

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur Et de La Recherche
Scientifique



Université de Ghardaïa

Faculté des Sciences et Technologie
Département des Sciences et Technologie

Projet de fin d'étude présenté en vue de l'obtention du diplôme de

LICENCE

Domaine : Science et Technologie

Filière : Génie électrique

Spécialité : Maintenance en instrumentation industrielle

THEME:

Développement de commande et supervision de
l'unité traitement brut implémenté sur système DCS

PAR :

Ilyas Khéne
Mennaà ben seddik

Jury:

M^F: hamed boukhari

Maitre Assistant A Univ. Ghardaïa

Encadreur

M^F: karim ben auouicha

Maitre Assistant A Univ. Ghardaïa

Examineur

ANNEE UNIVERSITAIRE: 2013/2014

Remerciements

**Nous tenons à remercier en premier lieu Dieu "ALLAH" qui nous
a éclairé notre chemin pour achever ce modeste travail.**

**Je tiens à remercier sincèrement Monsieur "Boukharie" et chef
département "Hadj said", en tant qu'encadreur de notre mémoire s'est
toujours montré à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation
de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu
nous consacrer et sans qui ce mémoire n'aurait jamais vu le jour.**

**Et bien sûr nous remercions nos familles : nos parents , nos frères et
sœurs, pour leurs soutiens et aides sans dans la réalisation de cette
mémoire de fin d'études.**

Dédicace

**Avant tous, je remercie Dieu le tout puissant de
m' avoir donné le courage et la patience pour
réaliser
ce travail malgré toutes les difficultés rencontrés.**

Je dédie ce modeste travail :

**A mes très chers parents, que Dieu les garde et
les protège pour leur soutien moral et financier,
Pour leurs encouragements et les sacrifices.**

A mes frères

A ma grande famille

Amis, Mohamed, Saddam, Khaled, Bouamama, Slimane, Abdallah

A tous les amis d'études surtout

ceux

De génie électrique promotion 2014

Mennaà

SOMMAIRE

Introduction générale.....	1
CHAPITRE I : Présentation et description de l'unité Traitement brut de Gassi Touil	
I .1. Introduction.....	3
I .2. Présentation de l'unité traitement brut.....	3
I .2.1. Définition du manifold.....	3
I .2. 2 But.....	4
I .2. 3 Paramètres a surveiller dans un manifold.....	4
I .3. Généralités sur les séparateurs.....	4
I.3.1. Définition.....	4
I.3.2. Séparateurs tris phasiques.....	5
I .4. L'objectif de la séparation.....	6
I.5. Description de processus.....	7
I.6. Description générale des batteries.....	7
I.6.1. Batteries principales.....	8
I.6.2. Batterie faible pression.....	8
I.6.3. Batterie test.....	8
I.6.4. Batterie forte pression HP7.....	9
I.7. Présentation du séparateur.....	10
I.8. Equipement dans un séparateur.....	10
I.8.1. Organe de contrôle.....	12
I.8.2. Organe de commande.....	13
I.8.3. Capteurs.....	15
I. 8.4. Manomètre.....	16
I.8.5. Détendeur avant chaque instrument.....	16
I.8.6. Boucles de régulations.....	17
I.9. Choix des instruments pour l'intégration sous système numérique.....	18
I.9.1. Transmission du signal de mesure.....	19
I.9.2. Les instruments de mesures sur terrain.....	19
I.9.3. Paramétrage d'un transmetteur.....	20
I.10. Choix d'un transmetteur.....	20
I.10.1. Les transmetteurs intelligents.....	20
I.10.2. Transmetteur de pression.....	21
I.10.3. Transmetteur de température.....	22
I.10.4. Transmetteur de niveau.....	23
I.10.5. Transmetteur de débit.....	23
I-11-Choix des vannes.....	23
I.11.1. Vanne tout ou rien.....	24
I.11.2. Convertisseur électropneumatique	24
I.12. Conclusion.....	25

CHAPITRE II. Présentation du DCS DELTAV

II.1. Introduction.....	27
II.2. Historique de systèmes de contrôle (DCS).....	27
II.2.1. Contrôle manuel.....	27
II.2.2. Régulateurs pneumatiques locaux.....	28
II.2.3. Régulation pneumatique centralisée.....	28
II.2.4. Régulateurs électroniques analogiques et numériques.....	29
II.2.5. Système d'acquisition de données DAS (Data Acquisition System).....	29
II.2.6. Système de contrôle distribue DCS (Distributed Control System).....	30
II.3. Principe du contrôle & régulation dans le DCS.....	31
II.3.1. Boucle de régulation.....	32
II.3.2. Le régulateur	32
II.3.3. Notion de dérive.....	34
II.4 .Architecture du système DELTA V.....	35
II.5. Nouveau model de l'unité de traitement brut avec DCS DELTAV	36
II.6. Conclusion.....	37

CHAPITER-III : Etude et développement d'une solution de supervision sous DCS

III.1. Introduction.....	38
III.2. Généralités sur la supervision.....	38
III.2.1. Définition de la supervision.....	38
III.2.2. Avantage de la supervision.....	39
III.2.3. Communication entre le pc de supervision et l'automate.....	40
III.3. Génération du projet, connexion au simulateur.....	41
III.4. Réalisation des vues de contrôle et de supervision de l'unité traitement brut.....	41
III.4.1. L'état de la vanne.....	41
III.4.2. L'état actuel de l'unité a la marche	42
III.4.3. L'état actuel de l'arrêt d'urgence de l'unité	43
III.4.4. Etat de discordance de la vanne.....	44
III.4.7. Vue de PID dans DCS	45
III5.Conclusion.....	45
Conclusion générale	
Bibliographie	



Introduction générale

Introduction générale:

La demande sans cesse de l'optimisation des procédés industriels ouvre le chemin aux développements des solutions programmables industriels à base d'automate. Ainsi, par cet outil majeur, les systèmes industriels ont gagné en robustesse aux conditions climatiques difficiles, avec l'amélioration du gain en productivité tout on ayant une qualité meilleure.

Le choix de l'utilisation de ce type de technologie dans la gestion et le contrôle des procédés industriels est dû aux nombreux avantages dont dispose l'automate (énorme possibilité d'exploitation, modification faciles du programme, fiabilité ...etc.).

Ces dernières années, la SONATRACH a pris un peu d'avance avec l'installation des nouveaux systèmes numériques de contrôle très performants, la rénovation des équipements, la modernisation de l'instrumentation et des machines afin d'améliorer la fiabilité, d'assurer la sécurité industrielle, de réduire le taux de pollution ainsi que permettre d'optimiser la production ce qui agit positivement sur l'environnement et l'économie du pays. Les insuffisances en matière de sécurité rendement et fiabilité en plus des problèmes de maintenance rencontré à l'unité traitement brut de Gassi Touil ont poussé SONATRACH a s'intéressé a la rénovation et de la modernisation de cette unité dont l'étendue des opérations sera :

- Le remplacement du système de contrôle pneumatique local en service actuellement par un système de contrôle numérique fiable, performant, et surtout compatible avec le système de contrôle – commande
- Le remplacement des régulateurs pneumatiques locaux de (débit, pression, niveau température), installés sur site par des boucles de régulations intégrées dans le système de contrôle numérique
- Le remplacement et /ou la modification d'un lot d'instruments pneumatiques locaux et des vannes automatiques existants, ajout des capteurs et transmetteurs électroniques
- La rénovation et le transfère du système à base de relais gérant le système d'arrêt d'urgence dans l'automate programmable industriel

Pour se faire nous avons proposé une solution qui consiste à la conception d'une commande d'automatisation à base d'un automate programmable DCS (Distributed Control System) le système numérique de contrôle et de commande.

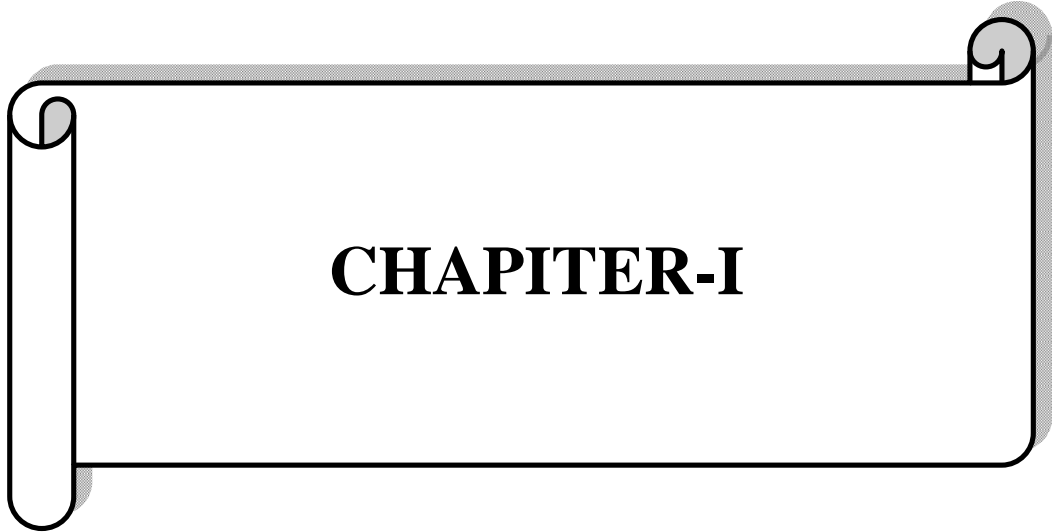
Nous avons reparti notre travail en cinq chapitres. Le premier est consacré à la description générale de la région de Gassi Touil de l'unité traitement brut et des instruments utilisés

INTRODUCTION GENERALE:

actuellement. Au deuxième chapitre nous avons proposé quelques instruments pour l'adaptation de l'unité sous système numérique. le troisième chapitre pour l'étude du système numérique de contrôle et de commande DCS, La quatrième chapitre qui consiste a l'étude et modélisation du procédé par l'outil GRAFCET.

Dans le dernier chapitre, nous avons analysé la commande actuelle du l'unité de traitement brute afin de proposer une nouvelle solution de contrôle et de supervision basée sur le DCS. Nous avons intégré dans la nouvelle commande, les boucles de régulations et les fonctions réalisés par le panneau local.

Enfin on nous terminons notre travail par une conclusion générale.



CHAPTER-I

I.1. Introduction :

La région de Gassi Touil est à vocation pétrolière et gazière, elle est composée de plusieurs champs dont les principaux : NEZLA Nord / Sud ; Hassi Touareg Nord / Sud Gassi Touil ; Hassi Chergui Nord / Sud.

Le champ de Gassi Touil a été découvert en 1961 par le forage de GT 1, implanté au sommet de la structure (COPEFA - CEP). Ce forage a mis en évidence la présence de gaz dans les réservoirs des Trias Supérieur et Inférieur. Il a fallu attendre le forage de GT 3 (Novembre 1962 - Mars 1963), implanté sur le flanc Est de la structure, pour découvrir de l'huile dans le Trias Inférieur à une profondeur de 2100 m. Le développement de ce champ a été poursuivi très rapidement durant les deux années suivantes où pas moins de 30 puits ont été forés et mis en exploitation. Depuis, le forage de nouveaux puits a continué jusqu'en 1974, pour délimiter les contours du gisement. [1]

I -2- Présentation de l'unité traitement brut:

Le pétrole extrait d'un gisement est généralement accompagné de gaz dissous, d'eau salée et de particules solides provenant des sédiments et de la corrosion des installations.

Le traitement du brut est une opération de séparation qui consiste à éliminer le gaz, l'eau et les sédiments du pétrole pour le rendre propre, non agressif pour les ouvrages en acier et stabilisé par des raisons de sécurité, de stockage et de transport.

Le rôle de la séparation est d'éliminer l'eau de gisement, et de traiter l'huile où le gaz pour qu'aux conditions atmosphériques il n'y aurait plus de gaz dans l'huile. [1]

I.2. 1 Définition du manifold:

Le brut sortant des puits producteurs est acheminé dans des collectes individuelles de diamètre 3'' à 4'' vers manifolds collecteurs situés dans le champ (manifolds satellites No 0, 1, 2, 3). De là, le brut est acheminé vers l'unité de séparation à travers de gros collecteurs de diamètres 6'', 9'', 10'' et 12''. A l'entrée du centre, l'huile entre dans l'unité de séparation via un manifold qui représente un jeu de vannes.

I.2. 2 But :

Le jeu de vannes se trouve à l'entrée du séparateur il permet :

- Choix du séparateur vers le quelle le brut sera acheminé qui dépends de la pression du puits.
- D'envoyer l'effluent dans une autre direction en cas de panne sur le séparateur sans avoir à arrêté la production.
- La fermeture des vannes lors d'une détection d'urgence

I.2.3. Paramètres à surveiller dans un manifold:

- pression d'entrée (arrivées puits)
- les vannes automatiques, pipes,...etc.
- les capteurs de débit
- capteurs de sécurité (détections Gaz, Feu ...)

I -3-Généralités sur les séparateurs :

Le traitement consiste à séparer les principaux composants de l'effluent brut afin de permettre la livraison au client de produit conforme à des normes définies, le fluide en place dans un gisement est un mélange constitué d'hydrocarbures liquide ou gazeux et d'eau. A l'origine, ce mélange est dans un état d'équilibre qui dépend de sa composition ainsi que des conditions de pression et de température existant dans la formation. L'exploitation détruit cet équilibre. [2]

I.3.1. Définition :

Un séparateur est une capacité sous pression incorporée à un circuit où elle provoque un ralentissement de la vitesse d'écoulement de l'effluent. A la faveur de cette tranquillisation, les fluides se trient par différence de densité. Les liquides s'accumulent dans le bas de la capacité ou ils sont soutirés. Le gaz plus léger s'échappe par le haut. Des aménagements intérieurs de la capacité en améliorent l'efficacité. Des piquages pourvus de vannes et des appareils de mesure permettent le contrôle du fonctionnement.

La séparation consiste à éliminer le gaz, l'eau et les sédiments du pétrole pour le rendre propre, non agressif pour les ouvrages en acier et stabilisé par des raisons de sécurité, de stockage et de transport. La séparation s'effectue dans une série de trois séparateurs

horizontaux qui représentent trois étages de séparation (HP, MP, ATP). Les deux premiers étages forment une batterie.

I.3.2.Séparateurs tris phasiques :

Le schéma général d'un séparateur triphasique est donné par la figure suivante :

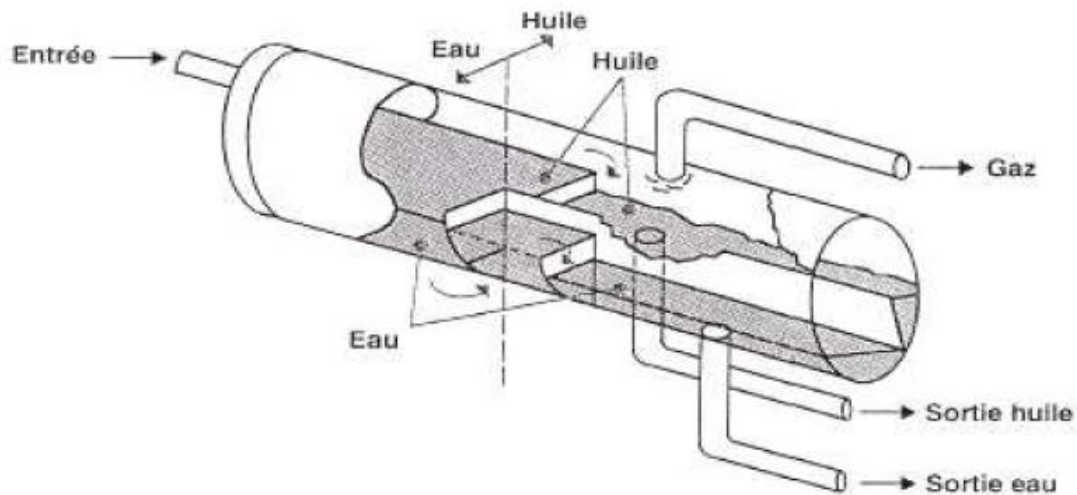


Figure .I.1A : Schéma général d'un séparateur triphasique.

a- Fonction trois phases, obtenue par cloisonnement de la chambre :

Le séparateur est de type horizontal, une cloison verticale est placée dans l'axe du cylindre dans sa partie avale

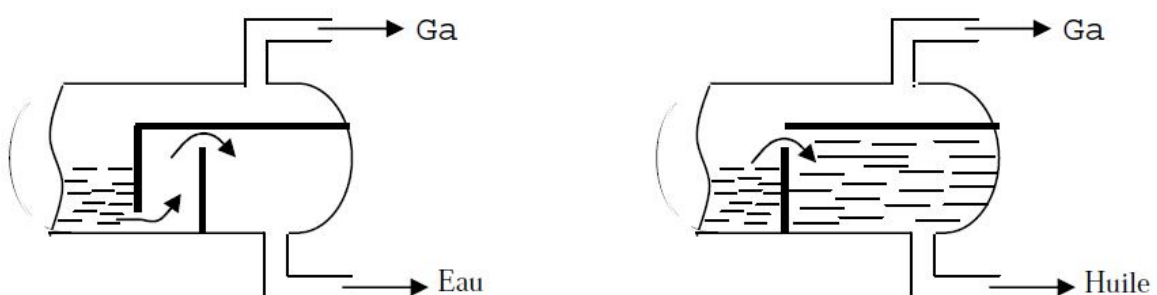


Figure .I.1B : Séparation trois phases par cloisonnement de la chambre de rétention.

b- Fonction trois phases, obtenue par deux contrôleurs de niveaux :

Deux contrôleurs de niveaux sont installés à des hauteurs telles que l'un contrôle l'interface gaz – huile et l'autre, l'interface huile – eau.

Les contrôles de ce type de séparateurs sont équipés de plongeurs à flottabilité négative, suspendus à une barre de torsion. Ils sont à actions proportionnelles et ils agissent sur les vannes de décharge dans le sens et avec l'amplitude convenable pour que les hauteurs des interfaces restent constantes. Le montage des contrôleurs de niveau avec flotteurs ou plongeurs à l'intérieur du séparateur existe également. Mais il oblige à prévoir des trous d'homme suffisamment grands pour le passage des flotteurs, ainsi que des cloisons, dans la chambre de décantation, pour les protéger contre les turbulences qui nuiraient à la précision de la mesure. Une étude de dimensionnement a été faite par le service collecte et desserte, et il a été décidé que le séparateur qui sera installé au niveau du manifold sera de type horizontal, à séparation triphasique.

C- But : la séparation permet :

- La séparation du brut de certains constituants pour le rendre commerciale sur le marché international
- Transporter le brut en toute sécurité.
- D'éliminer l'eau du gisement, et de traiter l'huile et le gaz séparément.

D- Paramètres à surveiller sur un séparateur:

- la pression de séparation.
- le niveau d'huile et d'eau.
- la température.
- temps de rétention $T = C / L$
- les vannes automatiques et les capteurs.

I-4- L'objectif de la séparation :

• **Technique :**

Le fluide doit se maintenir en état monophasique dans les installations de stockage, et de transport. Eviter les bouchons de gaz sur les installations d'huile, et la formation de condensats ou hydrates dans les conduites de gaz.

• Economique :

Une séparation bien menée augmente le volume de liquide récupéré, en plus l'élimination de l'eau économise les frais de transport, et d'entretien inutile.

• Contrôle :

Il est possible grâce aux mesures prises sur les séparateurs d'évaluer le plus exactement ce que l'on tire des puits et par conséquent de mener le plus rationnellement l'exploitation de gisement « contrôle de G. O. R », la densité d'huile...etc. [1]. [2]

I.5.description de processus :

La séparation, le fonctionnement d'un séparateur, est conditionnée par trois éléments physiques qui sont :

- ❖ Température en °C ou en °F.
- ❖ Pression d'entrée en psi, ou en Bars.
- ❖ Vitesse de passage de fluide.

Dans la pratique, les trois paramètres ne sont pas indépendants mais interférents les des autres. En pratique, on se limite à trois étages de séparation pour des raisons économique, car au delà le gain de récupération est faible. Il existe pour chaque étage une pression pour laquelle la récupération est maximale.

Le procédé utilisé est le flash par étapes successives. Dans le cas de Gassi Touil, cette séparation s'effectue dans une série de trois séparations horizontales représentant trois étagesde séparation (HP, MP, ATP). Les deux premiers étages forment une batterie. Le brut sortant des puits producteurs est acheminé dans des collectes individuelles de diamètre 3'' à 4'' vers manifolds collecteurs situés dans le champ (appelés manifolds satellites No 0, 1, 2, 3). De là, le brut est acheminé vers l'unité de séparation à travers de gros collecteurs de diamètres 6'', 9'', 10'' et 12''.

I.6. Description générale des batteries :

L'unité de traitement de brut (unité de séparation) regroupe une série de onze batteries, chaque batterie est formée d'un couple de séparation. Le schéma général de cette unité ainsi que les bacs de stockage de produit résultant sont donnés dans la **figure I-4**.

I.6.1. Batteries principales:

A l'entrée de l'unité de séparation, les affluents provenant des manifolds sont homogénéisés puis acheminés vers quatre batteries principales pour avoir des paramètres identiques. Le brut est alors introduit dans le premier étage (étage HP) où il subit la première détente de 800 psi g à 360 psi g en libérant une grande partie de gaz dissous dit gaz HP. Par différence de densité, l'eau, le brut et le gaz sont alors séparés à l'intérieur de la capacité du séparateur. Le gaz est évacué par le haut vers l'unité de réinjection de gaz pour le réinjecter dans le gisement pour le maintien de pression. L'excédent est envoyé vers torche.

Le brut (l'eau est l'huile) sort par le bas du séparateur HP sous contrôle de niveau est entre dans le deuxième séparateur (étage MP) où il subira une deuxième détente de 360 psi g à 30 psi g. de la même manière gaz, brut et eau sont séparés. Le gaz est envoyé vers la torche, l'eau et le brut sont envoyés au bac de stockage. Dans ce bac, l'eau est purgée vers le bourbier. Ainsi s'achève l'opération de séparation. Le brut est stocké dans des bacs à toit flottant (au nombre de trois), et est préparé pour les expéditions.

I.6.2. Batterie faible pression :

Cette batterie traite les effluents des puits à faible GOR (Rapport Gaz sur l'Huile). Selon le même principe de séparation, seule la pression de premier étage est différente, car elle faible (120 psi).

I.6.3. Batterie test :

Le suivi de l'évolution de la production par puits depuis l'origine est une tâche quotidienne. Périodiquement, la production individuelle des puits est contrôlée dans les batteries d'essai ou batteries test.

Le puits à jauger est sélectionné au niveau des Manifolds satellites/puits et sa production acheminée dans un collecteur réservé à cet effet.

A l'entrée de l'unité, l'effluent du puits à tester est dirigé vers l'une de deux batteries test existantes. Une troisième batterie de test est montée en 1991 pour permettre les démarrages des puits à faible GOR.

Le principe de séparation reste le même mais le stockage s'effectue dans des bacs de test pour mesurer les volumes produits est déterminer la productivité du puits en question, son GOR, son WOR,...etc. [2]

I.6.4. Batterie forte pression HP7 :

La batterie HP7 a été réalisée pour traiter les puits à fort GOR ayant une pression d'environ 60 bars. [1]



Figure I-3 : unite de traitement brut de gassi touil.

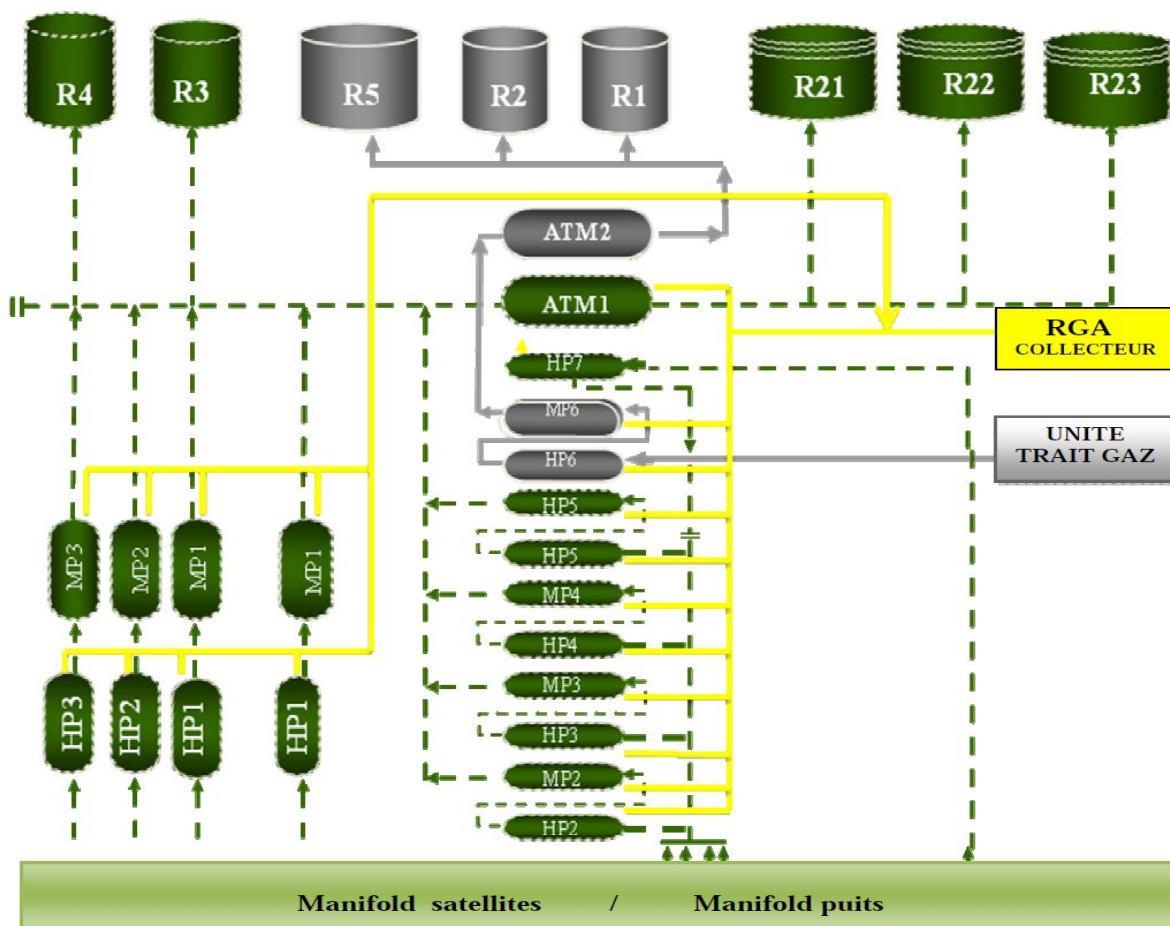


Figure I.4 : Unité Traitement brut Gassi Touil.

I.7. Présentation du séparateur :

Le séparateur est régi par une régulation pneumatique, en raison de la simplicité, de la robustesse et du moindre prix des instruments, ainsi que la disponibilité quasi générale du fluide nécessaire à sa mise en œuvre. Deux contrôleurs de niveau sont installés à des hauteurs telles que l'un contrôle l'interface gaz huile et l'autre l'interface huile-eau. Un autre contrôle de pression est prévu afin de maximiser la sécurité de l'installation de toute montée irraisonnable de la pression et de protéger le gazoduc de tout engouffrement d'huile. Les contrôleurs de l'huile et de l'eau sont équipés de plongeurs à flottabilité négative, suspendus à une barre de torsion. L'appareil mesure un couple créé par le poids du plongeur et la force de réaction de la barre de torsion. Ce couple varie avec la poussée d'Archimède sur le plongeur quand le niveau du liquide se déplace. Les contrôleurs sont à actions proportionnelles et ils agissent sur les vannes de décharge dans le sens et avec l'amplitude convenable pour que les hauteurs des interfaces restent constantes.

A partir du champ, les paramètres suscités (les différents niveaux et pressions) seront collectés, convertis en digital, ensuite envoyé vers le centre de supervision.

I.8. Equipement dans un séparateur

Dans le cadre de notre étude de l'unité de séparation du brut on va aborder dans cette partie la description des différents instruments se trouvant au niveau des batteries de séparation ainsi que leurs caractéristiques techniques tel que les capteurs et les actionneurs qui sont illustré par la **Figure I-5 [3]**.

Nous citons quelques notations utilisées dans ces séparateurs :

PI : indicateur de pression.

TI : indicateur de température.

LC : régulateur de niveau.

PC : régulateur de pression.

LG : Afficheur à glace.

LI : indicateur de bas niveau.

FR : enregistreur de quantité de débit.

PCV : vanne de régulation de pression

LCV : vanne de régulation de niveau

SDV : vanne sécurité tout et rien

LSHH : indicateur de très haut niveau **PSHH** : indicateur de très haut pression

LSLL : indicateur très bas niveau

PSHH : indicateur de très haut pression

PSLL : indicateur de très bas pression

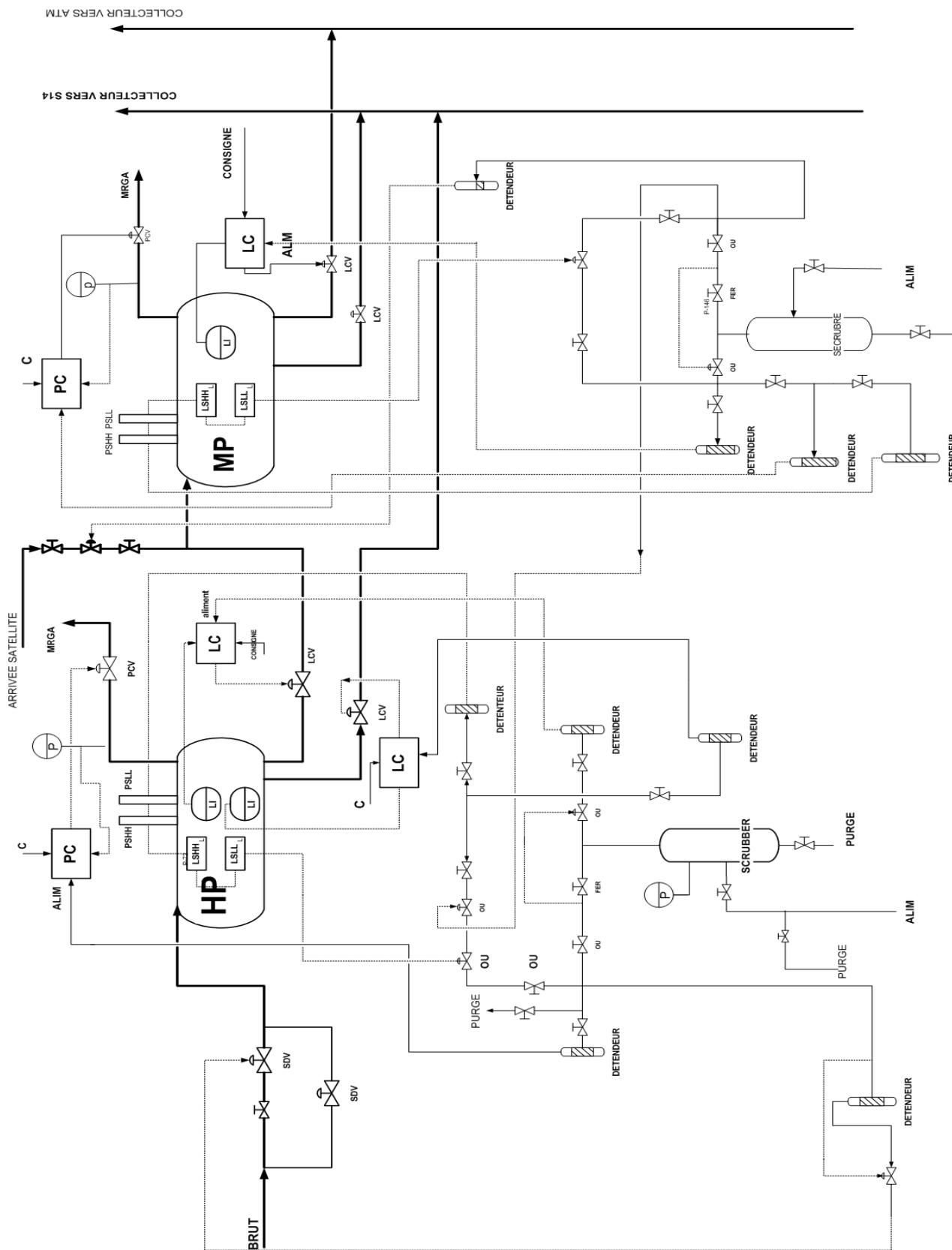


Figure I.5 : Batterie (séparateur HP et MP)

I.9.1. Organe de contrôle

Le séparateur est équipé d'un ensemble de robinets, des valvaires et des instruments de sécurité afin d'assurer le démarrage de la batterie :

- ❖ **Pilote guérite** : Cet instrument est utilisé soit pour le contrôle de la haute pression ou de la basse pression. Il est muni d'une vis qui est placée par le dessus pour le réglage de la raideur du ressort, d'un ressort pour fixer la pression de seuil et d'un piston pour obturer l'issue de gaz instrument des différents instruments placés en série dans le cas de présence d'une pression indésirable.

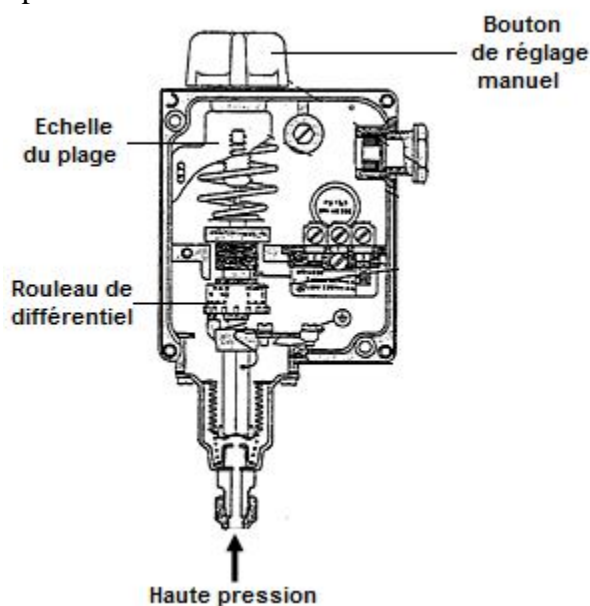


Figure I.6 : Pilote guérite haute pression.

- ❖ **Appareil de sécurité de niveau** :

Cet appareil est utilisé pour contrôler le haut et le bas niveau d'un ballon de séparation. Il est muni d'un système buse – palette afin de fixer la plage de variation à l'extrémité de cet appareil, un flotteur est fixé pour délivrer un signal au système buse palette. Dans le cas de la présence d'un niveau en d' hors de la plage désirée, le système buse – palette se referme et coupe le signal de la vanne d'entrée. [3]

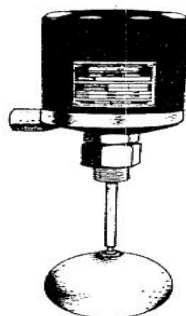


Figure I.7 : Contacteur à masse de déplacement. [3]

Les sécurités PSH, PSL, LSH, LSL sont placées en séries, la sortie de dernier instrument de sécurité actionne la petite vanne pneumatique (valvaire), l'ouverture de cette vanne permet le passage de gaz instrument vers le servo de la vanne d'entrée pour l'ouvrir (démarrage de la batterie). En cas de présence d'un défaut par exemple détection de PSH, cette sécurité coupe la sortie gaz instrument vers la valvaire ce qui entraîne la fermeture de la vanne d'entrée. En cas de travaux de maintenance sur les instruments de sécurité, un robinet de by- passe permet d'isolé le système de sécurité et actionner directement la vanne d'entrée.

I.9.2.Organe de commande.

❖ Vanne automatique sortie huile et gaz :

La vanne de régulation est utilisée comme organe de réglage dans différentes boucles de régulation, parmi lesquelles on peut citer régulation de niveau, régulation de pression. On attend donc de la vanne qu'elle fasse varier un débit de fluide en fonction des variations du signal en provenance du régulateur. La vanne de réglage est "un robinet" commandé non plus manuellement, mais à distance, par un signal électrique ou pneumatique. [3]

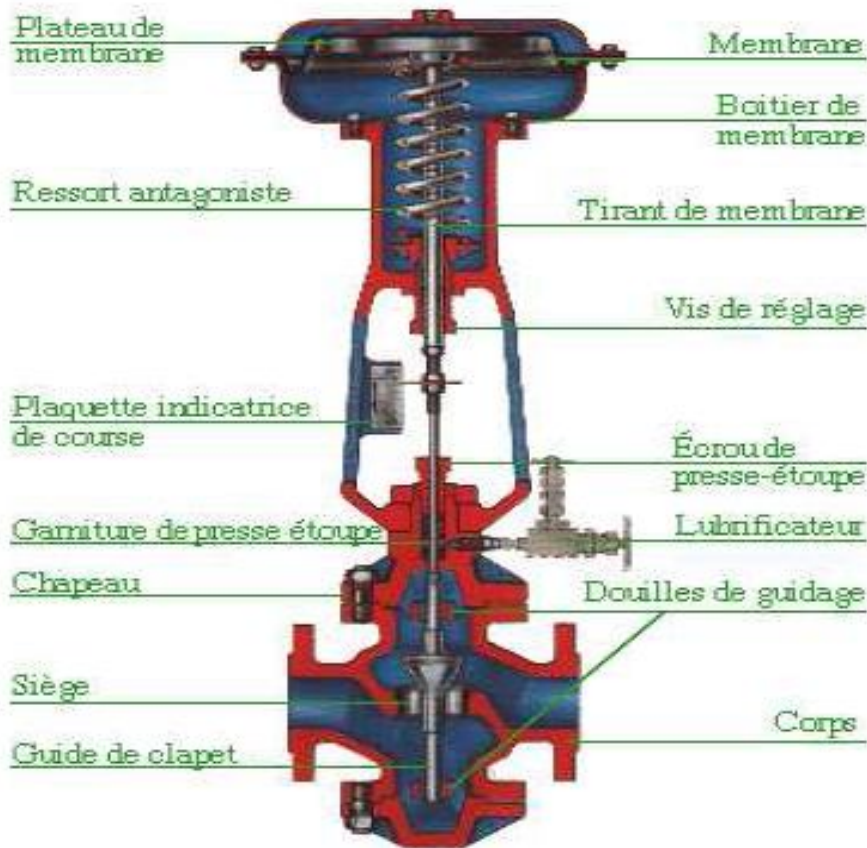


Figure I.8 : Vue en coupe d'une vanne de régulation pneumatique.

La vanne est constituée de deux éléments principaux :

- i. Le servo moteur : c'est l'élément qui assure la conversion du signal de commande en mouvement de la vanne ;
- ii. Le corps de vanne : c'est l'élément qui assure le réglage du débit.

Dans l'unité de séparation, il existe deux types de vannes à savoir le type 657 et le type 667. Le premier type est à action directe par contre le deuxième est à action inverse. Ces deux sont donnés par la figure suivante :



a - Vanne actionneur Type 667



b- Vanne avec actionneur type 657

Figure I.9: Vanne actionneur.

I.9.3. Capteurs

a) Plongeurs de commande

C'est un cylindre immergé dont la hauteur est au moins égale à la hauteur maximale du liquide dans le réservoir. Le plongeur est suspendu à un capteur dynamométrique qui se trouve soumis à une force F (poids apparent), qui est fonction de la hauteur h du liquide.

$$F = P - r \times g \times h \times S$$

$r \times g \times h \times S$: poussée d'Archimède s'exerçant sur le volume immergé du plongeur

S : aire de la section du plongeur

P : poids du plongeur

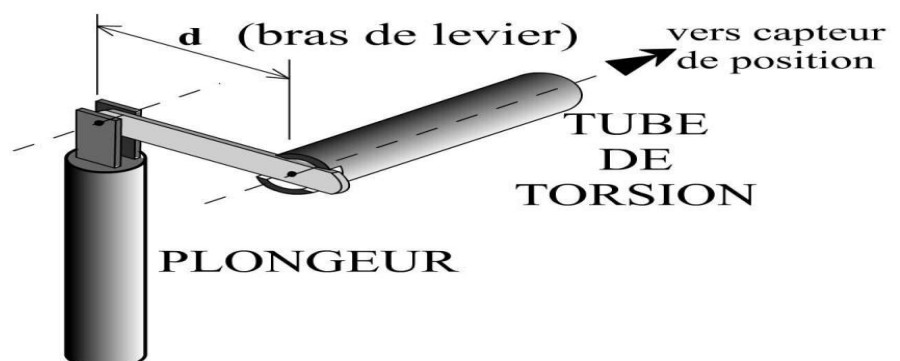


Figure I.10 : plongeur de commande.

I.9.4. Manomètre : Le capteur de pression utilisé dans l'unité de séparation est le manomètre à tube de Bourdon. Il est vissé avec le support de tube qui forme une pièce complète avec le raccord.

1. Organe moteur, tube de Bordon
2. Support de tube
3. Capuchon de tube
4. Secteur denté
5. Bielle
6. Engrenage
7. Aiguille
8. Cadran

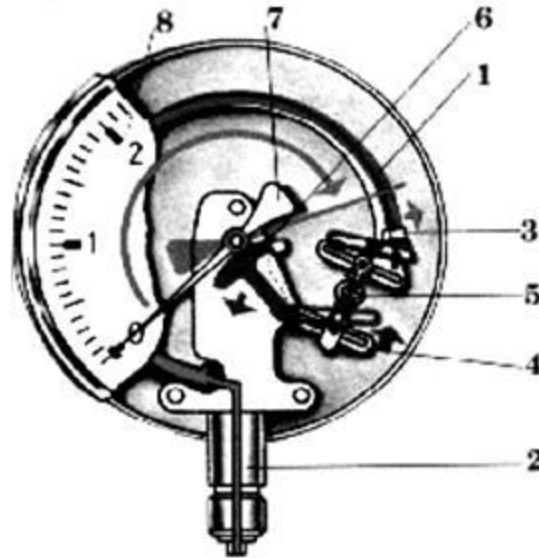


Figure I.11 : Manomètre.

I.9.5. Détendeur avant chaque instrument

Pour que les différents appareils pneumatiques tels que transmetteur, régulateur, indicateur puissent fonctionner, il est nécessaire de leur fournir de l'énergie sous forme de pression d'air. A partir du réseau Air-Instrument, l'alimentation en air d'un appareil pneumatique est assurée par un filtre détendeur dont le rôle est de maintenir une pression constante quelle que soit la consommation de l'appareil en question.

Le modèle utilisé dans notre unité est 64R. [3]



Figure I.12 : détendeur type 64.

I.9.6. Boucles de régulations

En général, il existe deux types de régulations dans un séparateur, celle de gaz et celle des liquides (huile, eau et gaz pour le cas d'un séparateur triphasique) ou liquide et gaz (cas d'un séparateur biphasique).

Un équipement de régulation permet le bon fonctionnement du séparateur. La pression est maintenue constante en réglant en fonction de la pression dans le séparateur, la position d'ouverture ou fermeture de la vanne de régulation (PCV, pressure contrôle valve : vanne de contrôle de pression). ainsi, pour éviter que l'huile soit aspirée avec le gaz, l'interface gaz/huile est maintenue fixe en agissant sur une vanne de régulation de niveau (LCV, level control valve : vanne de contrôle de niveau).

a) boucle de niveau

Deux contrôleurs de niveaux sont installés à des hauteurs telles que l'un contrôle l'interface gaz – huile et l'autre, l'interface huile – eau.

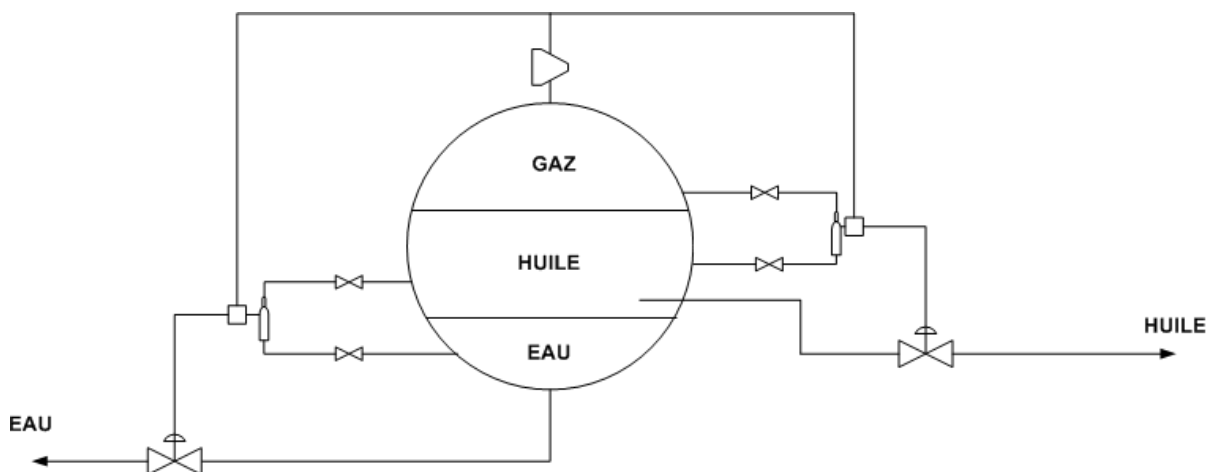


Figure I.13 : Equipement trois phases sur un séparateur horizontal (coupe)

Les contrôles de ce type de séparateurs sont équipés de plongeurs à flottabilité négative, suspendus à une barre de torsion. Ils sont à actions proportionnelles et ils agissent sur les vannes de décharge dans le sens et avec l'amplitude convenable pour que les hauteurs des interfaces restent constants.

b) boucle de pression

Ils réunissent en général dans un même boîtier le capteur et le régulateur et assurent l'affichage des pressions correspondant à la valeur des signaux pneumatiques. [2]. [4]

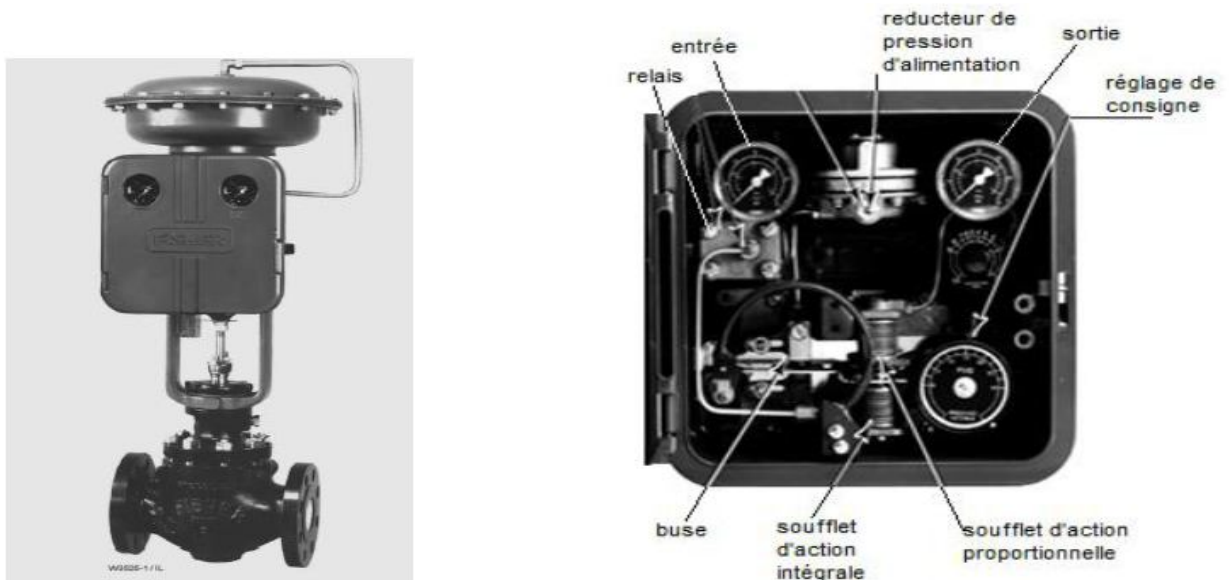


Figure I.14 : Régulateur de pression.

I.10. Choix des instruments pour l'intégration sous système numérique

En raison d'une modernisation incessante des outils de production, les systèmes industriels deviennent de plus en plus complexes et sophistiqués. En parallèle, la fiabilité, la disponibilité, la sûreté de fonctionnement ainsi que la protection de l'environnement, sont devenues de véritables enjeux pour les entreprises actuelles. Des nouveaux instruments numériques sont apparus afin de prendre en compte et de résoudre ces problèmes.

L'objectif de ce chapitre est de définir et de donner les différents cahiers de charge des instruments permettant d'intégrer l'unité de séparation et manifolds sous le système numérique.

Le choix de l'instrument de mesure dépend de la précision attendue sur la valeur de la grandeur. Citons trois qualités importantes (ce ne sont pas les seules...) :

Fidélité (d'un instrument de mesure) : aptitude d'un instrument de mesure à donner des indications très voisines lors de l'application répétée du même mesurande dans les mêmes conditions de mesure. Qualité liée à l'écart type d'une série de mesures.

Justesse (d'un instrument de mesure) : aptitude d'un instrument de mesure à donner des indications exemptes d'erreur systématique. Qualité liée à la valeur moyenne d'une série de mesures.

Précision (d'un instrument de mesure) : aptitude d'un instrument de mesure à donner une indication très proche de la valeur vraie de la grandeur qualité liée à l'écart relatif. [3]

I.10.1. Transmission du signal de mesure :

Selon le type de capteur, le signal électrique de mesure peut être de différentes natures, soit analogique, numérique ou logique.

- **Signal de mesure analogique** : Il est lié au mesurand par une loi continue, parfois linéaire, qui caractérise l'évolution des phénomènes physiques mesurés. Il peut être :

Courant 0 – 20 mA, 4 – 20 mA ;

Tension 0 – 10 V, 0 – 5 V.

- **Signal de mesure numérique** : Il se présente sous la forme d'impulsions électriques générées simultanément (mode parallèle, sur plusieurs fils) ou successivement (mode série, sur un seul fil). Cette transmission est compatible avec les systèmes informatiques de traitement.
- **Signal de détection logique** : Il ne compte que deux valeurs possibles, c'est un signal tout ou rien. [6].

I.10.2. Les instruments de mesures sur terrain :

Les instruments communicants (transmetteurs) avec le centre de supervision ont besoin d'être placés dans des endroits parfois difficiles d'accès et en communiquant entre eux, la diffusion d'information se fait. Les besoins concernant ces objets sont :

- Une grande autonomie de fonctionnement ;
- La résistance à des conditions hostiles ;
- La fiabilité des informations fournies ;
- La rapidité de transmission. [6]

I.10.3. Paramétrage d'un transmetteur

Le transmetteur possède en général au moins deux paramètres de réglage ; le décalage de zéro et l'étendue de mesure. Si le transmetteur possède un réglage analogique, pour paramétrer le transmetteur il suffit (respecter l'ordre) :

- ❖ De régler le zéro quand la grandeur mesurée est au minimum de l'étendue de mesure (réglage du 0 ;
- ❖ De régler le gain quand la grandeur mesurée est au maximum de l'étendue de mesure (réglage du 100.

I.11. Choix d'un transmetteur

I.11.1.les Transmetteurs intelligents



Figure I.15 : Transmetteur de température modèle 3144.

Le transmetteur intelligent est un transmetteur muni d'un module de communication et d'un Microcontrôleur.[7].

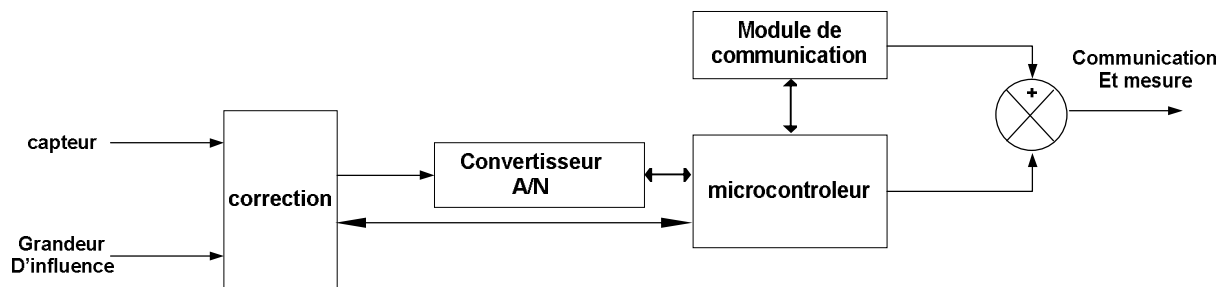


Figure I .16 : Schéma interne d'un transmetteur intelligent.

I.11.2. Transmetteur de pression :

On utilise souvent le transmetteur de pression lorsqu'on doit réaliser l'indication et/ou l'enregistrement d'une pression en un lieu non adjacent à l'élément primaire en contact avec le milieu soumis à la pression.

Parmi les considérations à prendre en compte dans le choix d'un transmetteur, nous citerons :

- ❖ La température maximale du procédé, l'exposition des électroniques à semi-conducteurs à des températures ambiantes élevées à pour effet de nuire à la longévité des composants (valeur limite aux environs de 85°C) ;
- ❖ La plage de pression de service et de la pression maximale. Les transmetteurs doivent pouvoir résister à une surpression égale à au moins 150 % de leur pression maximale.

Ce paramètre élimine un éventuel arrêt du procédé pour recalibrage ou réparation ;

- L'environnement qui peut imposer parfois une humidité relative de 100 % ;
- La sortie qui peut être 4–20 mA, 0–5 V... ;
- La précision de référence qui est un nombre définissant la limite que les erreurs ne vont pas dépasser lorsque le capteur est utilisé dans les conditions de service de référence. [7]



Figure I.17 : transmetteur de pression modèle 2088.

I.11.3. Transmetteur de température :

Capteurs de température, transmetteurs pour montage local, pour montage dans tête de sonde ou postes de mesure complets. Les transmetteurs réalisent des mesures précises et se raccordent sans peine à des thermocouples ou à des thermomètres à résistance. Le logiciel intelligent permet d'effectuer le paramétrage en un tour de main et surtout sans erreurs de saisie.



Figure I.18 : Transmetteur de température modèle 3144.

I.11.4. Transmetteur de niveau :

Figure I.19. : Transmetteur de niveau modèle0249

I.11.5. Transmetteur de débit :

Par mesure de pression différentielle à l'aide d'organes déprimogènes, ces débitmètres de type manométrique sont les plus utilisés pour la mesure des débits de fluide. Ils exploitent la loi de Bernouilli qui indique la relation existant entre le débit et la perte de charge résultant d'un changement de section de la conduite. Ces dispositifs sont utilisables que lorsque l'écoulement est turbulent. En partant de la relation $Q_v = S \cdot V$ et en supposant une masse volumique constante (fluide incompressible), on peut écrire l'équation de continuité :



Figure I.20 : Transmetteur de débit modèle 3051

I.12. Choix des vannes

Pour notre unité de séparation, on peut maintenir les vannes de régulation existantes, en ajoutant des convertisseurs I/P à chaque vanne. Ces convertisseurs I/P reçoivent à leurs entrées un signal électrique et délivrent à leurs sorties un signal pneumatique de 6 à 30 psi. Et pour des raisons de sécurité il est préférable de placer avant chaque vanne régulatrice des vannes tout ou rien.

I.12.1-Vanne tout ou rien

La vanne pneumatique type 3351 se compose d'une vanne Tout Ou Rien et d'un servomoteur pneumatique. Elle peut également être équipée d'un soufflet ou d'une pièce d'isolement. [6]



Figure I-21 : Vanne pneumatique Tout Ou Rien type 3351-1.

Selon la forme du siège de vanne et la disposition du clapet, deux positions de sécurité sont possibles en cas de manque de pression sur la membrane ou de coupure d'alimentation :

- ✚ **Vanne fermée par manque d'air (FMA/NC)"**, en cas de coupure d'alimentation la vanne se ferme. (placée avant chaque vanne régulatrice) ;
- ✚ **Vanne ouverte par manque d'air (OMA/NO)"**, en cas de coupure d'alimentation la vanne s'ouvre. (utilisée comme des vannes torche). [7].

I.12.2.Convertisseur électropneumatique

Les convertisseurs I/P sont utilisés pour convertir en standard électronique les signaux pneumatiques dans le but de les transmettre sur une grande distance ou de les utiliser en régulation électronique. Les convertisseurs I/P sont utilisés dans toutes les boucles électroniques dont l'actionneur est pneumatique ou par exemple pour la traversée de zones explosives. Ils transforment les signaux électriques normalisés en signaux pneumatiques normalisés.

I.13. Conclusion

Après la détermination des différents instruments constitutifs de la batterie de séparation on peut dire que les problèmes rencontrés à l'unité traitement brut sont dus aux multiples inconvénients des instruments et du système de control pneumatique qui sont :

- ❖ La lenteur de transmission et la perturbation des processus de contrôle (temps de rétention trop grand)...etc.
- ❖ pannes fréquentes avec le système actuel de contrôle pneumatique.
- ❖ Rendement et sécurité presque négligé.
- ❖ mauvaise séparation du brut qui diminue le volume de liquide récupéré, en plus augmente les frais de transport, et d'entretien.
- ❖ Mauvaise régulation des vannes ;
- ❖ coût d'installation élevé ;
- ❖ sensibilité à l'humidité et aux poussières ;
- ❖ nombreuses pièces mécaniques en mouvement ;
- ❖ difficulté d'effectuer sans conversion des calculs élaborés.

Pour garantir la fiabilité, la disponibilité, la sureté de fonctionnement ainsi que la protection de l'environnement, il est possible d'intégrer l'unité de séparation par la mise en place des nouveaux instruments répondant au cahier de charge et résoudre les problèmes de cette unit

L'étude de la rénovation de l'unité de traitement du pétrole brut a aboutit a la proposition de la mise en place de nouveaux instruments répondant au cahier de charge établi lesquels sont non seulement disponibles sur le marché mais sont aussi fiables et assurent plus de sécurité que les instruments obsolètes utilisés jusqu'ici.

Rappelons que le nouveau cahier de charge préconise l'utilisation des instruments à commande électrique compatible avec les exigences d'un API.

Grace aux nouveaux instruments on aura les avantage suivants ;

- ✚ Une meilleure régulation des vannes ;
- ✚ Plus de sécurité et de rendement ;
- ✚ Une meilleure fiabilité des instruments ;
- ✚ Plus de productivité et une meilleure séparation du brut ;
- ✚ Temps de rétention bien défini ;
- ✚ Une séparation bien menée et augmentations du volume de liquide récupéré, en plus l'élimination de l'eau avec la bonne régulation de ces instruments économise les frais de transport, et d'entretien inutile.



CHAPTER-II

II-1 Introduction

Le progrès technologique dans le monde de l'électronique et de l'informatique a permis une évolution considérable dans le domaine du contrôle des procédés industriels. Cette évolution est traduite par un changement dans les techniques de contrôle : Passage des systèmes pneumatiques aux systèmes électroniques analogiques puis numériques, du contrôle centralisé au contrôle distribué qui est le DCS et des systèmes à relais aux systèmes à base d'Automates Programmables.

L'industrie pétrolière et gazière est confrontée à de nombreux défis techniques, notamment en matière de protection de l'environnement, la capitale expérience acquis, la disponibilité de ressources humaines qualifiées, l'amélioration des procédés, les nouvelles technologies et l'innovation sont indispensables pour relever les défis techniques et économiques du secteur. L'étude a pour objectifs : [12].

- ✚ De comparer les anciens systèmes et les nouveaux.
- ✚ De donner un aperçu sur l'évolution des systèmes numériques dans le domaine du Pétrole et Gaz.
- ✚ D'extrapoler l'évolution des systèmes numériques suivant les technologies de demain.
- ✚ De faire ressortir les avantages à savoir :
 - Intégration totale du site.
 - Ouverture des systems.
 - Outils d'analyse et optimization.
 - Disponibilité des informations.

II.2. Historique de systèmes de controle (DCS)

Avant d'arriver au DCS, le contrôle des procédés a connu plusieurs générations de systèmes.

II.2.1. Controle Manuel

C'est l'opérateur qui ferme la boucle de contrôle en manœuvrant l'organe de commande :
Procédé \Rightarrow capteur \Rightarrow opérateur \Leftrightarrow organe de commande

Le concept de base dans le contrôle de procédé boucle fermée est respecté. **Figure.II.1**

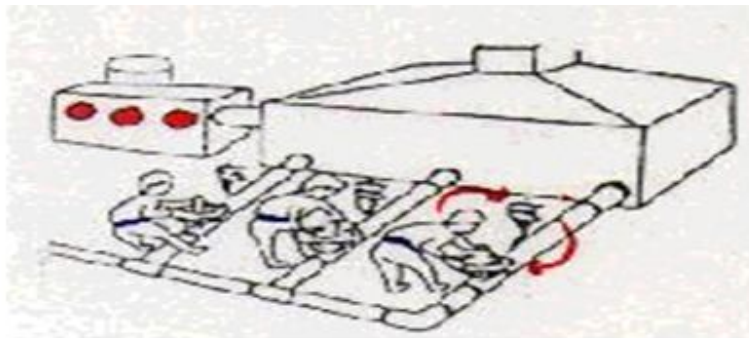


Figure. II.1 : contrôle manuel

II.2.2. Régulateurs Pneumatiques Locaux

L'opérateur n'intervient pas directement sur l'organe de commande mais il donne un point de consigne au régulateur local sur site. **Figure-II-2.** Ce type de contrôle existe aux unités de traitements Sud et Nord (années 60). [1].

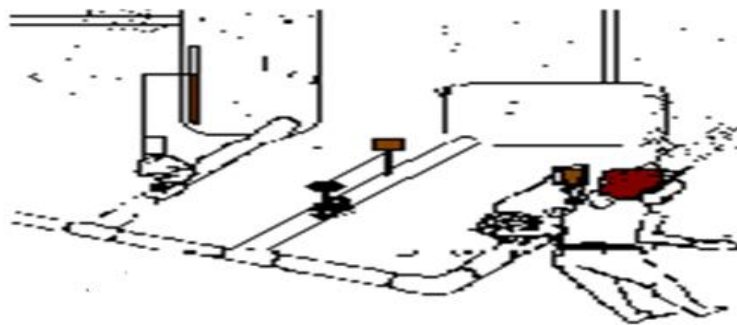


Figure. II.2 : régulateurs pneumatiques locaux

II.2. 3. Régulation Pneumatique Centralisée

L'opérateur conduit le procédé à partir de la salle de contrôle. **Figure-II-3** Ce type de régulation se trouve aux GPL Sud et Nord (années 70).



Figure-II-3 : régulation pneumatique centralisée

II.2.4. Régulateurs électroniques analogiques et numériques

Le développement de l'électronique a conduit à la conception des régulateurs électroniques à boucle simple et à des capteurs pouvant transformer toute grandeur physique en grandeur électrique. **Figure-II-4.**

Ce type de régulation trouve son application aux stations de compression (années 70). [1].

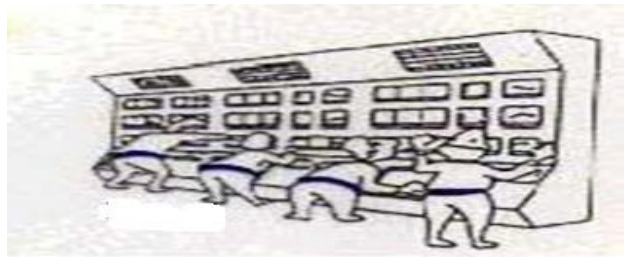


Figure-II-4 : régulateurs électroniques analogiques et numériques

II.2.5. Système d'acquisition de données DAS (data acquisition system)

C'est un DCS TDC 2000 de Honeywell sans la fonction contrôle (Animation Graphique, Historique, Trend, Logging...). La fonction contrôle est assurée par des régulatrices simples mono-boucles SLC.

Cette approche a pour but l'introduction des systèmes DCS sans changer les habitudes du personnel **Figure-III-4** Introduction en 1990



Figure-II-5 système d'acquisition des données DAS

II.2.6. Systeme De Controle Distribue DCS (Distributed Control System)

l'introduction des systèmes DCS sans changer les habitudes du personnel

Cette évolution a été caractérisée par :

- ✚ Une évolution des savoirs et compétences par les formations
- ✚ Maîtrise des nouvelles technologies
- ✚ Des procédés mieux maîtrisés avec moins de gaspillage d'énergie
- ✚ Contrôle des phases critiques des procédés moins d'impact sur l'environnement
- ✚ Disponibilité de l'historique et l'accès aux informations en temps réel.
- ✚ Visualisation, représentation graphique et impression des données.
- ✚ Acquisition électronique des données et enregistrement sans papier.
- ✚ L'introduction de la redondance dans un double objectif : sécuriser au maximum les procédés et minimiser les déclenchements intempestifs.
- ✚ L'autocontrôle et la fonction diagnostique détaillée des systèmes ont contribué à la réduction des coûts de maintenance
- ✚ Sécurité améliorée, une réduction des risques pour les hommes, les installations et l'environnement. [1]

Les nouveaux systèmes de contrôle DCS offrent des avantages multiples qui garantissent un retour sur investissement rapide et une réduction significative des coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance .

a- La réduction des coûts à l'investissement par le choix d'un système qui répond aux exigences actuelles et s'adapte aux exigences futures sans surdimensionnement coûteux inutile, car au fur et à mesure que les besoins augmentent, il est facile d'ajouter des interfaces supplémentaires, les systèmes sont ouverts aussi bien du point de vue matériel que logiciel. Temps d'installation réduit, système pré-tétesté, moins de câblage et un encombrement très réduit.

b- Passage de la surveillance périodique des équipements stratégiques à la surveillance continue, savoir l'état de santé des machines par une visualisation de l'évolution des paramètres.

Lecture des données directe sans recours à des appareils extérieurs de mesure. Pas de dérive, un gain de temps de calibration et recalibration remarquable ainsi que le test des boucles. [2].

II.3. Principe du contrôle & régulation dans le DCS

La conduite d'un procédé s'effectue par l'acquisition des mesures sur le site et la transmission de ces mesures jusqu'à la salle de contrôle où elles seront visualisées par l'opérateur et traitées par le système de contrôle commande qui agit sur le procédé à travers les organes de commande (vanne de régulation) selon en général trois types de boucles :

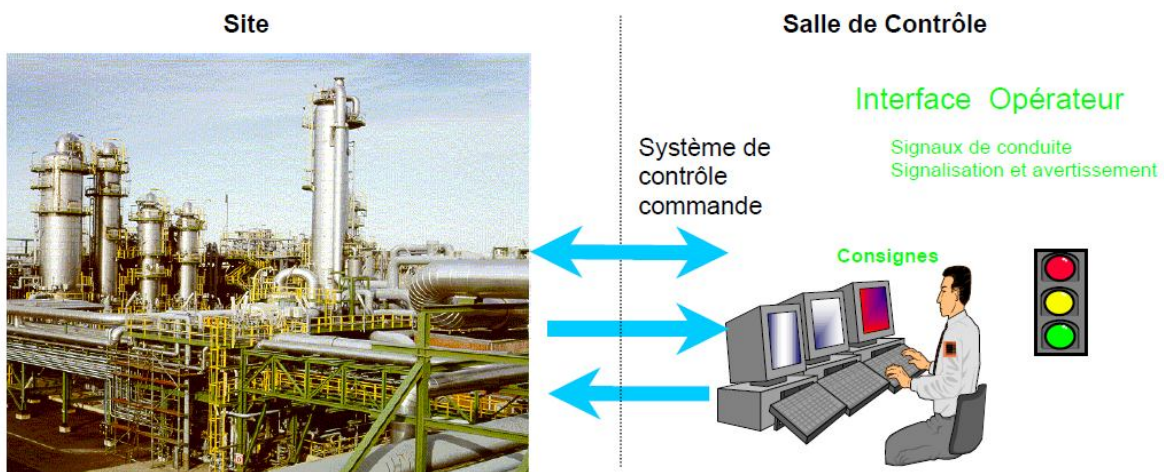


Figure.II.5 -Principe de contrôle commande

- **Boucle fermée** : Boucle de régulation de pression, niveau...(action & réaction).
- **Boucle ouverte** : Une information sur la température qui peut être bouclée par une action de l'opérateur, le démarrage d'un aéro en manu.
- **Boucle tout ou rien** : Démarrage d'une pompe suite à un haut niveau.

II.3.1. Boucle de régulation

Le fonctionnement des procédés dans le domaine du pétrole & gaz nécessite le réglage précis de grandeurs physiques (pression, niveau, débit, température...) par une boucle de régulation. [2].

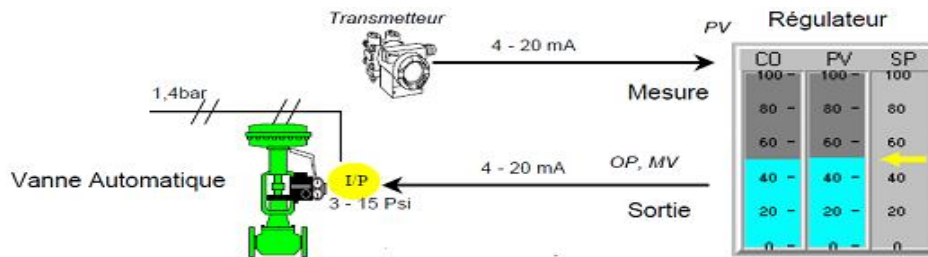


Figure.II.6. Boucle de régulation.

II.3.2. Le Régulateur

Le régulateur est localisé dans les armoires de contrôle commande situées la plupart du temps dans un local technique à part. L'affichage et l'interface opérateur sont réalisées sur un écran dont le graphisme diffère suivant les constructeurs.

Chaque régulateur se présente en général sous deux formes :

- une vue de résumé (analogique à la face avant d'un régulateur du tableau) permettant de visualiser les paramètres du régulateur sous forme de bargraph et de valeurs numériques ; ainsi que les alarmes associées à ce régulateur et le mode de fonctionnement (AUTO, MANU, CASC,...). Les valeurs des paramètres (consigne, signal de sortie,...), ainsi que les alarmes et le mode de fonctionnement sont modifiables par le clavier associé à l'écran. [2]

- Une vue de détail permettant de configurer le régulateur et affichant en outre les paramètres précédents :

- Les butées et types d'alarmes
- Les actions P, I, D ou retard
- Les valeurs d'échelle
- Les blocages d'alarmes, blocage de consigne, de changement de mode, et autres paramètres de configuration utiles pour le développement de l'application de conduite.

Le régulateur, inséré dans une chaîne de commande, impose, en contrainte d'exploitation au sous système de modulation d'énergie une grandeur réglant selon une loi de commande couramment appelée algorithme.

Il existe quatre algorithmes de base qui sont :

- **T.O.R (Tout Ou Rien)** : Un régulateur «tout ou rien» est un régulateur qui élabore une action de commande discontinue qui prend deux positions ou deux états 0 et 1 (ou 0 et 100%).

-**L'action proportionnelle P** : Le rôle de l'action P dans un système de régulation automatique (SRA) est de réduire l'erreur de réglage qui est inversement proportionnelle au gain, mais rend la réponse plus au moins oscillatoire. On choisit un gain qui permet d'avoir un bon taux d'amortissement (égal à 0,75). On utilise un P régulateur lorsque la précision n'est pas importante.

-**L'action intégrale I** : Dans les régulateurs industriels on affiche $1/T_i$, alors T_i est d'autant plus grand que l'action intégrale est faible. Le rôle principal de l'action intégrale est d'éliminer l'erreur statique. Toutefois l'action intégrale est un élément à retard de phase, donc l'augmentation de l'action intégrale (c. à. d. diminué T_i) produit une instabilité. La valeur optimale est choisie pour satisfaire un compromis stabilité rapidité.

-**L'action derive D**: L'action dérivée compense les effets du temps mort du processus. Elle a un effet stabilisateur mais une valeur excessive peut entraîner une instabilité. La présence de l'action dérivée permet donc d'augmenter la rapidité du système en augmentant le gain sans être inquiété par la stabilité. [2]

Les systèmes de contrôle commande et l'opérateur assurent que le procédé se déroule d'une manière normale souhaitée. Le fonctionnement normal ou habituel d'un paramètre donné peut être délimité par des seuils. **Figure-III-7**

Dans les installations industrielles, il est nécessaire d'identifier les paramètres (pression, température, niveau...) à surveiller et maîtriser pour la sécurité de l'installation. L'opérateur et le système de contrôle commande permettant de maintenir ces paramètres dans une plage donnée ou en dessous de seuils particuliers et visent à contrôler les dérives dangereuses d'un ou plusieurs paramètres.

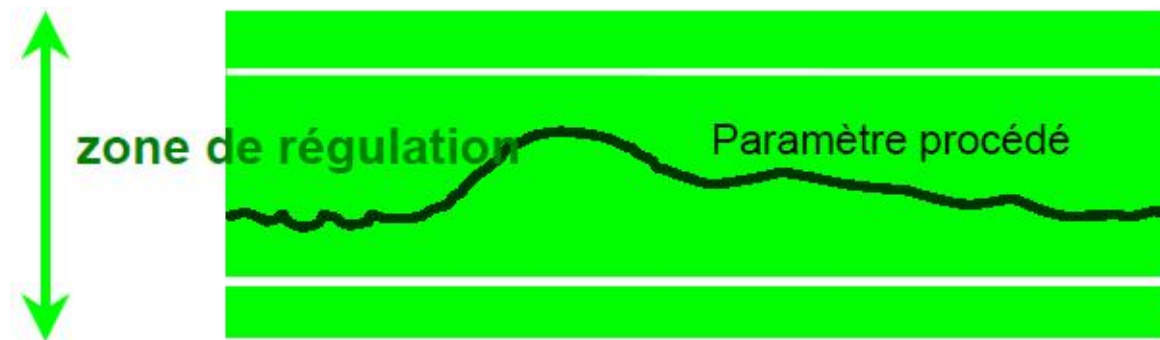


Figure.II.8 Paramètre procédé, situation normale

II.3.3. Notion de dérive

Lorsque la **dérive** d'un paramètre de fonctionnement survient, elle peut conduire à une évolution telle que ce dernier franchisse plusieurs seuils, passant ainsi d'une zone de fonctionnement normal à une zone de danger pour laquelle l'accident devient imminent.

Figure.II.9

A. Zone de régulation : correspond à la plage de fonctionnement normal ou habituel d'un paramètre donné. Elle peut être délimitée par des seuils d'alerte.

B. Zone d'alarme : En cas de franchissement d'un seuil d'alerte, le paramètre se trouve en zone d'alarme. A ce niveau, l'opérateur doit être informé d'une dérive en dehors de la zone de régulation par un avertissement sonore et visuel. A ce stade, des actions correctives (opérations) doivent être engagées en vue de ramener le procédé dans la zone de fonctionnement normal. [2].

Sur les anciens systèmes installés (pupitre classique), l'opérateur peut être alerter une fois, mais sur les systèmes numériques, on peut alerter l'opérateur par plusieurs niveaux de pré-alarmes. Dans certains systèmes on parle de deux zones, zone d'alerte et de zone d'alarme.

Enfin, si la dérive ne peut être maîtrisée en zone d'alarme, le paramètre est susceptible de franchir le seuil de danger. Dans cette zone de danger, l'accident devient imminent. La mise en sécurité de l'installation doit alors être commandée par un système d'arrêt d'urgence **ESD** (**E**mergency **S**hut **D**own) pour assurer la protection des personnes, de l'environnement et des biens.

L'arrêt d'urgence est un seuil (une ligne très fine), mais pas une zone comme la zone d'alarme, car l'unité peut fonctionner en marche dégradée avec une alarme affichée, mais jamais avec une sécurité affichée.

C-ZONE DE DANGER : correspond à la plage qui sépare la réponse d'un système instrumenté de sécurité et la réponse d'une sécurité passive.

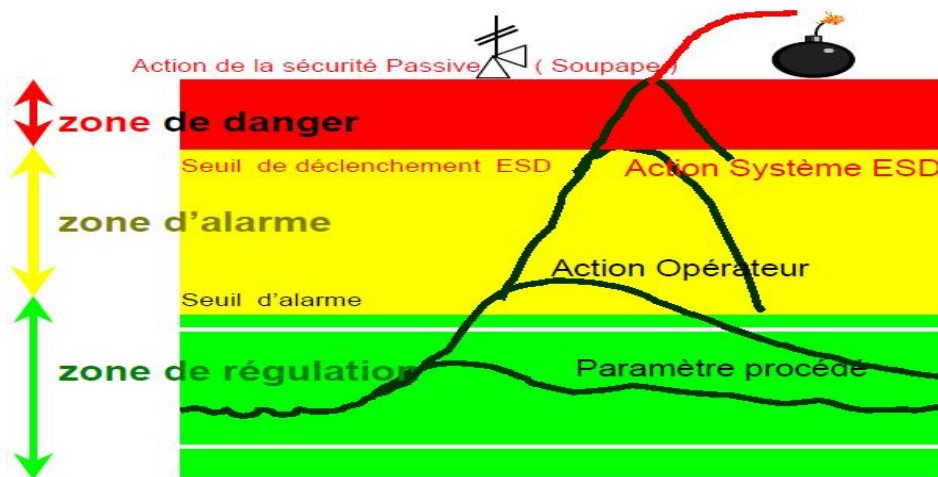


Figure-II.8. Dérive d'un Paramètre Critique (pression) .

II.4. Architecture du système DCS:



Figure. II.10. Architecture du système Delta V.

II-5-Nouveau model de l'unité de traitement brut avec DCS DELTAV :

Après le raccordement entre le nouveau système de contrôle DCS avec unité de traitement brut donc le nouveaux schéma comme suivant :

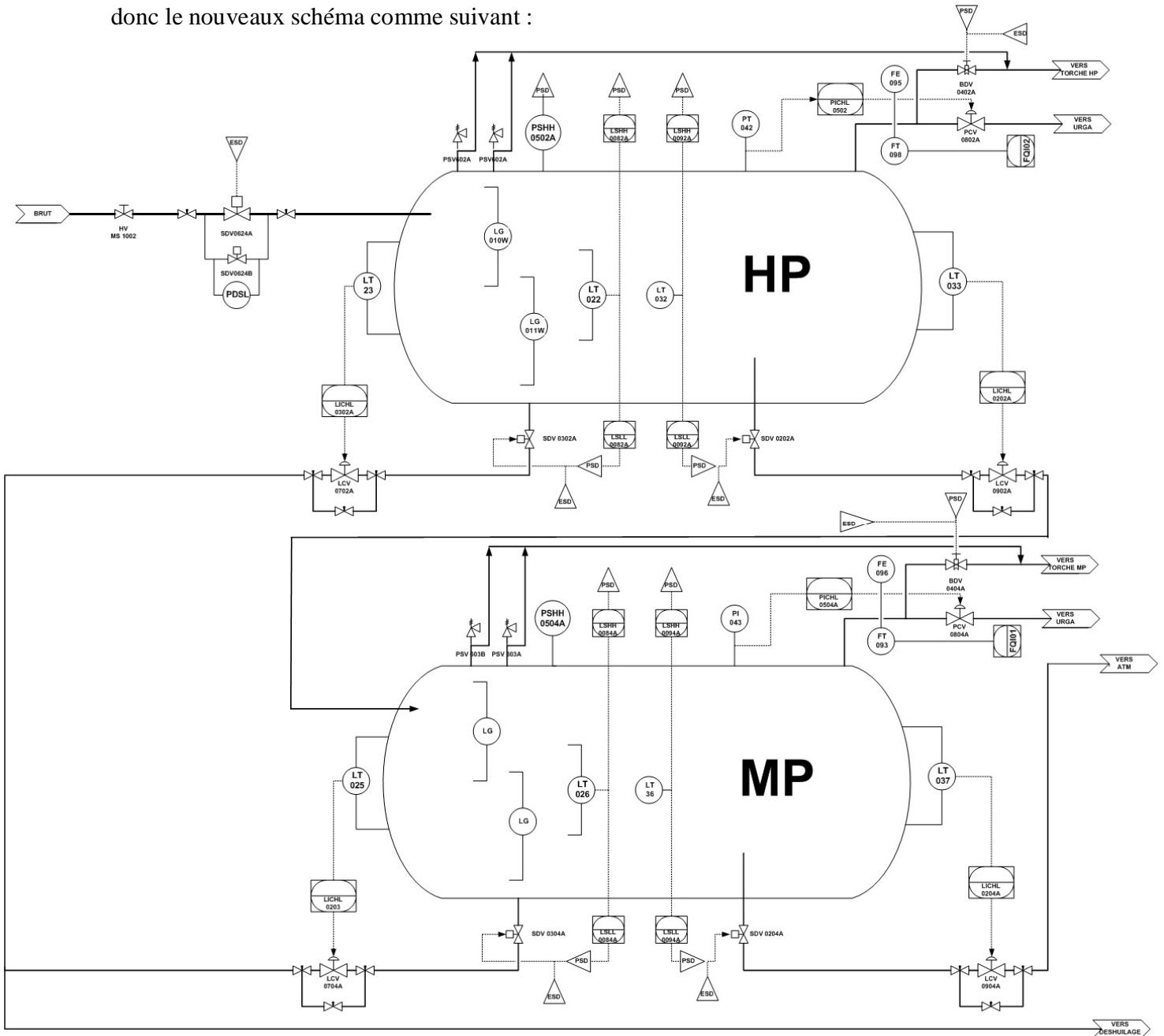
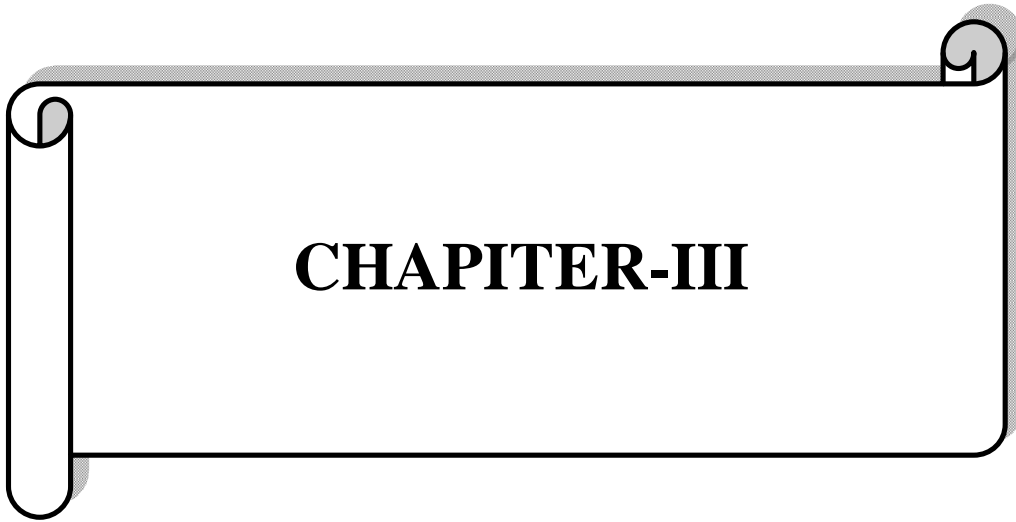


Figure.II.11: l'unité de traitement brut avec DCS DELTAV

II.6. Conclusion

Dans ce chapitre on a présente une description matériel générale sur le système de contrôle distribuée DCS et ses applications qui jouent un rôle très important dans la conduite de l'industrie en générale et l'industrie pétrolier en particulier.

Ce système numérique de contrôle est très connu à l'échelle internationale car il est standardise dans son concept, sont fonction et même ses présentation physique, il est enrichis des progrès technologique des microprocesseurs, des acquis en matériel d'architecteur de système, il a profité du développement des structure de communications et celui de la micro informatique.



CHAPTER-III

III.1. Introduction :

Actuellement, les installations industrielles deviennent très complexes surtout dans l'industrie du pétrole et gaz, et souvent le contrôle-commande, la surveillance, le diagnostic et les travaux de maintenance dans ce genre d'installations présentent d'énormes difficultés. Mais l'utilisation de la supervision industrielle peut résoudre ces problèmes tout en gagnant du temps qui est un facteur très important dans la production.

La technique de supervision industrielle consiste à surveiller l'état de fonctionnement d'un procédé pour l'amener à son point de fonctionnement optimal. Le but c'est de disposer en temps réel d'une visualisation de l'état d'évolution des paramètres du processus, ce qui permet à l'opérateur de prendre rapidement des décisions appropriées à ses objectifs telle que la cadence de production, qualité des produits et sécurité des biens et des personnes.

Notre objectif dans ce chapitre est de réaliser un système de supervision pour la gestion de l'unité de séparation traitement brut.

III.2. Généralités sur la supervision :

III.2.1. Définition de la supervision :

La supervision est une forme évoluée de dialogue Homme-Machine, elle présente beaucoup d'avantage pour les processus industriels de production. Elle facilite à l'opérateur la surveillance de l'état de fonctionnement d'un procédé ainsi que son contrôle-commande.

Elle permet grâce à des vues préalables créées et configurées à l'aide d'un logiciel de supervision, d'intégrer et de visualiser en temps réel toutes les étapes nécessaires à la fabrication d'un produit et de détecter les problèmes qui peuvent survenir en cours de fonctionnement dans une installation industrielle. [10].

Lorsque la complexité des processus augmente et que les machines et installations doivent répondre à des spécifications de fonctionnalité toujours plus sévères, l'opérateur a besoin d'un maximum de transparence. Cette transparence s'obtient au moyen de l'Interface Homme-Machine (IHM).

Les fonctions de la supervision sont nombreuses, on peut citer quelques unes :

- Elle répond à des besoins nécessitant en général une puissance de traitement importante.
- Assure la communication entre les équipements d'automatismes et les outils informatiques d'ordonnancement et de gestion de production.
- Coordonne le fonctionnement d'un ensemble de machines enchaînées constituant une ligne de production, en assurant l'exécution d'ordres communs (marche, arrêt,...etc.) et de tâches telles que la synchronisation.
- Assiste l'opérateur dans les opérations de diagnostic et de maintenance. [10].

III.2.2. Avantage de la supervision :

Un système de supervision donne de l'aide à l'opérateur dans la conduite des procédés industriels, son but est de présenter à l'opérateur des résultats expliqués et interprétés et son avantage principal est :

- Surveiller les procédés industriels à distance.
- La détection des défauts.
- Le diagnostic et le traitement des alarmes.

Un système IHM constitue l'interface entre l'homme (opérateur) et le processus (machine/installation). Le contrôle proprement dit du processus est assuré par le système DELTAV.[10].

Un système IHM se charge des tâches suivantes :

a. Représentation du processus :

Le processus est représenté sur le pupitre opérateur. Lorsqu'un état du processus évolue p.ex., l'affichage du pupitre opérateur est mis à jour.

b. Commande du processus :

L'opérateur peut commander le processus via l'interface utilisateur graphique. Il peut p. ex. définir une valeur de consigne pour un automate ou démarrer un moteur.

c. Vue des alarmes :

Lorsque surviennent des états critiques dans le processus, une alarme est immédiatement déclenchée, p. ex. lorsqu'une valeur limite est franchie.

d. Archivage de valeurs processus et d'alarmes :

Les alarmes et valeurs processus peuvent être archivées par le système IHM. Vous pouvez

ainsi documenter la marche du processus et accéder ultérieurement aux données de la production écoulée.

e. Documentation de valeurs processus et d'alarmes :

Les alarmes et valeurs processus peuvent être éditées par le système IHM sous forme de journal. On peut ainsi consulter les données de production à la fin d'une équipe.

f. Gestion des paramètres de processus et de machine :

Les paramètres du processus et des machines peuvent être enregistrés au sein du système IHM dans des recettes. Ces paramètres sont alors transférables en une seule opération sur l'automate pour démarrer la production d'une variante du produit p. ex. [10]

III.2.3. Communication entre le pc de supervision et l'automate:

La communication entre le PC de supervision et la machine ou le processus est réalisé par l'intermédiaire de l'automate, au moyen de « variables ». La valeur d'une variable est écrite dans une zone mémoire (adresse) de l'automate où est lue par le PC de supervision.

La structure générale est illustrée dans la figure suivante : [12]

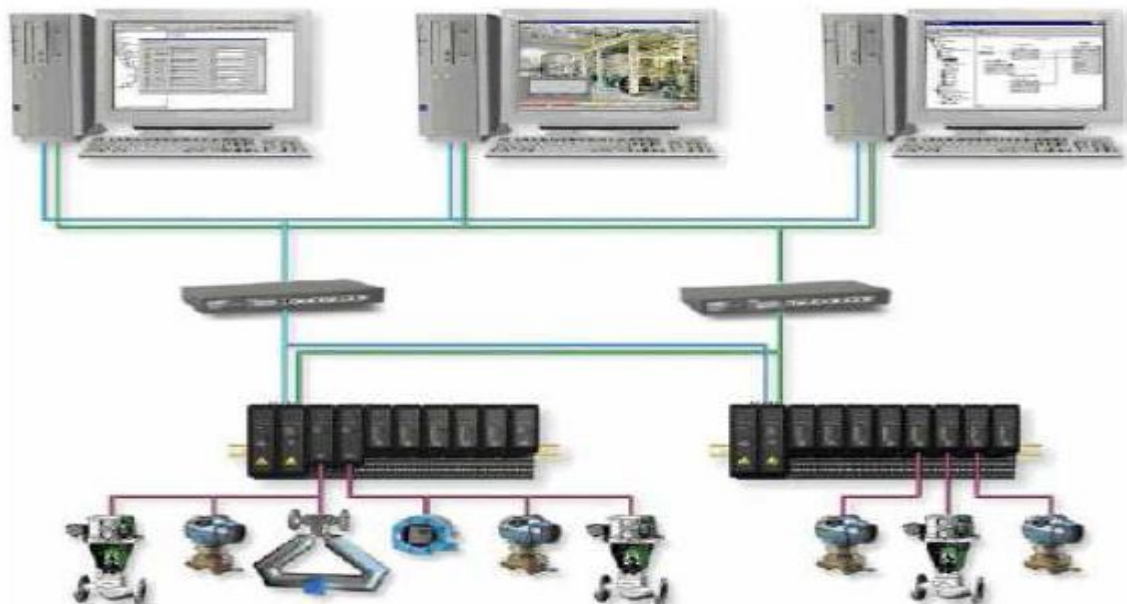


Figure III.1 : Structure générale de communication entre le PC de supervision et l'API

III.3. Génération du projet, connexion au simulateur :

Le simulateur automate permet la recherche d'erreurs dans le projet sans connexion à un véritable automate.

Toutes les tâches du projet (Mast, Fast, AUX et Evénements) se déroulant sur un véritable automate sont également disponibles dans le simulateur. La différence par rapport à un véritable automate réside dans l'absence de modules E/S et de réseaux de communication fonctionnant en temps réel non-déterministe.








Naturellement, toutes les fonctions de mise au point, d'animation, les points d'arrêt, les forçages de variables, etc. sont disponibles sur le simulateur automate. [12]

III.4. Réalisation des vues de contrôle et de supervision de l'unité

traitement brut:

L'unité traitement brut se compose d'une station Manifold (Sat, puits) et d'une station de séparation brut.

Après la génération du projet et l'activation de connexion à l'automate on peut visualiser d'après l'écran d'exploitation :

-  L'état de la vanne ;
-  L'état actuel de l'unité a la marche
-  L'état actuel de l'unité au arrêt d'urgence ;
-  L'état de discordance de la vanne
-  Vue de régulateur
-  Logigramme de sécurité.
-  Vue de PID dans DeltaV

IV.4.1.L'état de la vanne :

si on active la commande d'ouverture et le bouton ouvrir à l'écran indique la figure suivante :

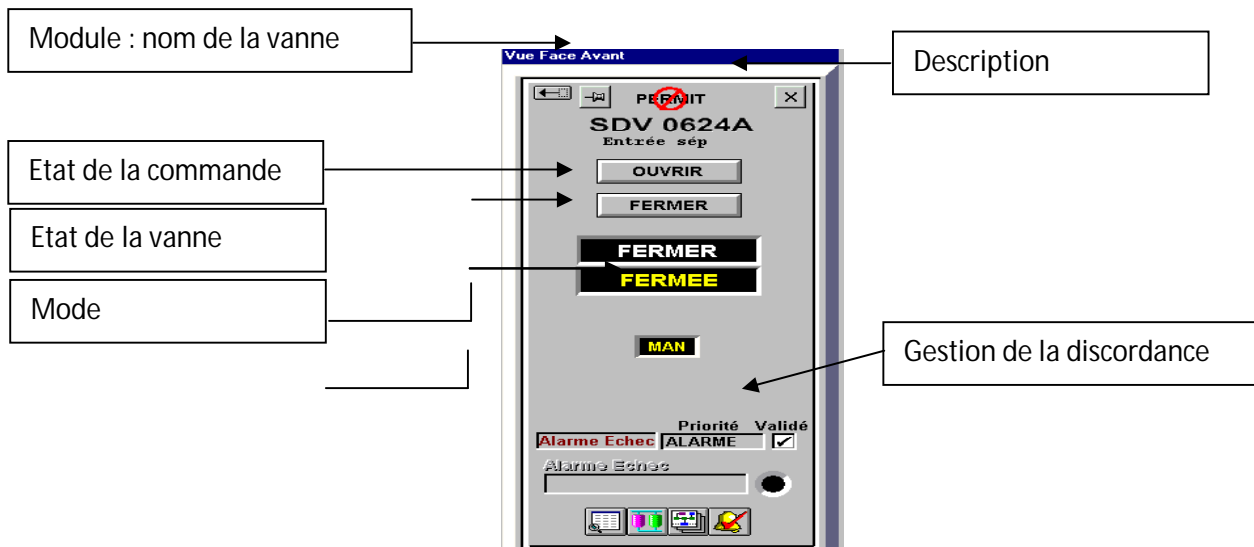


Figure III.2 : Activation de la commande d'ouverture et fermeture d'une vanne.

III.4.2. L'état actuel de l'unité à la marche :

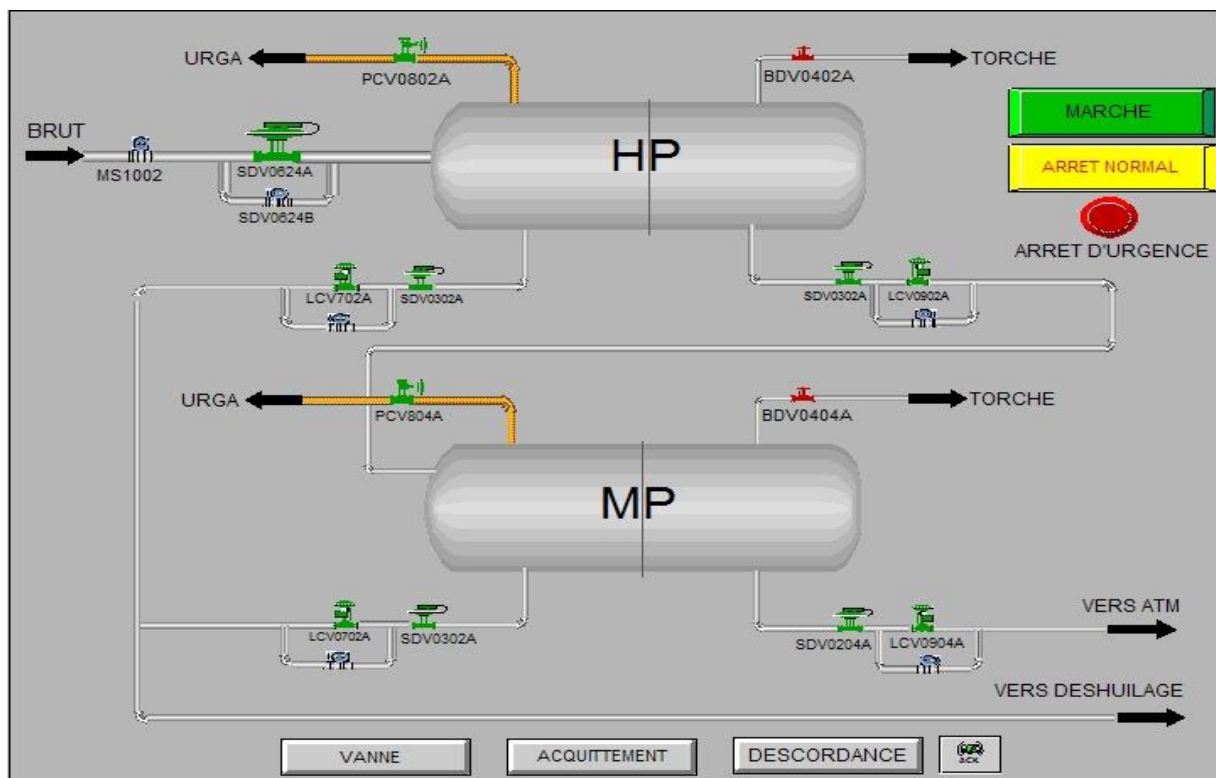


Figure.III.3 : l'état actuel de l'unité à la marche

- : vanne ferme
- : vanne ouvert
- : discordance de la vanne

III.4.3. L'état actuel de l'arrêt d'urgence de l'unité :

Si le système est en arrêt d'urgence l'écran de l'unité indique

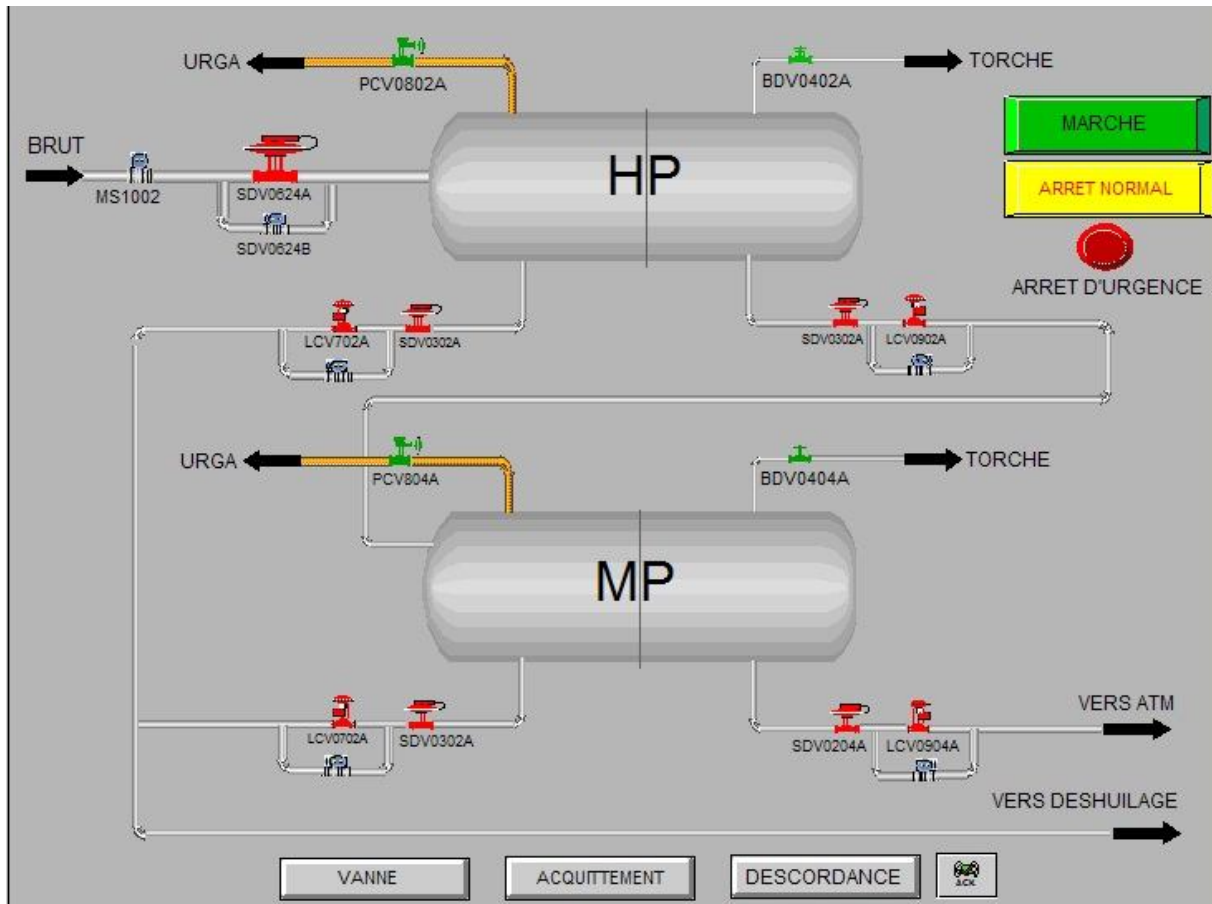


Figure.III.4: L'unité en arrêt d'urgence.

: vanne ferme
 : vanne ouvert
 : discordance de la vanne

III.4.4.Etat de discordance de la vanne

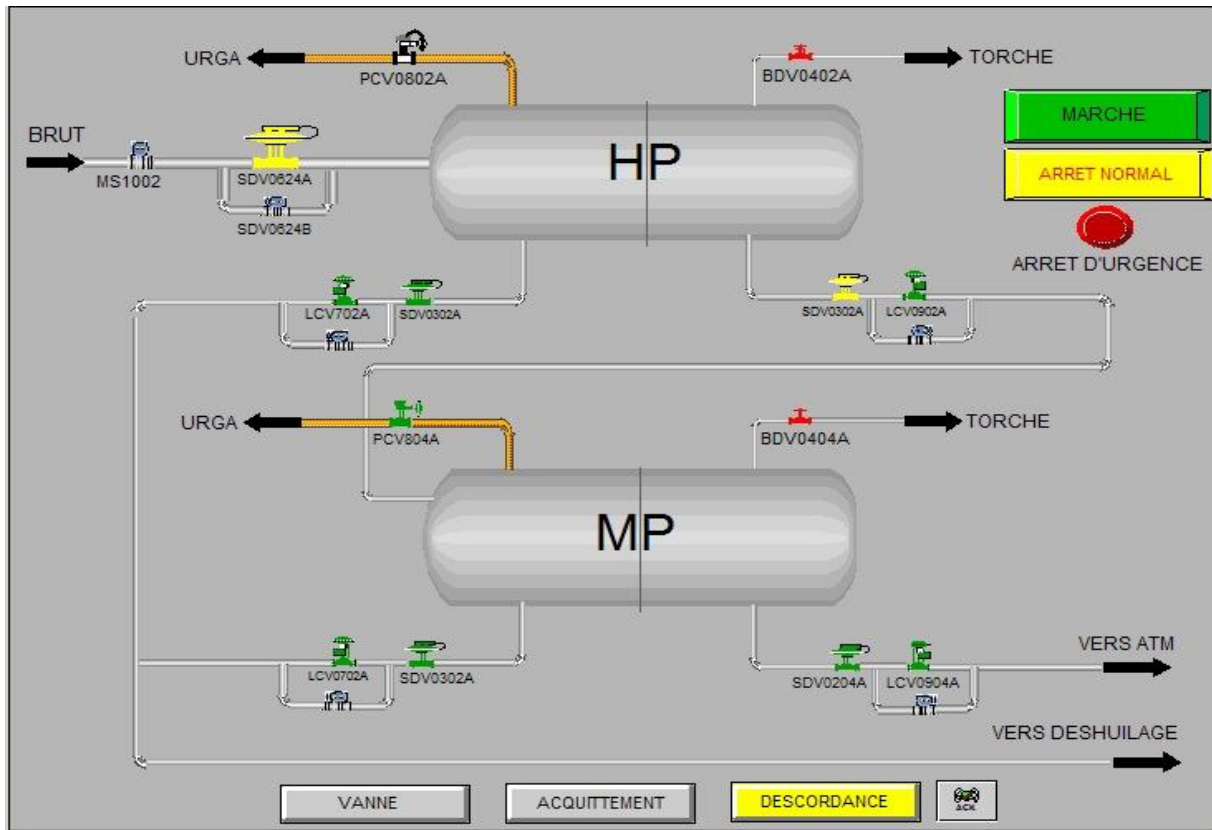


Figure.III.5 : discordance de la vanne principale SDV0624A et la la vanne SDV0302A

: Vanne ferme
 : vanne ouvert
 : discordance de la vanne

III.4.5.Vue de PID dans DCS :

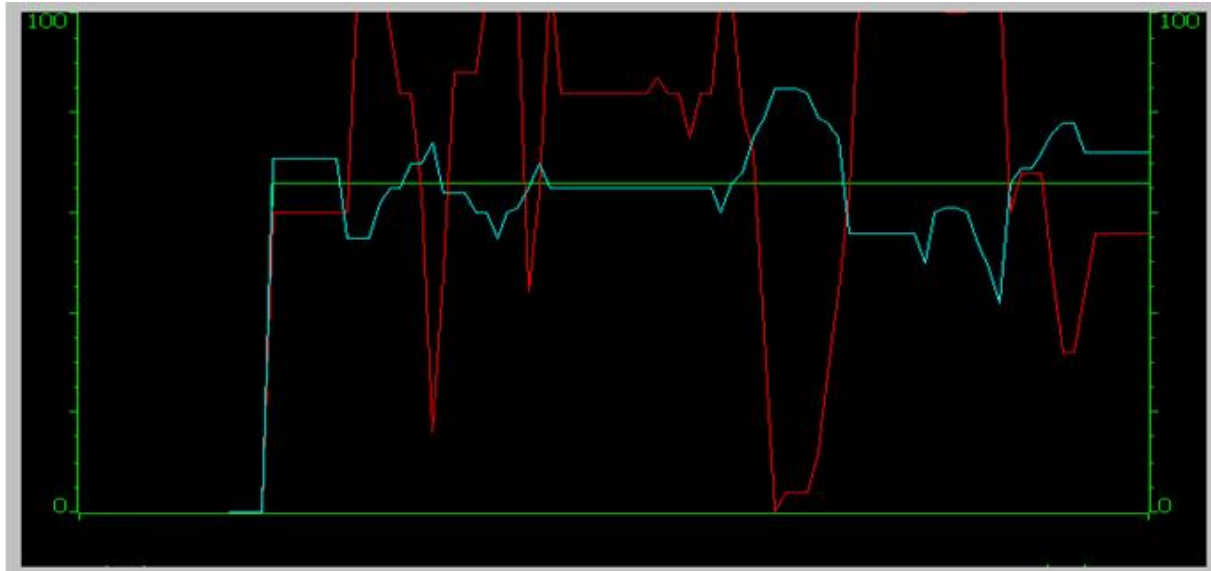


Figure.V.8:Vue de PID dans DeltaV

IV.5.Conclusion :

Dans ce chapitre on a réalisé les vues de contrôle et de supervision l'unité traitement brut Gassi Touil qui nous permettent de suivre l'évolution du procédé en temps réel.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

Conclusion générale :

Ce travail donne une démarche générale et la procédure à suivre pour réaliser l'automatisation d'une installation donnée.

L'étude de la rénovation de l'unité de traitement brut a abouti à la proposition de la mise en place de nouveaux instruments lesquels sont non seulement disponibles sur le marché mais qui sont aussi fiables et assurent plus de sécurité que les instruments obsolètes utilisés jusqu'ici.

L'utilisation du système de contrôle et commande DCS est très puissante dans les solutions globales d'automatisation car il présente beaucoup d'avantages tel que la facilité de programmation grâce au langage LADDER, la flexibilité, la facilité d'extension de ses modules et la possibilité de visualisation et validation du programme établie avant son implantation sur le DCS .

Grâce à ce nouveau système totalement rénové on aura les avantages suivants :

- **Contrôle :**
 - ✚ Un contrôle numérique fiable, performant, et surtout compatible avec le système de contrôle – commande
 - ✚ Très haute rapidité de transmission et de précision de mesure
- **Economique :**
 - ✚ Une séparation bien menée augmente le volume de liquide récupéré, en plus l'élimination de l'eau économise les frais de transport, et d'entretien inutile.
 - ✚ Plus de rendement
 - ✚ Diminue le coût de maintenance pour l'entreprise.
- **Sécurité :**
 - ✚ Augmente le niveau de sécurité du personnel et de l'équipement.
 - ✚ Nouveau système d'arrêt d'urgence

Ce projet était une occasion d'appliquer nos connaissances acquises durant notre formation. Il nous a permis d'acquérir un savoir faire dans le domaine pratique, de tirer profit de l'expérience des personnes du domaine et d'autre part, d'apprendre une méthodologie

CONCLUSION GENERALE

rationnelle à suivre pour l'élaboration des projets d'automatisation. Cela a été pour nous une expérience très enrichissante.

En fin, nous espérons que ce modeste travail sera d'une grande utilité pour les industries et pour les promotions à venir.



BIBLIOGRAPHIE

- [1]. Documentation interne SONATRACH, annuaire statique
- [2]. Rapport d'activité de la direction d'exploitation, GASSI TOUIL 2006
- [3]. Documentation interne, Manuelle opératoire (process), 1978
- [4]. Documentation technique, manuel instruments de l'unité de traitement brut. 1980
- [5]. Documentation technique, vanne de régulation électrique, série EDELE 3 E, RC-K52-3^E
Rev7
- [6]. **Fisher Rosemount**, Régulateurs et Transmetteurs Pneumatiques de Niveau Series' 2500-249, Bulletin 34.2 :2500 : F, Mars 1997.
- [7]. Emerson Process Management, Transmetteurs et capteurs de niveau Série 2390-249, Bulletin 11.2 :2390-249 : F, Avril 1996.
- [8]. Emerson Process Management, Rosemount 3051S Series Product, Data Sheet 00813-0100-4801, Rev FA, August 2004.
- [9]. Emerson Process Management, Rosemount 3144P Transmetteur de Température, Bulletin 00813-0100-4021, Rév DA, Août 2004.
- [10]. Documentation interne SONATRACH, stage ingénierie, système DCS DELTA-V, CENTRE DE FORMATION E.I, R4.09.02.
- [11]. Présentation de système DELTA-V, BAHAZ.S
- [12].documentation de Formation DELTA-V