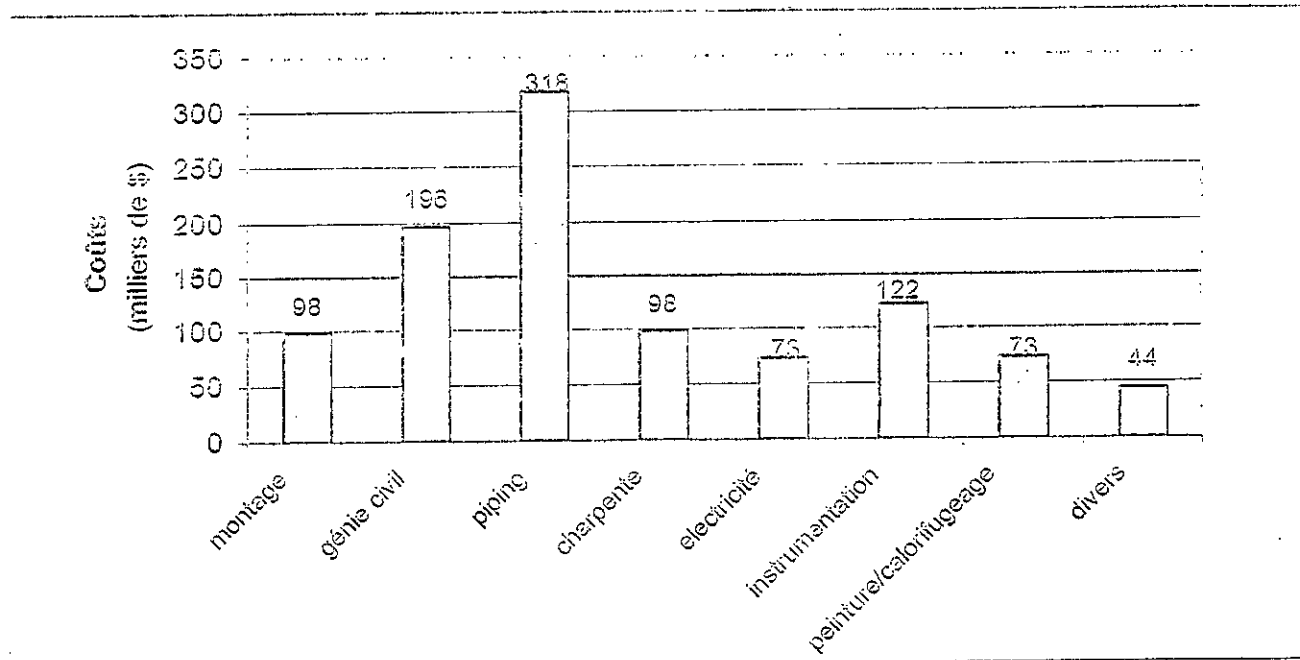


Figure VII.1.4 : Structure des coûts de construction.

On remarque sur la figure VII.1.4, que la rubrique piping qui comprend essentiellement les canalisations et les vannes, constitue la part la plus importante dans la construction, ce ci est dû au coût de pose et de soudage des pipes engendrés sur une distance assez élevée (1110 m).

VII.2- Estimation des coûts d'exploitation :

L'évaluation sera effectuée pour le cas de base suivant :

Cas de base :

- Projet après déduction d'impôts ;
- Un taux d'actualisation de 10% ;
- Un prix du gaz : 1,86 \$ / MMBTU (million de BTU)
- Une durée d'amortissement : $n=10$;
- Une durée d'exploitation correspondant à celle du projet Hamra, c'est à dire 20 ans ;
- Un coût de transport : 13,58 \$ / 1000 m³ de gaz naturel .

Remarque :

- Le taux d'actualisation est déterminé en évaluant un coût pondéré entre les différents moyens de financement :
 - Crédit interne ;
 - Crédit externe ;
 - Autofinancement.
- L'estimation des coûts sera effectuée en dollar(\$) parce qu'il représente la monnaie sur laquelle on se base pour l'évaluation du prix de vente du gaz .
- Le prix du gaz est indexé sur le prix du pétrole :

$$\text{Prix du gaz (\$ / MMBTU)} = \text{prix du pétrole (\$ / baril)} * 0,1034$$

1- Détermination des produits :

Nous allons effectuer l'étude de rentabilité sur la base de l'hypothèse suivante :

- Dans le cas d'arrêt des deux fours, le gaz combustible sera destiné à la vente .
- Les recettes = prix du gaz * quantité du gaz combustible initialement consommée par les deux fours.

Estimation de la quantité du gaz combustible consommée :

La quantité du gaz combustible consommée par un four est de: 2204 m³/h
(17.487.360 m³/an)

Et celle consommée par deux fours est de :34.974.720 m³/an

1000 m³ = 37,5 MM BTU

17.487.360 m³ = 655.776 MM BTU

La quantité de gaz consommée par les deux fours est :

$$Q = 2 * 655.776 \text{ MM BTU} \\ = 1.311.552 \text{ MM BTU} ,$$

1MMBTU de gaz combustible = 1,86 \$.

$$\text{Recettes} = 1,86 * 1.311.552 \text{ \$/ an} \\ = 2.439.487 \text{ \$/ an}$$

2- Détermination des charges :

Les charges comprennent essentiellement les rubriques suivantes :

- **Amortissement :**

Nous adopterons la méthode utilisée par Sonatrach, c'est à dire celle de l'amortissement linéaire :

Investissement initial : $I = 4.927.000 \text{ \$}$
Durée d'amortissement : $n = 10 \text{ ans}$

On obtient un taux d'amortissement (T) :

$$T = I / n \\ = 492.700 \text{ \$}$$

- **Salaires :**

On suppose qu'il n'y a pas de recrutement à l'occasion du projet, l'exploitation sera prise en charge par le personnel existant. Les salaires sont donc négligeables.

- **Stocks :**

Sont pratiquement négligeables, ceci est dû aux raisons suivantes :

- Les récupérateurs, composés d'un simple système de tubes ne nécessitent ni de gros travaux d'entretien ni d'un important stock de pièces de rechange.
- l'huile est très peu dégradable et peut être réutilisée pendant plusieurs années . Un stock supplémentaire d'huile n'est donc pas nécessaire.

- **Entretien :**

On tient compte des frais liés aux révisions programmées au cours des arrêts volontaires des unités :

- APG(arrêt programmé général) : cet arrêt est programmé tous les trois ans pour la révision des échangeurs de chaleur, des colonnes ,...

La nouvelle installation est constituée essentiellement par un matériel ne nécessitant pas de gros travaux d'entretien :

- des récupérateurs de chaleur ;
- des canalisations.

On considère donc que les coûts liés à cette rubrique sont négligeables .

- **Transport :**

Le coût de transport de 34.974.720 m³ de gaz est estimé à 474.956,69 \$ /an.

- **Redevances :**

Elles sont estimées à 12,5% du montant des recettes.

- **Les impôts :**

Le résultat brut d'exploitation(RBE) fait l'objet d'un prélèvement d'impôt appelé l'IDP (Impôt Direct du Pétrole),il est évalué à 65% du RBE.

VII.3- Calcul de rentabilité :

Nous déterminerons les critères de rentabilité pour le cas de base : projet après prélèvement de l'IDP.

Nous évoquerons les critères de rentabilité du projet avant IDP, dans la conclusion de ce sous chapitre pour établir une comparaison avec ceux du cas de base .

1- Calcul du Temps de récupération :

- Le POT :

On remarque d'après le tableau VII.3 que le projet est **simple**. En effet les flux de trésorerie négatifs sont suivis de flux positifs.

Nous pouvons déduire à partir du graphe ci-dessous, la valeur du POT pour laquelle les cash flow nets cumulés deviennent positifs :

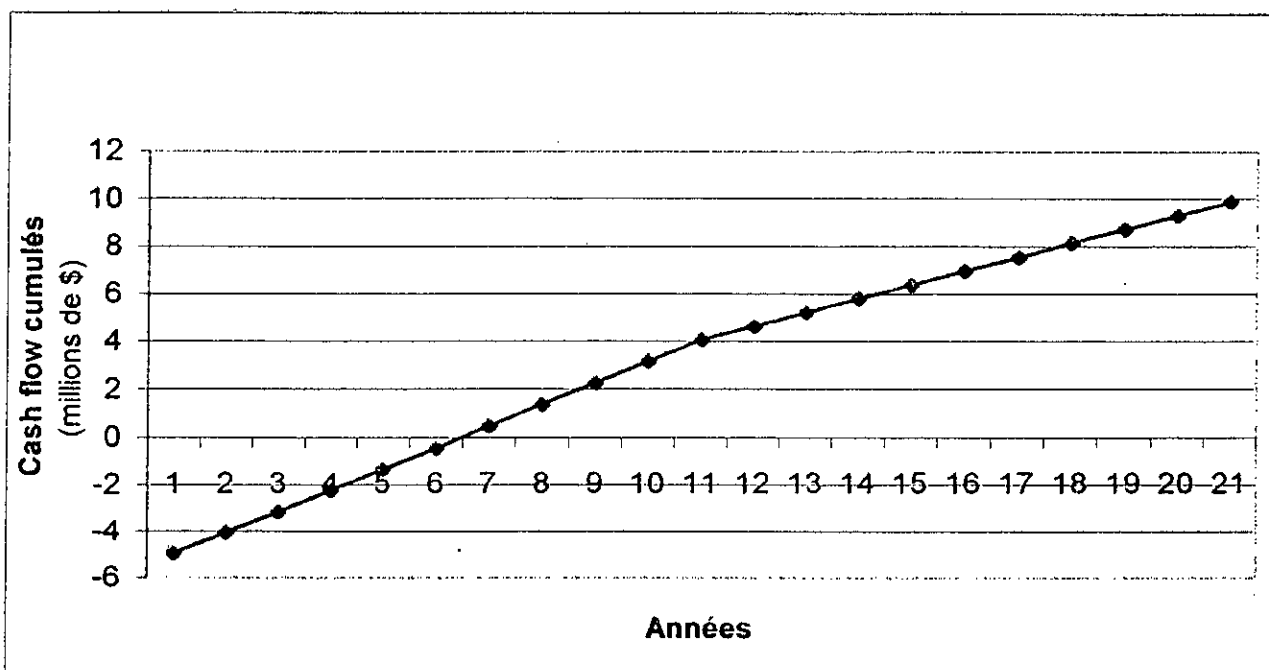


Figure VII.3.1 : temps de récupération (POT)

On obtient :

$$\text{POT} = 6 \text{ années}$$

Ce -ci sous entend que l'on commencera à générer des recettes à partir de la 6^{ème} année dans le cas où on ne tient pas compte de l'actualisation.

- **Calcul de la VAN :**

Le tableau VII.3 révèle les valeurs des cash flow actualisés obtenus pour les différentes années.

La valeur actuelle nette représente la somme des cash flow actualisés.

La VAN obtenue pour le taux d'actualisation 10% est :

$$\text{VAN} = 1.980.000 \text{ \$}$$

Cette VAN représente le surplus monétaire qui sera dégagé par le projet après avoir remboursé le capital investi sur une période de 20 ans.

- **Calcul du taux de rentabilité interne :**

C'est le taux maximum auquel les revenus du projet permettent de rémunérer le capital investi sans que l'opération ne devienne déficitaire.

On doit donc chercher r tel que l'expression devienne nulle.

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

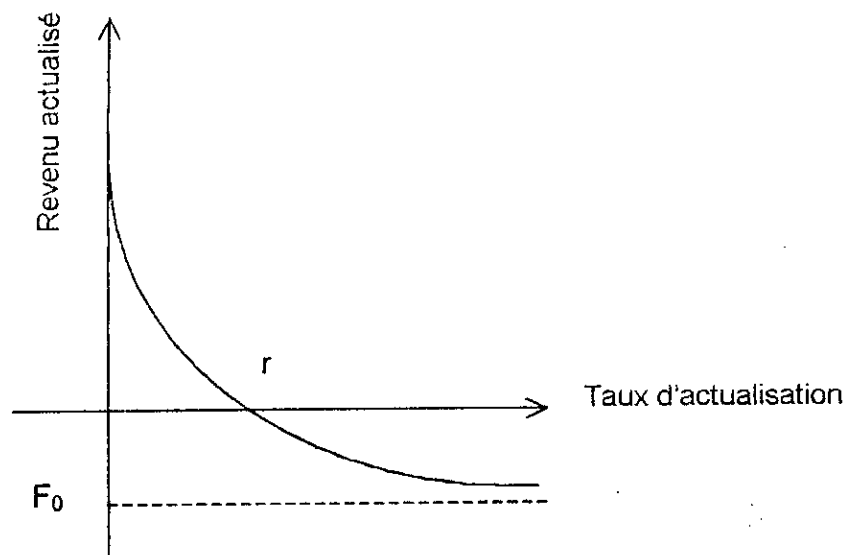


Fig.VII.1 : Taux de rentabilité interne

La valeur r du taux d'actualisation pour laquelle le revenu actualisé (valeur actuelle nette) s'annule est appelée "**taux de rentabilité interne**" du projet.

D'après les calculs effectués sur Excel pour différents taux d'actualisation, on obtient :

$$\text{T.R.I} = 16,37 \%$$

Pour qu'une étude soit jugée 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 TRI obtenu vérifie cette condition. En effet, il est supérieur au taux d'actualisation fixé par l'entreprise c'est à dire 10%.

• **Calcul de l'enrichissement relatif en capital :**

Soit :

I	:	investissement initial ;
i	:	taux d'actualisation ;
CF	:	cash flow net actualisé ;
n	:	durée de vie de l'installation.

$$\text{ERC} = \frac{\sum_{p=1}^n \frac{(CF)^p}{(1+i)^p}}{I} * 100$$

On obtient :

$$\text{ERC} = \frac{1.980.000}{4.927.000} * 100$$

$$\text{ERC} = 40 \%$$

Cette valeur signifie que le fait d'investir 100 \$ dans ce projet, nous permettra de générer 40 \$ de plus.

- **Le temps de récupération actualisé :**

On peut constater d'après le graphe ci-dessous, que les revenus du projet vont permettre à l'entreprise de rembourser l'investissement et de le rémunérer à un taux égal au taux d'actualisation à partir de la 9^{ème} année d'exploitation.

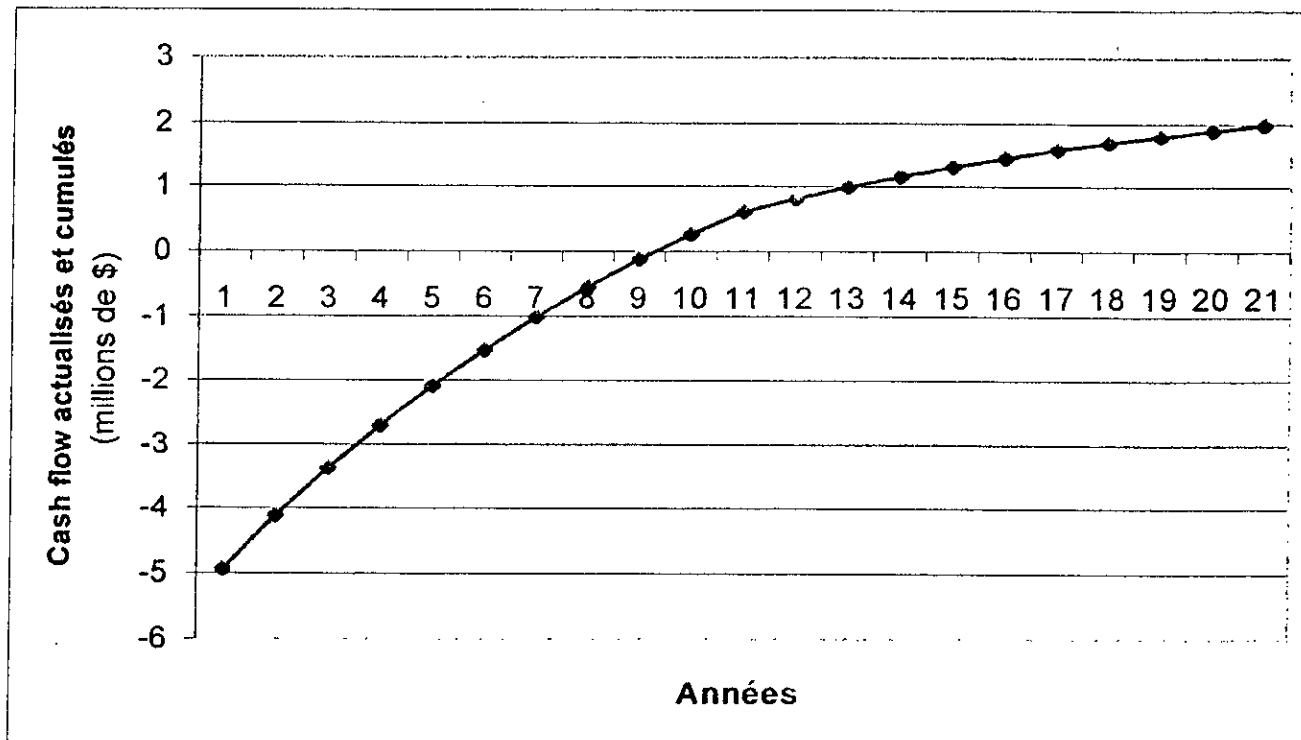


Figure VII.3.3 : temps de récupération actualisé

POT actualisé = 9 ans

Le projet dont la durée d'exploitation est de 20 ans, permettra à l'entreprise de récupérer son investissement avec une rémunération de 10% à partir de la neuvième année.

Le résultat affiché ci-dessus est acceptable dans la mesure où il est inférieur à la durée de l'exploitation.

Conclusion :

Reprenons les critères de rentabilité trouvés :

- **Cas après IDP :**

Critères de rentabilité	valeur
POT (ans)	6
VAN (\$)	1.980.000
TRI (%)	16,37
ERC (%)	40
POT actualisé (ans)	9

TableauVII.3.1 : les critères de rentabilité après IDP

- **Cas avant IDP :**

Critères de rentabilité	valeur
POT (ans)	3
VAN (\$)	9.190.000
TRI (%)	34%
ERC (%)	187
POT actualisé (ans)	4

TableauVII.3.2 : les critères de rentabilité avant IDP

On vérifie aisément dans les deux cas que :

- Le POT ne dépasse pas la durée d'exploitation du projet,
- Le taux de rentabilité interne est supérieur au taux d'actualisation(10%) ,
- La valeur actuelle nette du projet est positive ;
- L'enrichissement relatif en capital est assez important.

On en déduit que le projet est rentable aussi bien pour l'Etat (avant IDP) que pour Sonatrach (après IDP).

VII.4- Analyse de sensibilité :

Elle est en général indispensable lors d'une étude économique. Une étude de sensibilité consiste à analyser comment évolue la rentabilité d'un projet lorsque l'on fait varier les hypothèses relatives à chacune des composantes de l'échéancier des flux de trésorerie.

L'analyse de sensibilité que nous allons effectuer porte sur l'étude de l'impact des variations de différents facteurs liés au projet sur la rentabilité.

Les facteurs sur lesquels nous effectuerons cette analyse sont les suivants :

- Coûts des investissements ;
- Prix du gaz combustible ;
- Taux d'actualisation.

1- Coûts des investissements :

Hypothèse :

L'intervalle de variation des coûts d'investissements est de : [-30%,+30%] de l'investissement initial.

	-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
Coûts des Investissements (\$)	3.448.900	3.941.600	4.434.300	4.927.000	5.419.700	5.912.400	6.405.100

Tableau VII.4.1 : Variation des coûts d'investissement

Les critères de rentabilité obtenus pour les différents coûts d'investissements sont résumés dans le Tableau VII.4.2 (voir cas de base) :

Soit I_0 investissement initial

On remarque que la rentabilité du projet dépend des fluctuations du coût d'investissement , en effet :

- Le T.R.I varie de : -21,01% à + 35,67% de la valeur de la VAN correspondant à I_0 ;
- La V.A.N varie de : -45 % à + 5% de la valeur de la VAN correspondant à I_0 ;
- L'ERC varie de : - 57,5 % à +107,5 % de la valeur de l'ERC correspondant à I_0 .

2- Prix du gaz combustible :

Soit $P_0 = 1,86$ \$/MMBTU, le prix de référence.

En se référant au tableau VII.4.3 (projet après IDP), on peut tirer les remarques suivantes :

- Le T.R.I varie de : -26,26 % à + 35,67 % de la valeur de la VAN correspondant à P_0 .
- La V.A.N varie de : -71,21 % à + 107 % de la valeur de la VAN correspondant à P_0 .
- L'ERC varie de : -70% à +107,5 % de la valeur de l' ERC correspondant à P_0

Ce ci nous amène à conclure que la rentabilité du projet est très sensible aux variations du prix du gaz naturel.

3- Taux d'actualisation :

Le tableau VII.4.4 (voir cas de base) retrace l'évolution de la rentabilité du projet en faisant varier le taux d'actualisation :

Soit $i_0 = 10\%$ le taux d'actualisation choisi par l'entreprise.

- La V.A.N varie de : -70,20 % à + 180,8% de la valeur de la VAN correspondant à i_0 .
- L'ERC varie de : -70% à +182,5 % de la valeur de l' ERC correspondant à i_0 .

On constate que les fluctuations du taux d'actualisation influent considérablement sur la rentabilité du projet.

Les figures (VII.4.1 – VII.4.2 – VII.4.3) montrent que la VAN est :

- Proportionnelle au prix du gaz ;
- Inversement proportionnelle au taux d'actualisation et au coût d'investissement .

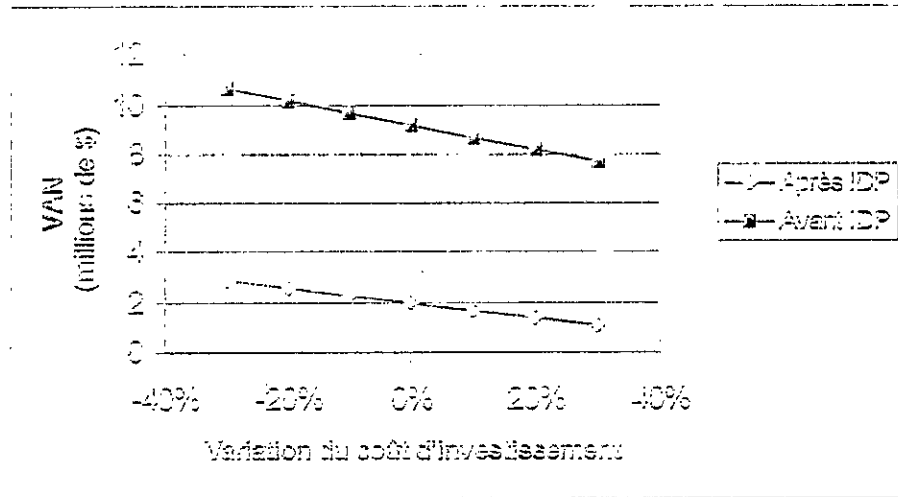


Figure VII.4.1 : Sensibilité de la VAN au coût de l'investissement

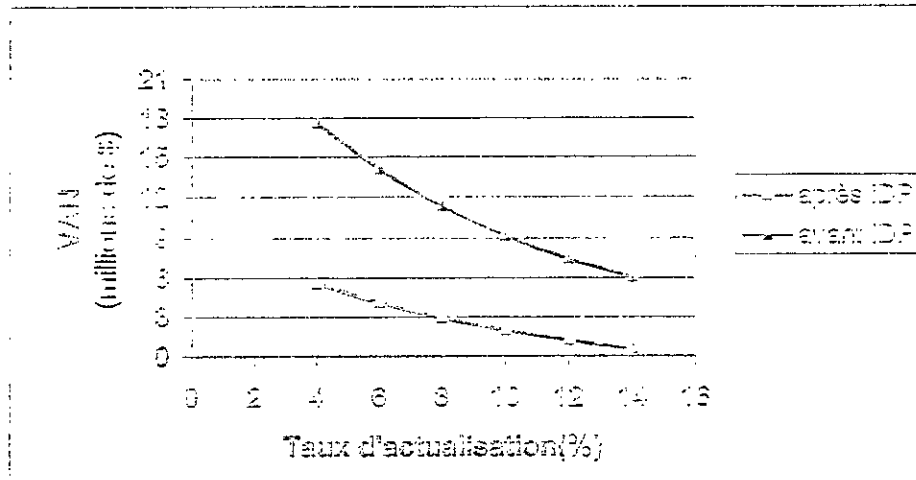


Figure VII.4.2 : Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation

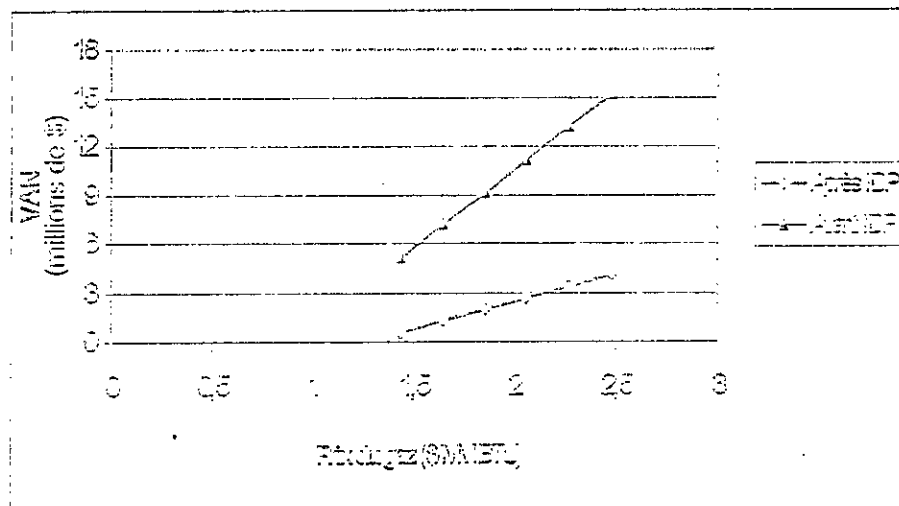


Figure VII.4.3 : sensibilité de la VAN au prix du gaz

Nous allons effectuer à présent, une étude de sensibilité sur la variation des trois facteurs en même temps dans le cas du projet après IDP:

- **Sensibilité de la VAN au prix du gaz et au coût d'investissement :**

La sensibilité de la VAN sera effectuée pour les taux d'actualisation (4%, 10%, 14%) :

Le projet n'est pas rentable pour : (voir figure VII.4.6)

- Les prix du gaz (1,45\$ - 1,66\$ - 1,86\$) relatifs aux prix de pétrole(14\$ - 16\$- 18\$) ;
- Le taux d'actualisation 14%, en effet la VAN devient négative pour une variation de coût d'investissement de -10% à +30%.

- **Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement :**

La sensibilité de la VAN sera effectuée pour les prix de gaz (1,45\$ -1,86\$ -2,48\$) :

Le projet n'est pas rentable pour :

1- (voir figure. VII.4.7)

- Le prix de gaz 1,45\$ relatif au prix de pétrole 14\$;
- Les taux d'actualisation 10%, 12%, 14%, en effet la VAN devient négative pour une variation de coût d'investissement de -10% à +30%.

2- (voir figure VII.4.8)

- Le prix de gaz de 1,86\$, relatif au prix de pétrole 18\$:
- Taux d'actualisation 14%
- Une variation du coût d'investissement de +30%.

La VAN maximale (9,64 millions de \$)est obtenue pour : (voir figure VII.4.9)

- Un prix de gaz de 2,48 \$/MMBTU, relatif au prix de pétrole 24\$,
- Un coût d'investissement de -30% de I_0 ;
- Un taux d'actualisation 4%.

Figure VII.4.6 : Sensibilité de la VAN au prix du gaz et au coût d'investissement pour un taux d'actualisation de 10%

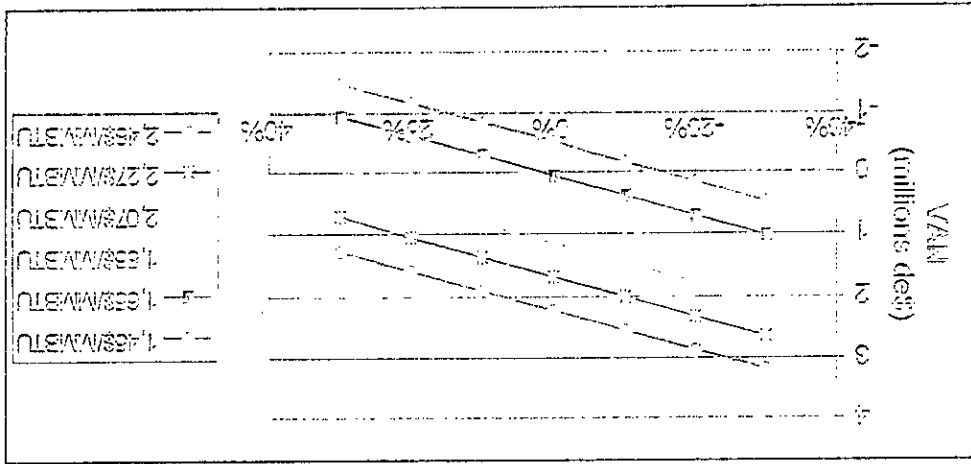


Figure VII.4.5 : Sensibilité de la VAN au prix du gaz et au coût d'investissement pour un taux d'actualisation de 10%

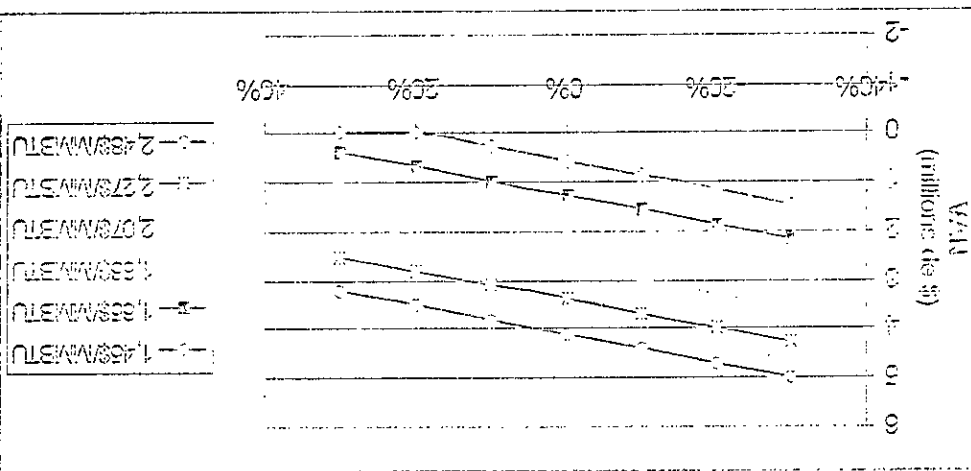
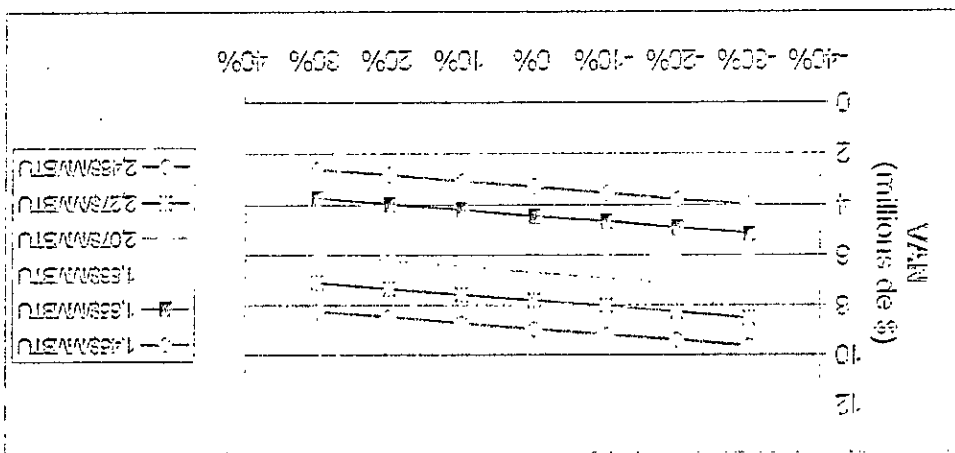


Figure VII.4.4 : Sensibilité de la VAN au prix du gaz et au coût d'investissement pour un taux d'actualisation de 4%



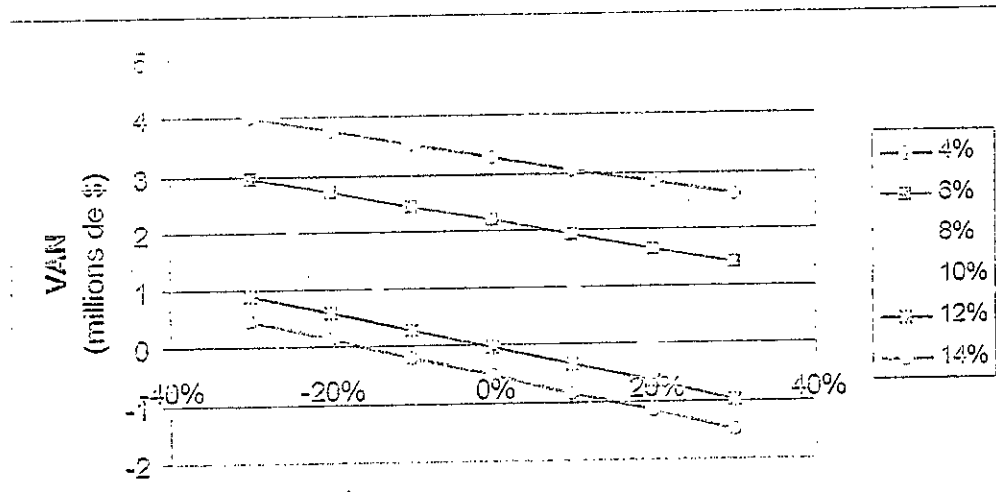


Figure VII.4.7 : Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 1,45\$/MMBTU

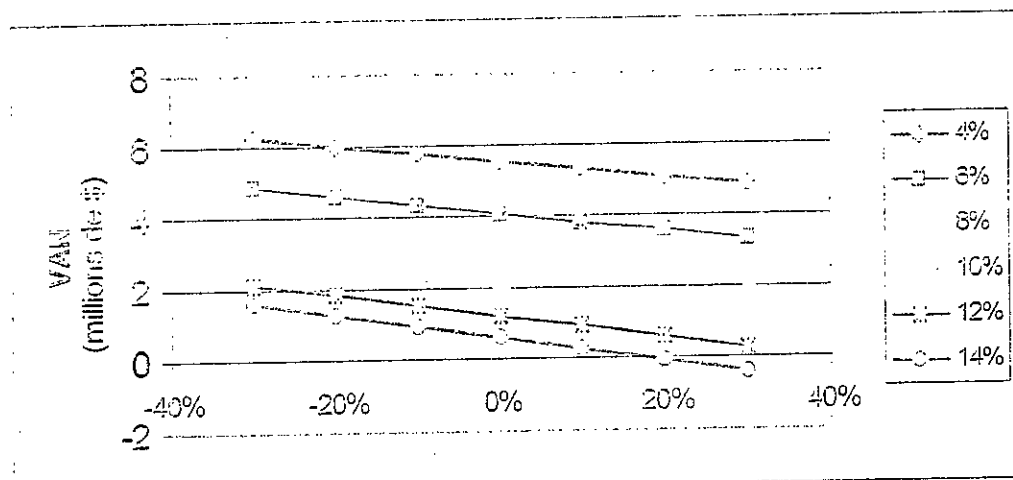


Figure VII.4.8 : sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 1,86\$/MMBTU

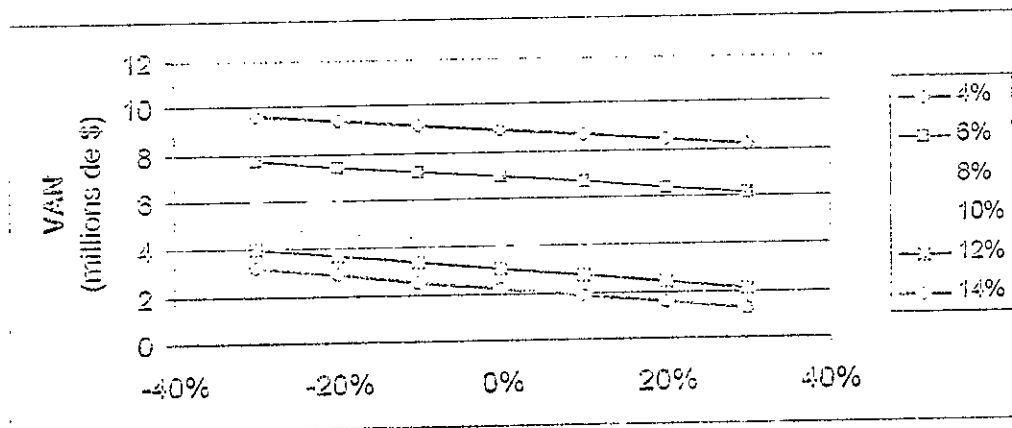


Figure VII.4.9 : sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 2,48\$/MMBTU

Chapitre VIII

Planning d'investissements

Ce chapitre traite des étapes nécessaires pour la réalisation de la nouvelle installation, depuis les appels d'offres jusqu'au démarrage . Nous définirons dans :

- un premier temps, la notion d'ordonnement d'un projet,
- un second temps , le planning de réalisation des travaux .

VIII.1 - Notion d'ordonnancement :

L'ordonnancement est essentiel dans la gestion d'un projet. Lorsqu'il y a un ensemble de travaux qui doit être réalisé, le problème d'ordonnancement consiste à :

- Décomposer cet ensemble en plusieurs tâches ;
- Etablir un planning qui tient compte des contraintes liées à la réalisation des travaux (délais d'approvisionnements, coûts, main d'œuvre disponible,...).

L'objectif de l'ordonnancement est de déterminer un délai minimum correspondant à un coût minimum.

VIII.2 : Etablissement du planning de réalisation des travaux :

Le planning de réalisation des travaux sera établi sur la base des durées des tâches et des programmes de révisions .

Voici les programmes de révisions , obtenus au bureau méthodes de l'usine de HAMRA :

Le programme des révisions des deux trains :

Le tableau ci-dessous met en évidence les années durant lesquelles s'effectueront les opérations de maintenance des deux trains.

Années	2000	2001	2002	2003	2004
Train 10		APG			
Train 20	APG			APG	

Tableau VIII.2.1 : Programme de révision des deux trains

L'APG (Arrêt Programmé Général), consiste à vérifier l'état des :

- Ballons de séparation ;
- Echangeurs de chaleurs ;
- Canalisations ;
- Colonnes de distillation,...

Cette révision dure 32 jours.

Le programme des révisions des turbines :

Le tableau suivant retrace la planning des opérations de maintenance des deux turbines à gaz de la centrale électrique :

Années	2000	2001	2002	2003	2004
Turbine 241		CI	MI	CI	
Turbine 242	CI		CI	MI	CI

Tableau VIII.2.2 : Programme de révision des turbines

CI : inspection de la chambre de combustion.

MI (Major Inspection) : Elle consiste à effectuer une inspection générale de la turbine à gaz tous les trois ans, cette révision dure 32 jours.

Cette dernière nous intéresse dans la mesure où l'installation des récupérateurs à la sortie des turbines nécessiterait une modification des conduites des gaz d'échappement.

Les planning devra définir toutes les étapes, depuis l'appel d'offres jusqu'au démarrage de toute l'installation (voir tableau ci- dessous) :

Le démarrage de toute l'installation se traduit par :

- La mise en service des deux récupérateurs de chaleur ;
- L'arrêt des deux fours.

Etapes	Durée
- Etude de base	2 mois
- Préparation des appels d'offres	2 mois
- Remise des offres	3 mois
- Analyse des offres	2 mois
- Commission des marchés	1 mois
- Engineering	6 mois
- Placement de la commande et livraison des équipements	9 mois
- Transport	2 mois
- Travaux	6 mois

Tableau VIII.2.3 : Principales étapes du planning

Remarques :

- Les informations concernant les durées des différentes étapes nous ont été fournies par la Sonatrach.
- Les travaux incluent :
 - Génie civil : construction des plates formes ;
 - Charpente : construction des passerelles sur lesquelles reposent les pipes ;
 - Piping : comprend le soudage des pipes et l'installation des vannes ;
 - Instrumentation ;
 - Electricité ;
 - Peinture.
- Les études d'ingénierie durent environ six mois, elles peuvent être menées après la commission des marchés et en parallèle avec l'étape suivante.

On suppose que les travaux se dérouleront en juillet 2002 (voir planning effectué sur le logiciel Win project).

Au vu des programmes de révision des turbines, on propose de planifier les travaux d'installation des récupérateurs de chaleur comme suit :

- ❖ **Première étape : Installation du récupérateur des gaz d'échappement de la turbine 241 :**
 - On remarque d'après le tableau VIII.2.2 que la révision de la turbine 241 s'effectuera début 2002. On ne pourra pas profiter de cet arrêt pour installer le récupérateur parce que ce dernier ne sera pas encore livré.
 - On pourrait envisager d'installer ce récupérateur en dehors de la MI (inspection majeure), en consacrant environ six jours durant le mois de janvier 2003 .

Ainsi l'usine fonctionnera, si la réalisation a été effectuée dans de bonnes conditions, à partir de la fin janvier 2003 selon le scénario suivant :

- un four en arrêt.
- 1^{er} circuit d'huile achevé, ce qui se traduit par la récupération des gaz d'échappement d'une seule turbine .

❖ **Deuxième étape : Installation du récupérateur des gaz d'échappement de la turbine 242 :**

On remarque d'après le tableau VIII.2.2 que la révision de la turbine 242 est programmée pendant l'année 2003(supposons Mars 2003), il serait intéressant de profiter de cet arrêt pour modifier la conduite d'échappement et placer le récupérateur de chaleur.

A partir du mois de Avril 2003, les besoins en chaleur seront totalement fournis par les gaz d'échappement des deux turbines.

Conclusion :

Toute l'étude démontre la nécessité d'installer les récupérateurs de chaleur des turbines à gaz .

L'objectif du projet, qui consiste à augmenter le rendement énergétique des installations de l'usine HAMRA a été atteint par l'amélioration des aspects suivants :

❖ Aspect économique :

- La récupération de chaleur permet l'économie de **34,97 millions m³/an** de gaz combustible, consommé initialement par les deux fours. Ce volume représente une somme de :
 - **2,43 millions \$/an** .
 - **48,78 millions \$** cumulée sur 20 ans.

Cette économie peut être utilisée pour notamment :

- Procéder à d'autres investissements,
- Acquérir des pièces de rechanges pour les besoins de l'usine Hamra,
- Le calcul économique a révélé que le projet est rentable, en effet :
 - Le délai de récupération actualisé de l'investissement initial, évalué à **9 ans**, est inférieur à la durée d'exploitation.
 - La VAN , évaluée à **2 millions \$**, est positive.
 - Le TRI est supérieur au taux d'actualisation indiqué par l'entreprise.

❖ Aspect sécurité :

L'amélioration de la sécurité sera obtenue lors de :

- L'arrêt des deux fours(dotés d'un système de flamme) suivi de la mise en service des récupérateurs de chaleur.

❖ Aspect environnemental :

L'installation des récupérateurs entraînera une amélioration de la qualité de l'air grâce à une réduction des émissions de CO₂ , considéré comme un gaz à effet de serre . Cette réduction est estimée à **39,56 millions de m³/an** soit **30%** .

Bibliographie

Bibliographie.

[ABB98] : Revue ABB.
N°3, N°4 et N°5 1998.

[AFP76] : Association française du pétrole
Les fours en raffinerie ; Edition Technip 1976

[ALR86]. Process flow diagram.
Unité de traitement de gaz d'ALRAR.

[ATL99]. Millennium energy ATLAS.
Schlumberger en association avec Petroleum Economist. Août 1999.

[BAB92]. D. Babusiaux.

Décision d'investissement et calcul économique dans l'entreprise
Edition Economica & Technip 1992.

[BER99]. T. Berkati.
Etude d'une opportunité d'investissement dans la lait UHT.
Projet de fin d'étude, département de Génie industriel, ENP 1999.

[CHA76]. A. Chauvet. (Institut Français du Pétrole) ;
Manuel d'évaluation économique des procédés : Avant projet, Raffinage et
Pétrochimie. Edition Technip 1976.

[ENC98]. Encyclopédie des sciences industrielles.
Quillet. 1998.

[GFG93]. Etude et conception d'équipement (N°30, volume 7);
Le groupe français de génie de procédés 1993.

[TEC]. Optimisation technico-économique des processus énergétiques.
Option génie industriel.

[GJC89] : Etude pour la mise en valeur des champs de gaz de Hassi - Messaoud ;
JGC 1989.

[GT88] : Gas Turbine ;
Congres turbines à gaz, CANNE 1988 ; Edition Alsthom 1988.

[GTW96] : Gas Turbine world ;
Volume 26 N°3 , mai- juin 1996.

[GTW96] : Gas Turbine world ;
Volume 16 : performance specs 1996- 1997.

[GTW97] : Gas Turbine world ;
Volume 27 N°1: Serving electric utility and industrial power engineer January-
February 1997.

[GTW99] : Gas Turbine world ;
Volume 27N°2 , septembre- octobre 1999.

[HAC95] . Dictionnaire Hachette 1995.

[HAM92]. Traitement et recyclage du gaz naturel.
Manuels opératoires et du fournisseur 1992 (usine HAMRA).

[HEI71] : W.Heiligtaedt.
Techniques appliquées au fours industriel ; Edition : Dunond 1971.

[HIR99]. H. Hireche et M. Deriche
Récupération de la chaleur des gaz d'échappement de la turbine à gaz de l'usine TFT.
Projet de fin d'étude, département de Génie Chimique, USTHB 1999.

<http://www.ec.gc.gc/émission/2-2f.html>

<http://stratégie.ic.gc.ca/>

[JST98]. Réhabilitation du four au complexe GP2.Z.
Troisième journées scientifiques et techniques , Sonatrach, avril 1998.

[JST00]. Article « Encrassement »
Quatrième journées scientifiques et techniques, Sonatrach, avril 2000.

[KRE67] : F. Krieth .
Transmission de chaleur et thermodynamique.Edition Masson 1967.

[LAR95] . Dictionnaire Le petit Larousse 1995

[LEG83] : P. Le Goff.
Analyse économique et optimisation des procédés. Edition Technique et Documentation 1983.

[LES81]. J.B. Lesourd et Y. Gousty.
Le management de l'énergie. Edition. Masson 1981.

[MAR84]. J. Margerin et G. Ausset.
Le choix des investissements, présélection- choix- contrôle.
Les éditions d'organisation, deuxième édition 1984.

[MAS64] : P. Masse
Le choix des investissements, critères et méthodes. Edition Dunond 1964.

[MEN92]. Mena et Belhacene.
Evaluation thermodynamique d'un cycle à co-génération avec turbine à gaz.ENP1992.

[MOH96]. Mohammedi.
Optimisation thermodynamique du récupérateur d'une centrale à cycle combiné.
Projet de fin d'étude, département de génie mécanique, ENP 1996.

[NUO92]. Estimated performance parameters of gas turbine (MS5002).
Document NuovoPignone1992.

[PID98]. Producteur indépendant d'énergie- I.P.P
Séminaire du 26 octobre 1998 à Alger.

[PIP00]. Piping equipment / Matériel pétrole.
Trouvay & caivin.2000.

[PPE99] : Private Power Exécutive.
Volume 6 N° 5 , septembre- octobre 1999.

[SID99]. N. Sidi Boumediene

Evaluation technico-économique d'un projet d'investissement. Application projet gazier d'In Salah.

Projet de fin d'étude, département de génie industriel, ENP 1999.

[SUI99]. S. Suilah

Evaluation technico-économique d'un projet d'investissement. Application projet gazier d'In Salah.

Projet de fin d'étude, département de génie industriel, ENP1999.

[WHU72] : Raffinage et génie chimique.

Edition Publiation de l'institut français du pétrole 1976, tome II.

[ZAI99]. A. Zaime

Eléments pour une comparaison technico-économique « turbines à gaz et moteurs électriques ». MD. Média N° 8 1999 .

[WHR96]. Waste Heat Transfer

Data sheet. Sonatrach TFT project. 1996.

Annexe 1 :

Exemples d'économie d'énergie et de
protection d'environnement

Voici quelques entreprises qui ont pris des mesures en matière d'économie d'énergie et protection de l'environnement :

Kodak : [<http://stratégie.ic.gc.ca/>]

L'Innovateur énergétique industriel Kodak Canada Inc. est déterminé à promouvoir la bonne gestion de l'environnement en établissant des objectifs et des buts visant notamment à favoriser la conservation des ressources et l'économie d'énergie, laquelle constitue un élément important de sa responsabilité en matière d'environnement.

Kodak a réduit sa consommation d'énergie de 17 % depuis 1990.

Soucieuse de réduire sa consommation d'énergie, Kodak a lancé **plusieurs initiatives**, pour atteindre cet objectif.

À mesure que la technologie a évolué, Kodak a converti son équipement et changé le combustible utilisé pour alimenter ses chaudières. L'entreprise utilise maintenant du gaz naturel, ce qui lui a permis de **réduire de façon marquée ses émissions de gaz à effet de serre.**

Depuis 1990, l'usine a diminué de 13% ses émissions en équivalents CO₂. En kilogrammes d'équivalents CO₂, la réduction d'émissions est d'environ 30% par unité de production. Le recours à la **cogénération**, qui produit de l'électricité et de la vapeur, a **considérablement amélioré l'efficacité énergétique de l'usine depuis le début de son utilisation en 1995.**

Simmons : [<http://stratégie.ic.gc.ca/>]

Simmons a récemment mis en œuvre des initiatives qui lui permettent de continuer à **réduire ses coûts d'énergie** dans ses installations de Brampton, en Ontario, et de Winnipeg, au Manitoba. Ainsi, à Brampton, **l'entreprise a réalisé des économies substantielles grâce à des investissements achevés à la fin de 1997 et à une utilisation moindre des fours à tremper au gaz au profit de composantes de pointe.**

Thermal Energy : [<http://stratégie.ic.gc.ca/>]

Le système FLU-ACE[®] (récupérateur de chaleur) **réduit les émissions** atmosphériques polluantes dans une mesure remarquable plus précisément:

- Gaz à effet de serre (c.-à-d. dioxyde de carbone): **jusqu'à 50 %**

Il dépasse donc toutes les exigences, même les plus strictes, touchant les concentrations limites dans les émissions et représente la norme à venir.

Pendant que s'effectue cette dépollution, la chaleur de l'effluent gazeux qui sera rejeté peu après dans l'atmosphère est récupérée dans une proportion de plus de 80 % à 90 %. Grâce à l'énergie ainsi récupérée, **la consommation d'énergie des chaudières à gaz ou à mazout baisse de 15 à 25 %.**

Avec ce système, on peut récupérer 3 ou 4 fois plus de chaleur qu'avec les économiseurs indirects classiques. On peut également recycler une importante quantité d'eau.

En général, pour ce qui est de récupérer simplement l'investissement en capital nécessité par l'installation d'un système FLU-ACE[®], **on compte deux (2) à trois (3) ans lorsque le système est exploité à l'année longue (installations industrielles)** et trois (3) à cinq (5) ans dans le cas des établissements publics (universités, hôpitaux, etc.), tout dépendant de la nature des émissions gazeuses, de la taille de l'installation et de sa complexité.

ABB : [<http://www.ABB.com>]

Aujourd'hui, l'objectif d'ABB dans le domaine de l'environnement consiste à améliorer sa performance en matière de **réduction des émissions de CO₂** afin d'obtenir la certification ISO 14000.

Aspect environnement : [www.ec.gc.ca /émission/2-2f.html]

L'effet de serre et le réchauffement de la planète :

L'effet de serre est un processus de rétention thermique qui maintient la température de la planète à un niveau assez élevé pour permettre la vie. L'atmosphère de la Terre agit comme le verre d'une serre : lorsque le rayonnement solaire traverse l'atmosphère et réchauffe la planète, la chaleur est ensuite réfléchiée vers l'espace, mais reste piégée à la surface de la Terre dans les gaz présents dans l'atmosphère. Ces gaz qui ont pour effet de piéger la chaleur sont appelés gaz à effet de serre.

L'augmentation des niveaux de ces gaz a provoqué une hausse de l'effet de serre, ce qui fait croître l'emprisonnement de la chaleur et entraîne un réchauffement global. Cette tendance au réchauffement risque de modifier considérablement bon nombre de caractéristiques climatiques comme la configuration des pluies et les sécheresses régionales. Les tempêtes tropicales d'une violence accrue et les inondations de zones côtières représentent d'autres conséquences du réchauffement de la planète.

Le dioxyde de carbone, un gaz à effet de serre potentiellement nocif :

Si la vapeur d'eau, le méthane, l'oxyde nitreux (NO₂), l'ozone et les chlorofluorocarbures sont tous des gaz à effet de serre, le **dioxyde de carbone (CO₂)** est **l'un des plus importants** membres de cette famille. De fait, le CO₂ est à l'origine de plus de la moitié de l'ensemble des tendances en matière de changement climatique.

Le dioxyde de carbone et le réchauffement de la planète

Les émissions globales de CO₂ augmentent à un taux d'environ 0,5 %, principalement en raison de l'accroissement de la combustion de charbon, de pétrole et de gaz qui libèrent un excédent de CO₂ dans l'atmosphère.

Les engagements à l'échelle mondiale pour protéger l'environnement : [jst4]

Les nations industrialisées prennent des mesures pour améliorer l'efficacité énergétique des commerces et de l'industrie, afin de **faire baisser les émissions de CO₂**.

En 1988 à Toronto au Canada, les pays membres de l'organisation météorologique mondiale décident de mettre en place un mécanisme intergouvernementale pour traiter du changement climatique dont les buts seront :

- d'identifier la réaction du climat suite à l'accroissement des émissions des CO₂;
- d'évaluer l'impact de ce changement sur l'environnement, les sociétés et l'économie;
- de définir les politiques pour réduire les émissions de CO₂.

• En 1990, un comité intergouvernemental de négociations pour une convention climatique est établi, sur la résolution de l'assemblée Générale des Nations Unies.

• En 1994, La convention entre en vigueur après que 50 états l'aient ratifiée, dont l'Algérie.

Les participants à cette convention sur le changement climatique s'étaient fixés une date limite, soit l'année 1997, pour la négociation sur les politiques et les objectifs en matière de réduction des gaz à effet de serre pour le troisième millénaire.

Un nouveau protocole a été signé à Kyoto au Japon en décembre 1997. Plusieurs pays dont l'Algérie, s'étaient engagés à lutter effectivement contre le changement climatique en réduisant leurs émissions en CO₂.

Le Canada s'est engagé à réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 6 % sous le niveau de 1990 entre 2008 et 2012. Cet engagement est semblable à celui pris les États-Unis.

Position de l'Algérie :

- L'Algérie a affiché son engagement pour un environnement meilleur d'une part, à travers sa politique énergétique en privilégiant l'utilisation rationnelle de l'énergie ainsi que les énergies les plus disponibles et les moins polluantes et d'autre part en étant parmi les 50 pays à avoir ratifié la convention du Sommet de la terre.

A travers la ratification de la convention du sommet de la terre, l'Algérie s'est engagée à:

• Préparer un inventaire national des émissions et une description générale des mesures prises pour appliquer la convention.

- Identifier les mesures d'atténuation (la **réduction des gaz à effet de serre**, la mise en œuvre d'une utilisation plus efficiente des combustibles, ...

Voici l'exemple de deux usines munies d'un système de récupération de chaleur :

- **Usine Alrar :**

Alrar est une usine de traitement de gaz située à 1700 km au sud-est d'Alger. Elle est dotée d'un système de récupération d'énergie contenue dans les gaz d'échappement des turbines.

Le PFD(process flow diagram : voir page suivante) illustre le principe de la récupération :

L'huile chaude qui circule dans un circuit fermé, est préchauffée par les gaz d'échappement à haute température provenant de la turbine à gaz GT-171, avant de subir un autre chauffage au niveau du four H-182. L'huile sera distribuée ensuite aux différents consommateurs de chaleur.

- **Usine TFT :**

TFT est une usine de traitement de gaz située à 100 Km au sud est de Hamra. Elle est dotée de deux récupérateurs de chaleur des gaz d'échappement de deux turbines à gaz .

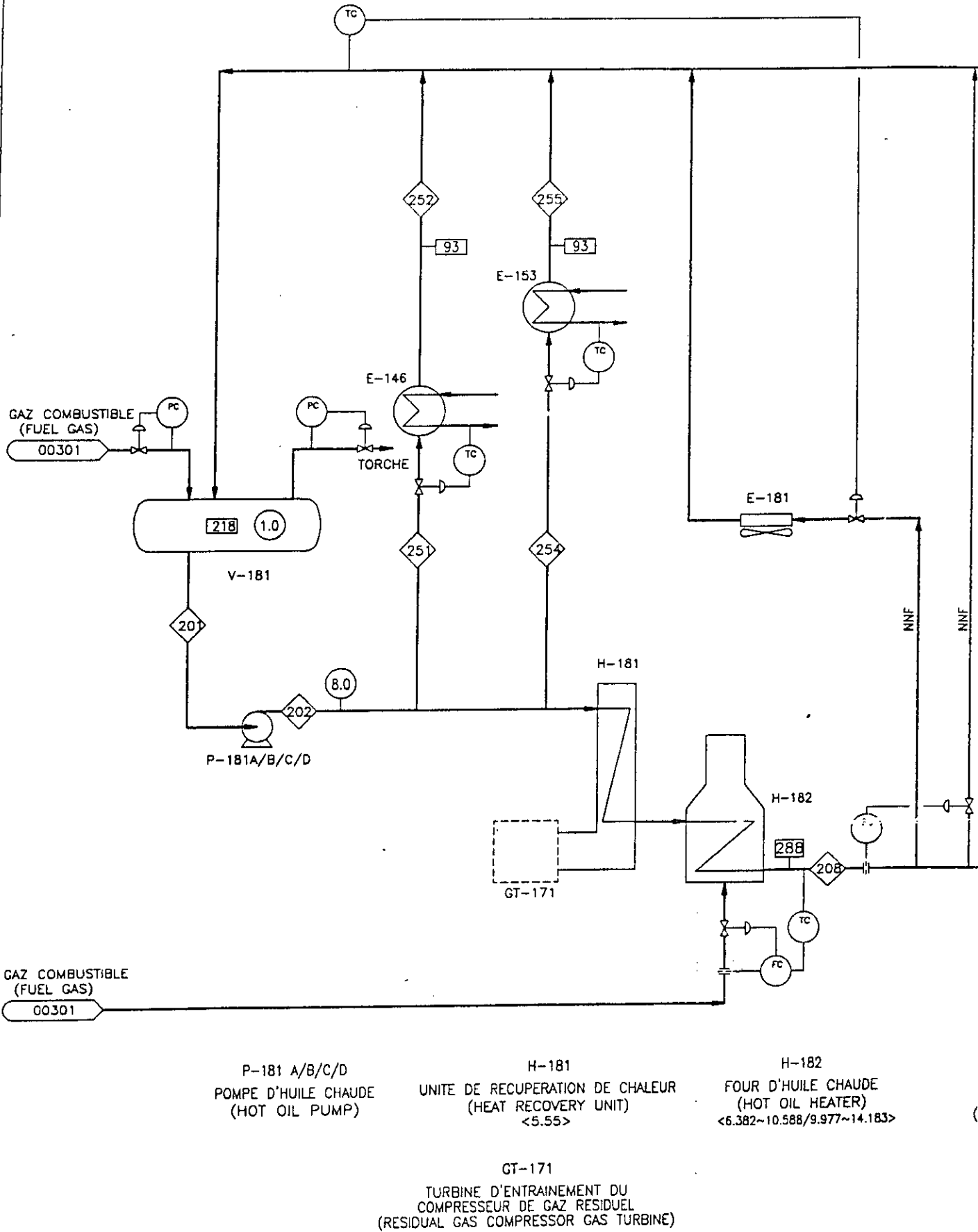
Deux fours sont utilisés pour fournir la chaleur aux circuits d'huile pendant le démarrage, ensuite c'est les récupérateurs qui s'en chargent.

V-181
BALLON TAMPON D'HUILE CHAUDE
(HOT OIL SURGE DRUM)

E-146
RECHAUFFEUR DU GAZ D'ETANCHEITE
(SEAL GAS HEATER)
<0.030>

E-153
RECHAUFFEUR D'URGENCE DU
GAZ DE TETE DU DEETHANISEUR
(DEETHANIZER OH GAS EMERGENCY HEATER)
<0.0> / <1.244>

AEROREFRI
(HOT OIL)



CIRCUIT D'HUILE D'ALRAK

Annexe 2 :

Tableaux

	Prix de gaz	Coût de transport	IDP	Redevances	Taux d'actualisation
Hypothèses	1,86 \$/MMBTU	13,58 \$/ 1000m ³ de gaz	65 % du RBE	12,5 % des recettes	10 %

Années	0	1	2	3	4	5	6	7	8
Recettes (\$)		2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000
Charges d'exploitation		1272657	1272657	1272657	1272657	1272657	1272657	1272657	1272657
Coûts de transport		474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957
Amortissement		492700	492700	492700	492700	492700	492700	492700	492700
Redevance		305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000
Résultat Brut d'exploitation		1167343	1167343	1167343	1167343	1167343	1167343	1167343	1167343
IDP		758773	758773	758773	758773	758773	758773	758773	758773
Résultat Net d'exploitation		408570,1	408570,1	408570,1	408570,1	408570,1	408570,1	408570,1	408570,1
Investissement	-4927000	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortissement		492700	492700	492700	492700	492700	492700	492700	492700
Cash Flow Net	-4927000	901270,1	901270,1	901270,1	901270,1	901270,1	901270,1	901270,1	901270,1
Cash Flow Net cumulé	-4927000	-4 025 730	-3 124 460	-2 223 190	-1 321 920	-420 650	480 620	1 381 890	2 283 160
Coefficient d'actualisation	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467
Cash Flow Net Actualisé	-4927000	819254,5	744449,1	676853,8	615567,4	559688,7	508316,3	462351,5	420893,1
CF net Actualisé Cumulé	-4927000	-4107746	-3363296	-2686443	-2070875	-1511187	-1002870	-540519	-119626
Cash flow brut	-4927000	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043
Coefficient d'actualisation	1	0,909	0,826	0,751	0,683	0,621	0,564	0,513	0,467
Cash flow brut actualisé	-4927000	1508979	1371196	1246692	1133809	1030887	936264,3	851602,1	775240,1
CF brut Actualisé Cumulé	-4927000	-3418021	-2046825	-800133,1	333676,3	1364563	2300827	3152429	3927669

Tableau VII.3 : Compte d'exploitation prévisionnel

9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000	2440000
1272657	1272657	779957	779957	779957	779957	779957	779957	779957	779957	779957	779957
474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957	474957
492700	492700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000	305000
1167343	1167343	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043
758773	758773	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028	1079028
408570,1	408570,1	581015,1	581015,1	581015,1	581015,1	581015,05	581015,1	581015,1	581015,05	581015,05	581015,05
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
492700	492700	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
901270,1	901270,1	581015,1	581015,1	581015,1	581015,1	581015,05	581015,1	581015,1	581015,05	581015,05	581015,05
3 184 430	4 085 701	4 666 716	5 247 731	5 828 746	6 409 761	6 990 776	7 571 791	8 152 806	8 733 821	9 314 836	9 895 851
0,424	0,386	0,35	0,319	0,29	0,263	0,239	0,218	0,198	0,18	0,164	0,149
382138,5	347890,2	203355,3	185343,8	168494,4	152807	138862,6	126661,3	115041	104582,71	95286,468	86571,242
262512,9	610403,2	813758,5	999102,3	1167597	1320404	1459266,2	1585927	1700968	1805551,1	1900837,6	1987408,9
1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043	1660043
0,424	0,386	0,35	0,319	0,29	0,263	0,239	0,218	0,198	0,18	0,164	0,149
703858,2	640776,6	581015,1	529553,7	481412,5	436591,3	396750,28	361889,4	328688,5	298807,74	272247,05	247346,41
4631528	5272304	5853319	6382873	6864285	7300877	7697627	8059516	8388205	8687012,6	8959259,7	9206606,1

Tableau VII.3 : Compte d'exploitation prévisionnel

Hypothèses	
Taux d'actualisation	10%
Prix du gaz	1,86 \$/MMBTU
IDP	65% du R.B.E

Investissements	-30%	-20%	-10%	0%	10%	20%	30%
Projet après IDP							
TRI (%)	22,21	19,83	17,93	16,37	15,05	13,91	12,93
VAN (10 ⁶ \$)	2,87	2,57	2,28	1,98	1,69	1,39	1,09
ERC (\$/\$)	0,83	0,65	0,51	0,40	0,31	0,24	0,17
POT actualisé (an)	6	7	8	9	10	10	12
Projet avant IDP							
TRI (%)	48,10	42,07	37,37	33,59	30,49	27,90	25,69
VAN (10 ⁶ \$)	10,67	10,18	9,68	9,19	8,70	8,21	7,71
ERC (\$/\$)	3,09	2,58	2,18	1,87	1,61	1,39	1,20
POT actualisé (an)	3	3	4	4	5	5	6

Tableau VII.4.2 : sensibilité à la variation du coût d'investissement

Hypothèses	
Taux d'actualisation	10%
investissement	4.927.000 \$
IDP	65% du R.B.E

Prix du gaz (\$/MMBTU)	1,44	1,65	1,86	2,06	2,27	2,48
Projet après IDP						
TRI (%)	12,07	14,27	16,37	18,37	20,31	22,21
VAN (10 ⁶ \$)	0,57	1,28	1,98	2,69	3,39	4,10
ERC (\$/\$)	0,12	0,26	0,40	0,55	0,69	0,83
POT actualisé (an)	14	10	9	8	7	6
Projet avant IDP						
TRI (%)	23,78	28,72	33,59	38,44	43,27	48,09
VAN (10 ⁶ \$)	5,16	7,18	9,19	11,21	13,23	15,24
ERC (\$/\$)	1,05	1,46	1,87	2,27	2,68	3,09
POT actualisé (an)	6	5	4	4	3	3

Tableau VII.4.3 : sensibilité à la variation du prix du gaz combustible

Hypothèses	
Prix du gaz	1,86 \$/MMBTU
Investissement	4.927.000 \$
IDP	65% du R.B.E

Taux d'actualisation	4%	6%	8%	10%	12%	14%
Projet après IDP						
VAN (10 ⁶ \$)	5,56	4,09	2,92	1,98	1,22	0,59
ERC (\$/\$)	1,13	0,83	0,59	0,40	0,25	0,12
POT actualisé (an)	7	7	8	9	10	12
Projet avant IDP						
VAN (10 ⁶ \$)	17,61	14,09	11,35	9,19	7,46	6,06
ERC (\$/\$)	3,57	2,86	2,30	1,87	1,51	1,23
POT actualisé (an)	4	4	4	4	4	5

Tableau VII.4.4: sensibilité à la variation du taux d'actualisation

Prix du gaz : 1,45 \$/MMBTU								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Taux d'actualisation							
	4%	4	3,77	3,54	3,30	3,07	2,84	2,61
	6%	2,96	2,70	2,44	2,19	1,93	1,67	1,41
	8%	2,13	1,85	1,57	1,29	1,01	0,74	0,46
	10%	1,46	1,16	0,87	0,57	0,27	-0,02	-0,32
	12%	0,91	0,60	0,29	-0,02	-0,33	-0,64	-0,96
	14%	0,47	0,14	-0,18	-0,51	-0,84	-1,16	-1,49

Tableau VII.4.5 : Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 1,45\$/MMBTU

Prix du gaz : 1,86 \$/MMBTU								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Taux d'actualisation							
	4%	6,26	6,02	5,79	5,56	5,33	5,09	4,86
	6%	4,86	4,60	4,34	4,09	3,83	3,57	3,32
	8%	3,75	3,48	3,20	2,92	2,64	2,36	2,09
	10%	2,87	2,57	2,28	1,98	1,69	1,39	1,09
	12%	2,15	1,84	1,53	1,22	0,91	0,59	0,28
	14%	1,57	1,24	0,91	0,59	0,26	-0,06	-0,39

Tableau VII.4.6 : Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 1,86\$/MMBTU

Prix du gaz : 2,48 \$/MMBTU								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Taux d'actualisation							
	4%	9,64	9,40	9,17	8,94	8,71	8,47	8,24
	6%	7,71	7,45	7,20	6,94	6,68	6,43	6,17
	8%	6,20	5,92	5,64	5,36	5,08	4,81	4,53
	10%	4,99	4,69	4,40	4,10	3,80	3,51	3,21
	12%	4,01	3,70	3,39	3,08	2,76	2,45	2,14
	14%	3,21	2,89	2,56	2,24	1,91	1,58	1,26

Tableau VII.4.7 : Sensibilité de la VAN au taux d'actualisation et au coût d'investissement pour un prix du gaz de 2,48 \$/MMBTU

Taux d'actualisation : 4%								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Prix du gaz (\$/MMBTU)							
	1,45	4	3,77	3,54	3,30	3,07	2,84	2,61
	1,65	5,13	4,9	4,66	4,43	4,20	3,97	3,73
	1,86	6,26	6,02	5,79	5,56	5,33	5,09	4,86
	2,07	7,38	7,15	6,92	6,69	6,45	6,22	5,99
	2,27	8,51	8,28	8,04	7,81	7,58	7,35	7,11
	2,48	9,64	9,40	9,17	8,94	8,71	8,47	8,24

Tableau VII.4.8 : Sensibilité de la VAN au coût d'investissement et au prix du gaz pour un taux d'actualisation 4%

Taux d'actualisation : 10%								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Prix du gaz (\$/MMBTU)							
	1,45	1,46	1,16	0,87	0,57	0,27	-0,02	-0,32
	1,65	2,16	1,87	1,57	1,28	0,98	0,68	0,39
	1,86	2,87	2,57	2,28	1,98	1,69	1,39	1,09
	2,07	3,58	3,28	2,98	2,69	2,39	2,10	1,80
	2,27	4,28	3,99	3,69	3,39	3,10	2,80	2,51
	2,48	4,99	4,69	4,40	4,10	3,80	3,51	3,21

Tableau VII.4.9 : Sensibilité de la VAN au coût d'investissement et au prix du gaz pour un taux d'actualisation 10%

Taux d'actualisation : 14%								
Variation du coût d'investissement		-30%	-20%	-10%	0%	+10%	+20%	+30%
VAN (millions de \$)	Prix du gaz (\$/MMBTU)							
	1,45	0,47	0,14	-0,18	0,51	-0,84	-1,16	-1,49
	1,65	1,02	0,69	0,36	0,04	-0,29	-0,61	-0,94
	1,86	1,57	1,24	0,91	0,59	0,26	-0,06	-0,39
	2,07	2,11	1,79	1,46	1,14	0,81	0,49	0,16
	2,27	2,66	2,34	2,01	1,69	1,36	1,04	0,71
	2,48	3,21	2,89	2,56	2,24	1,91	1,58	1,26

Tableau VII.4.10 : Sensibilité de la VAN au coût d'investissement et au prix du gaz pour un taux d'actualisation 14%

Annexe 3 :

Schémas du récupérateurs

Annexe 3 :

Schémas du récupérateurs

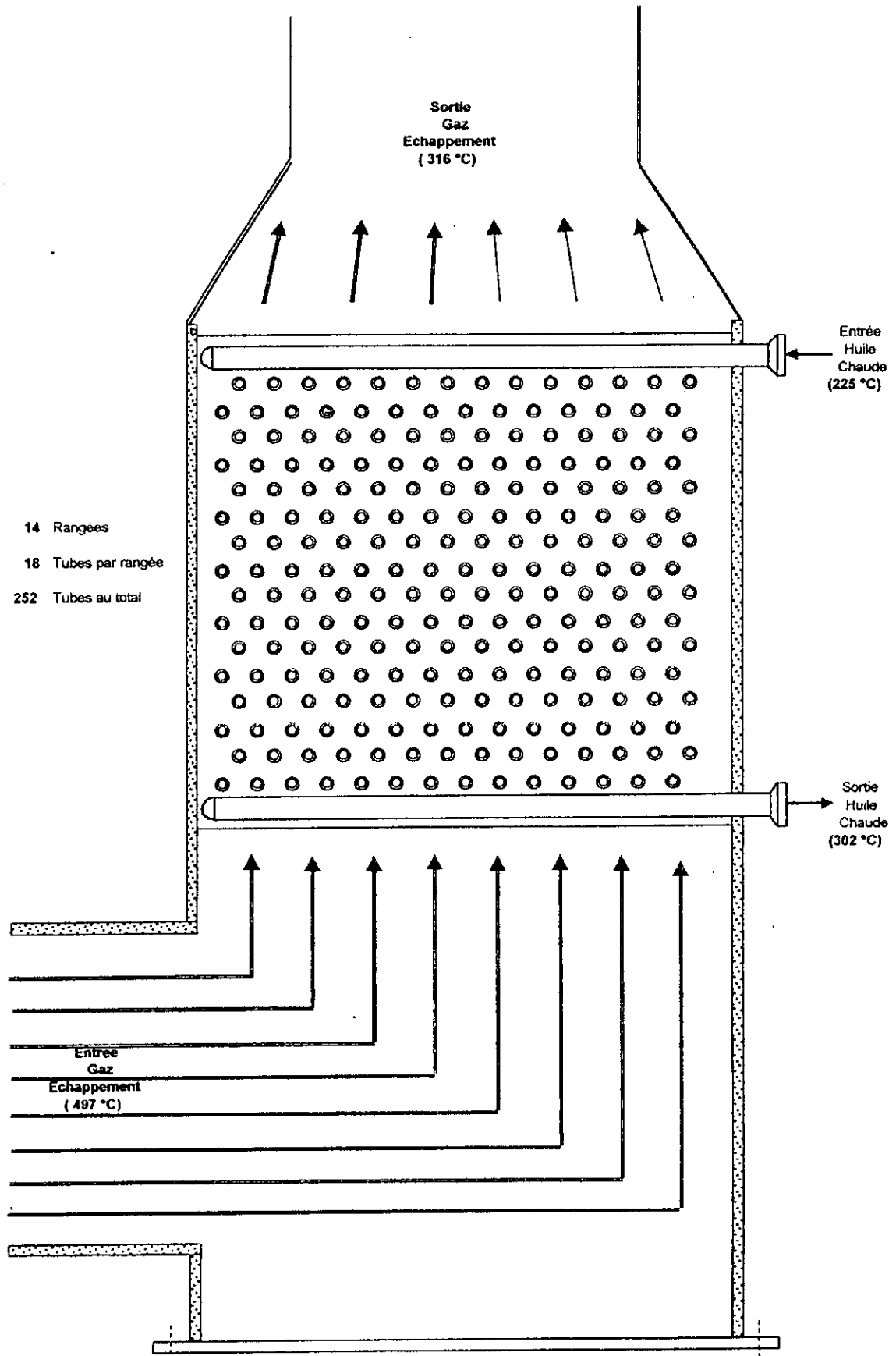


Schéma du récupérateur de chaleur

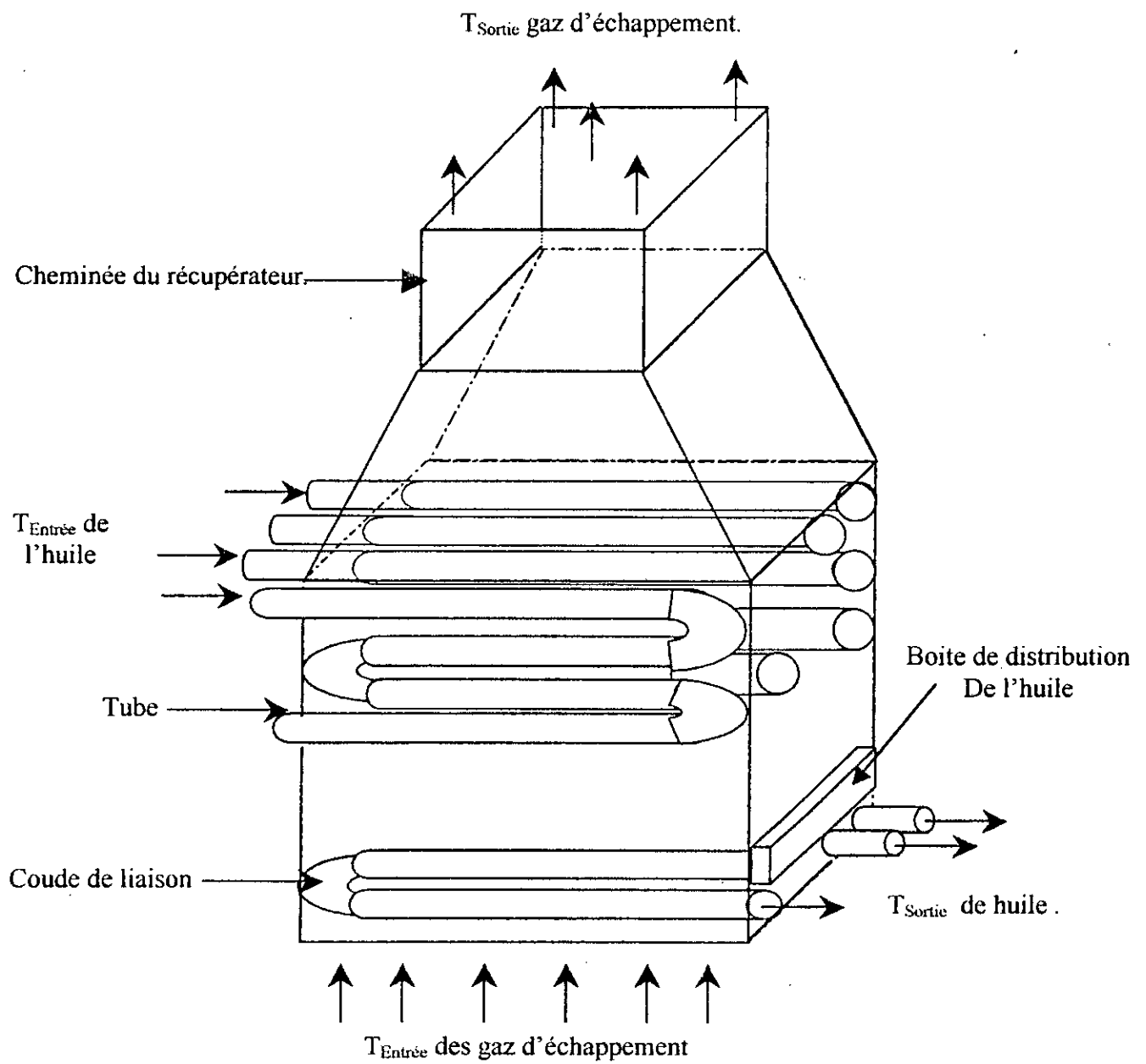


Schéma du récupérateur de chaleur.

Annexe 4 :

Schémas et photos de l'usine

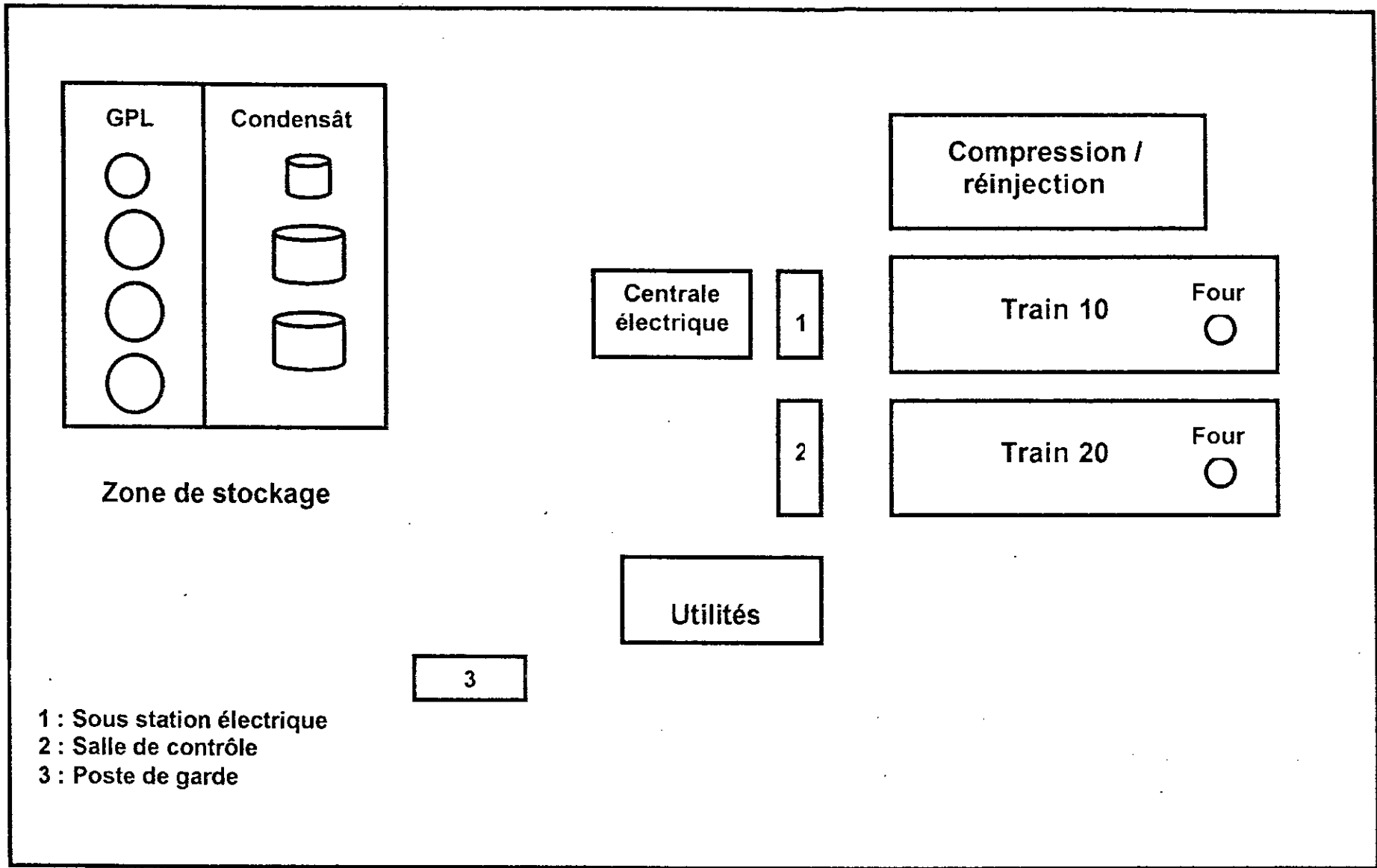


Schéma descriptif de l'usine Hamra

L'USINE HAMRA

Rapport de stage

Lieu du stage : unité de traitement Hamra située à 300 km au sud- est de Hassi- Messaoud

Durée du stage : 10 jours

Début : 22 Mars 2000

Fin : 31 Mars 2000

Programme du stage :

jour	7h00 - 11h30	14h00 - 18h00
Jeudi 23 Mars 00	Visite salle DCS	Visite salle DCS
Vendredi 24 Mars 00	Visite guidée des installations	Repos
Samedi 25 Mars 00	Laboratoire	- salle DCS
Dimanche 26 Mars 00	Visite de : <ul style="list-style-type: none"> • l'unité de l'huile • unité de réinjection • unité de compression 	- bureau méthodes - salle des archives
Lundi 27 Mars 00	Salle des archives exploitation	Salle des archives exploitation
Mardi 28 Mars 00	Salle des archives exploitation	- bureau méthodes
Mercredi 29 Mars 00	Visite de la centrale électrique	Visite de l'unité de réinjection
Jeudi 30 Mars 00	Entretien avec ingénieurs en : <ul style="list-style-type: none"> - mécanique - instrumentation 	- Salle de contrôle - entretien avec le chef de l'équipe de révision(Nuovo Pignone)
Vendredi 31 Mars 00	Prise de photos de : <ul style="list-style-type: none"> • l'unité circuit d'huile • train de traitement • centrale électrique • unité de compression et de réinjection • unité du gaz combustible 	

Personnes contactées :

Division	fonction	Société
1- Exploitation	Chef de division	Sonatrach
	Chef adjoint de division	Sonatrach
	exploitant	Sonatrach
	laborantin	Sonatrach
2- Maintenance	Ingénieur méthodes	Total
	TS maintenance	Total
	Ingénieur mécanique	Sonatrach
	Ingénieur instrumentation	Sonatrach
	Chef de l'équipe de la révision des turbines	Nuovo pignone

Description de la région HAMRA :

- **Situation géographique :**

Hamra est une zone à vocation gazière , elle se situe dans le grand Erg Oriental, à 300 km au sud- est de HASSI MESSAOUD, à 800 km de la wilaya d'ILLIZI et à 60 km de RHOURE NOUSS.

Altitude : 285 m

Climat : chaud et sec

Température : maximale = 49°C , minimale = -2°C

- **Historique :**

En 1991, SONATRACH a conclu un contrat avec un groupe français , portant sur achat et vente par anticipation du condensat et du GPL sur une période de 14 ans. Le contrat de réalisation de l'usine a été attribué à un groupe italien durant la même année. La mise en service de l'usine Hamra en 1995.

Présentation de l'usine Hamra :

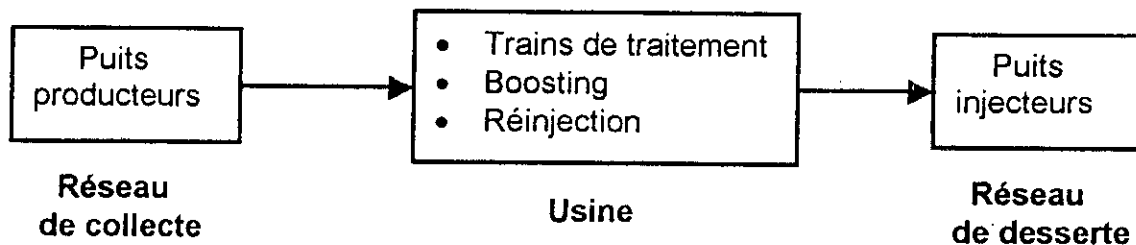
Hamra est une usine de traitement du gaz brut pour :

- La production du gaz sec.
- La récupération des fractions liquides :
 - GPL
 - Condensât

Les capacités des installations sont de 15 millions de m^3 / jour de gaz pour produire :

- 13.1 M m^3 /j de gaz sec ;
- 2600 t/j de condensât ;
- 1400 t/j de GPL

Le complexe se compose principalement des unités suivantes :



1- Puits producteurs :

Le réseau de collecte d'une longueur de 42 km relie onze puits producteurs au complexe.

2- Trains de traitement de gaz :

L'unité comprend deux trains de traitement de gaz, la capacité de chacun est de 7,5 M m^3 /j de gaz brut.

3- Boosting :

La section Boosting se compose de deux turbocompresseurs de type centrifuge BCL506. Chaque compresseur est entraîné par une turbine à gaz de type MS3002 de 9 MW de puissance.

4- Ré injection :

La station de réinjection se compose de deux turbocompresseurs de type centrifuge BCL405A et BCL304B, entraîné chacun par une turbine à gaz de type MS5002 de 19 MW de puissance.

5- Puits injecteurs :

Le complexe est relié aux huit puits injecteurs par l'intermédiaire de deux dessertes d'une longueur de 36 km.

6- Zones de stockage et d'expédition :

a- Condensât :

La zone de stockage et d'expédition de condensât se compose de :

- Deux bacs à toits flottant d'une capacité de 6000 m³ chacun.
- Un bac à toit fixe pour le condensât hors spécifications d'une capacité de 2000 m³.
- Trois pompes d'expédition de condensât d'un débit de 130 m³/h.

b- GPL :

- Trois sphères d'une capacité de 2000 m³ chacune ;
- Une sphère d'une capacité de 900m³ pour le GPL hors spécifications ;
- Deux pompes Boosters d'un débit de 190 m³/h chacune ;
- Trois pompes de ligne d'un débit de 95 m³/h chacune ;

7- Les utilités :

La zone des utilités se compose des sections suivantes :

- **La centrale électrique** : composée de deux turboalternateurs d'une puissance de 19 MW chacun et de deux groupes de secours de 2,4 MW ;
- Une unité de stockage et de distribution de l'huile diathermique ;
- Une unité de production d'air service et air instrument ;
- Une unité de production d'azote ;
- Une unité de traitement des eaux de service ;
- Une unité de stockage et régénération des huiles de graissage .

Unité de circuit d'huile chaude :

L'huile chaude circule dans un circuit fermé qui comprend :

- un réservoir tampon d'huile chaude V-01
- trois pompes pour la circulation de l'huile chaude à travers les échangeurs de l'unité 10 et l'unité 120 (P-01 A/B/C)
- deux filtres de l'huile chaude (S-01 A/B)
- un four pour le chauffage de l'huile (F-01)
- un aэрорéfrigérant pour le refroidissement de l'huile chaude (EA-01)
- un ventilateur pour le balayage du four avant le démarrage (U-01)

Le système huile chaude fournit la chaleur nécessaire à l'unité de traitement et au système de distribution du gaz combustible.

L'huile chaude recueillie dans le réservoir tampon V-01 est envoyée par les pompes P-01 A/B/C vers le réseau de distribution après filtration dans les filtres S-01 A/B, et réchauffage dans le four F-01.

Le réseau de distribution est conçu pour fournir la chaleur aux échangeurs suivants :

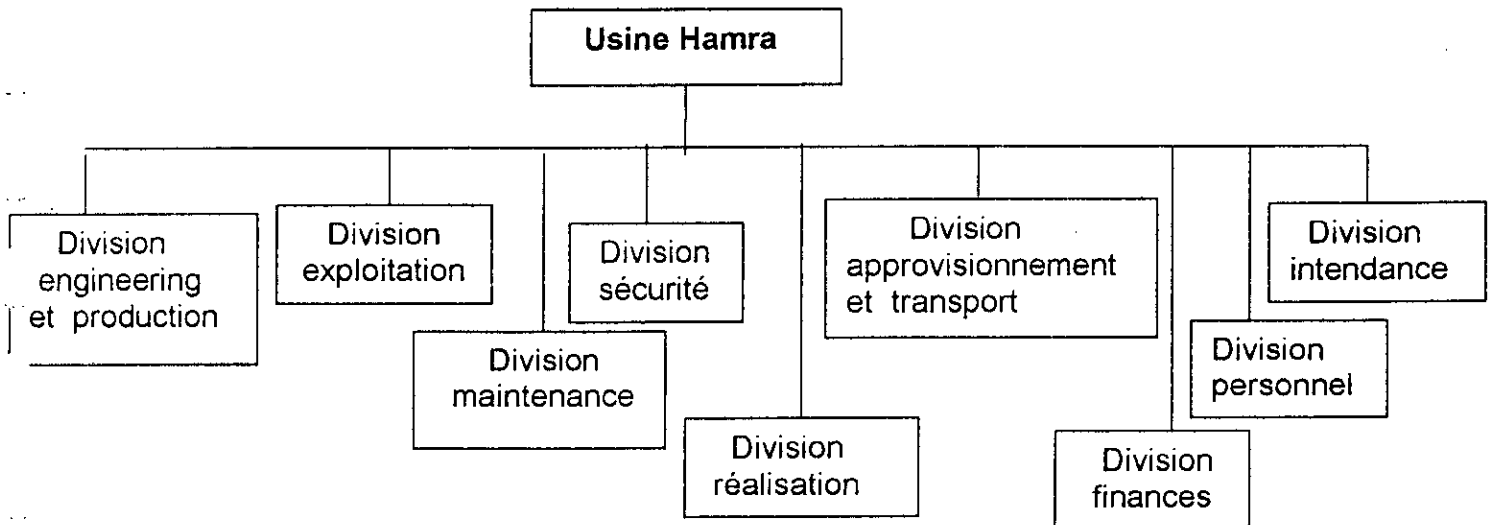
- 10-E-08 rebouilleur du dééthaniseur
- 10-E-09 rebouilleur du splitter GPL
- 10-E-10 réchauffeur régénérateur du déshydrateur vapeur
- 10-E-11 réchauffeur régénérateur du déshydrateur liquide
- 10-E-12 réchauffeur de l'eau huileuse du séparateur HP
- 10-E-14 réchauffeur de l'eau huileuse du ballon de détente
- 10-E-15 réchauffeur du GPL
- 120-E-01 réchauffeur du gaz combustible

Après échange thermique dans les échangeurs de chaleur, l'huile chaude est collectée dans un pipe et renvoyée au réservoir tampon.

Les réchauffeurs des eaux huileuses ont été mis hors service suite à l'apparition de problèmes de corrosion des tubes.

Le réchauffeur du GPL est mis en service lors de la réinjection du GPL, lorsque l'expédition et le stockage du GPL s'avèrent impossibles.

Organigramme de l'usine Hamra :



❖ Division exploitation :

Son rôle est d'assurer le bon déroulement du processus d'exploitation du gaz. La division a donc pour mission de prélever les paramètres de fonctionnement des unités (pressions, températures et débit,...) journalièrement. Ces données sont analysées par les ingénieurs en vue de déceler la moindre anomalie. Les informations relatives au niveau de la production sont synthétisées dans un rapport mensuel.

La salle de contrôle :

Elle est dotée d'un système DCS (Distributed Control System) muni :

- d'écrans pour visualiser instantanément les paramètres du procédé (températures, pressions, débit,...) ;
- d'un système d'alarmes, qui se déclenche lors d'anomalies dans le procédé ;
- d'un système de télémétrie qui assure la surveillance et le suivi des paramètres des puits ;
- de touches digitales pour modifier les paramètres .

Schéma d'exploitation du gaz : (voir figure.1 sur la page suivante)

Un train est une chaîne de production de condensât, G.P.L. et gaz sec à partir du gaz brut provenant des puits producteurs.

Chaque train est composé d'une :

- section de séparation ;
- section de déshydratation par adsorption à l'aide de tamis moléculaires ;
- section de récupération des hydrocarbures liquides par détente à l'aide d'un Turbo- expander ;
- section de fractionnement (déethaniseur) et splitter GPL

Circuit gaz :

Après avoir été traité au niveau des deux trains, le gaz sec est envoyé vers :

- l'unité de compression : où il est comprimé de 42 bar à 78 bar .
- l'unité de réinjection : où il est comprimé de 78 bar à 272 bar, avant d'être réinjecté dans le gisement pour maintenir sa pression

Circuit condensât et GPL:

Ces deux produits sont envoyés vers l'unité de stockage et d'expédition.

Description du processus :

Le processus est continu, invisible et très sophistiqué.

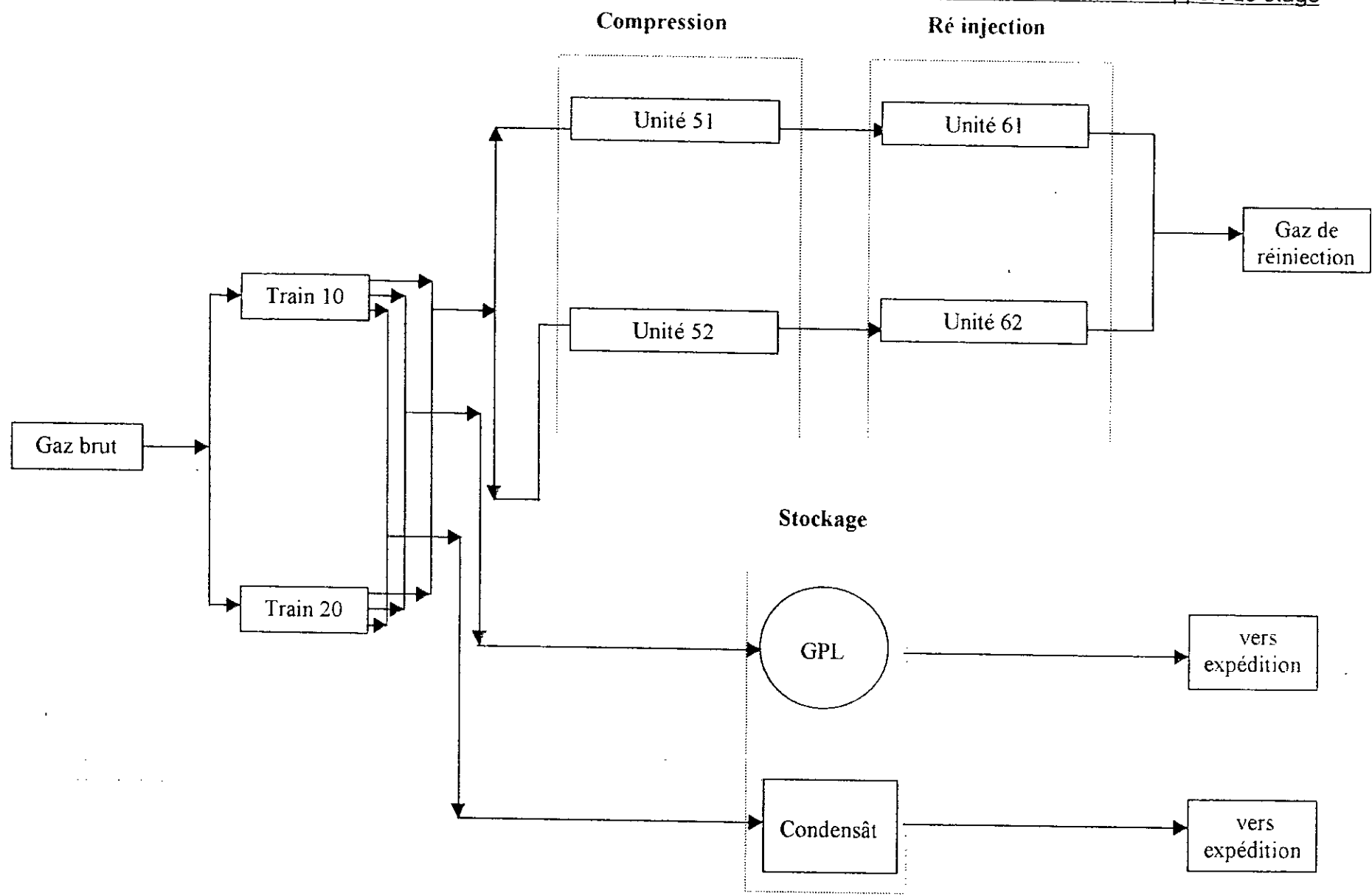


Figure.1 Schéma de traitement de gaz de l'usine Hamra
(Source : Manuel opératoire Hamra)

Le laboratoire :

La division exploitation dispose d'un laboratoire lui permettant de contrôler la qualité de la production.

Le laborantin effectue les analyses suivantes :

- mesure de la TVR (True Vapor Reid) du condensât produit. Ce test est important dans la mesure où une TVR élevée risquerait de faire exploser le pipe et compromettrait donc l'expédition du condensât.
- la chromatographie : Ce test effectué quotidiennement permet de déterminer les concentrations des différents constituants du gaz.
- calcul de la densité et de la viscosité de l'huile de lubrification des turbines et de l'huile diathermique, ce test est effectué à la demande.
- Calcul du point d'éclaire : ce test est effectué à la demande, il permet de déterminer la température à laquelle on obtient la première étincelle en présence de gaz et d'huile.

Les rapports du laboratoire sont élaborés quotidiennement et les résultats sont transmis à la division exploitation .

L'unité comporte six turbines à gaz au niveau de :

La compression (boosting) :

Elle comporte deux turbines à gaz (unité 51 et 52) ,de type MS 3002 entraînant un compresseur de gaz à un seul étage .

La réinjection :

Elle se compose de deux turbines à gaz à deux arbres (unité 61 et 62), de type MS 5002 elles entraînent un compresseur de gaz à deux étages.

La centrale électrique :

Elle comporte deux groupes turbogénérateurs appelés : unités 241 et 242

Le turbogénérateur comporte une turbine à gaz monoarbre 5001, accouplée à un alternateur pour produire l'énergie électrique .

- unité 241 : fournit l'électricité à la base de vie et l'usine
- unité 242 : fournit l'électricité aux trains de Rhourde Nous

Nous avons pu à travers notre stage définir trois variantes possibles :

- **La récupération des gaz d'échappement des unités 51, 52 :**

Cette variante n'est pas intéressante, car la quantité d'énergie contenue dans les gaz d'échappement des turbines de faible puissance (type MS3002) ne permettrait pas de fournir la chaleur nécessaire au circuit d'huile.

- **La récupération des gaz d'échappement des unités 61, 62 :**

N'offre pas une option intéressante à long terme. En effet, cette unité est appelée à s'arrêter dans le futur lorsque le gaz sec sera envoyé vers vente au lieu de le réinjecter dans le gisement.

- **La récupération des gaz d'échappement des unités 241, 242 :**

Les deux turbines à gaz dimensionnées pour une puissance de 19 MW ne sont pas utilisées à pleine charge :

- La première fournit 5 MW
- La deuxième 10 MW

Les turbines atteindront leurs puissances maximales lors de la construction :

- d'autres trains au niveau de Rhourde Nous
- d'un aéroport desservant Hamra

La centrale électrique fonctionne pratiquement toute l'année, contrairement aux unités de réinjection et de compression qui subissent des arrêts plusieurs fois par an pour effectuer des révisions,...

Nous retiendrons donc cette dernière variante pour notre étude.

Nous avons pu réunir durant ce stage différentes informations, nécessaires pour le projet au niveau de :

Division exploitation :

- **La salle de contrôle :**

Cette salle est munie d'un système DCS (Distributed Control System), il permet de visualiser les différents paramètres des unités (pressions, débits, températures) instantanément et à distance . Des informations concernant le processus nous ont été fournies .

- **Laboratoire :**

Collecte des données concernant :

- la composition chimique du gaz combustible , nécessaire pour l'évaluation de la quantité de CO₂ évacuée dans l'atmosphère.
- Les différentes analyses effectuées sur l'huile .

- **Salle des archives :**

Consultation des documents concernant :

- l'historique de l'usine
- schémas descriptifs des unités :
 - huile chaude
 - compression et réinjection
- les turbines à gaz (fonctionnement, puissance, consommation du gaz combustible, les côtes de la conduite des gaz d'échappement,...)
- diamètres des canalisations du circuit d'huile.
- schémas d'implantation des différentes unités pour évaluer les distances entre :
 - la centrale électrique et les deux trains
- rapports d'activités des années 1996, 1997 et le 1^{er} trimestre de l'année 1998 dans lesquels figurent :
 - la performance du complexe (taux de fonctionnement) ;
 - les taux de fonctionnement des machines principales (turbines à gaz des unités de compression , de réinjection et la centrale électrique) ;
 - le taux de fonctionnement des trains ;
 - la consommation de l'huile ;

❖ **Division maintenance :**

• **Bureau méthodes :**

Collecte d'informations concernant :

- le planning des révisions effectuées sur les turbines ;
- la maintenance des fours ;
- les problèmes rencontrés sur le circuit d'huile ;

• **La centrale électrique :**

- Températures des gaz d'échappement des deux turbines à gaz servant à la fourniture de l'électricité au niveau de :
 - l'usine Hamra et la base de vie
 - l'usine Rhourde Nouss , située à 75 Km au nord- est de Hamra.

Remarques :

Le train 20 a été arrêté le 24 mars pour effectuer une APG (arrêt programmé général) pendant 32 jours .

L'APG consiste à vérifier l'état des :

- ballons de séparation (parois) ;
- échangeurs de chaleur (calorifugeage, tubes, ...) ;
- four (inspection des parois des tubes véhiculant l'huile diathermique) ;
- colonnes de distillation (renouvellement des tamis moléculaires, ...)

Une équipe de la société Nuovo Pignone était présente sur place pour effectuer une MI (inspection majeure) qui consiste à démonter les turbines des unités 51, 61 pour vérifier leurs états.

Des pièces seront remplacées pour augmenter :

- le débit d'air, d'où une augmentation de la température des gaz d'échappement et de la puissance ;
- les intervalles de révision.

Après avoir effectué un tour au niveau des unités 51 et 61, nous avons constaté que les turbines à gaz n'étaient pas dotées d'appareils qui servent à mesurer la consommation du gaz combustible et le débit d'air, données essentielles pour le projet.
C'est la raison pour laquelle nous avons contacté le chef de l'équipe de révision de la société Nuovo Pignone pour nous fournir cette information.