

# *Remerciement*

*Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.*

*Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à nos encadrateurs M. Ameer AL SERRADJ et M. Amar HAMACHE pour avoir proposé et accepté de diriger notre travail tout le long de sa réalisation et qui n'ont pas cessé de nous donner conseils.*

*Nous remercions aussi M. M. BAGOU et M. B. FEKHAR pour leur encadrement, leur aide et surtout pour leurs précieux conseils.*

*Nos remerciements les plus vifs à M. S. HASSINI et M. M. YAKER qui sans leur soutien ce travail n'aurait pas été effectué.*

*Nous remercions également l'ensemble du personnel du service maintenance du MPPPO, M. F. BEN SMINA, M. R. LHADJ et surtout M. D. HETTAB et M. M. ABIRANE pour leur esprit d'ouverture et leur disponibilité à tout moment.*

*Nos respects aux membres de jury, qui nous feront l'honneur d'accepter et de juger ce modeste travail, d'apporter leurs réflexions et leurs critiques scientifiques.*

*Enfin, nous tenons à exprimer nos profonds remerciements à tous ceux qui nous ont soutenu de près ou de loin pour la réalisation de ce travail.*

# *Dédicace*

*Je dédie le fruit de mes années d'études à mes très chers parents qui m'ont tout donné, de leurs amour et leurs sacrifices éternels pour que je puisse suivre mes études dans des bonnes conditions et qui ne cessent pas de m'encourager et de veiller pour mon bien, sans leurs soutient ce travail n'aurait jamais vue le jour.*

*A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :*


- ✚ Mes très chères frères et soeurs : Zahia, Nadia, Reziqa, Said Et notre petit Ali.*
- ✚ Mes oncles et mes tentes ainsi que leurs enfants.*
- ✚ MEROUK Youcef et sa famille pour son aide et ses conseils.*
- ✚ Ma très chère amie BOUDJEMA Sabrina et sa famille.*
- ✚ Tous mes amis (es): Taous, Naima, amina, Mazigh, Nassim, Brahim, Sofiane.*
- ✚ Ma binôme et amie Nouara qui m'a accompagné tout au long de cette période pour réaliser ce modeste travail ainsi que sa famille.*
- ✚ Tous ceux qui m'ont aidés pour l'obtention de ce diplôme et à tous ceux que j'aime bien.*
- ✚ A Toutes ces personnes et à celles que j'ai peut être oublié j'adresse mes sentiments les plus chaleureux,*


*Samira*


# *Dédicace*


*Je dédie le fruit de mes années d'études à mes très chers parents qui m'ont tout donné, de leurs amour et leurs sacrifices éternels pour que je puisse suivre mes études dans des bonnes conditions et qui ne cessent pas de m'encourager et de veiller pour mon bien, sans leurs soutient ce travail n'aurait jamais vue le jour.*


*A ceux qui sont la source de mon inspiration et mon courage, à qui je dois de l'amour et de la reconnaissance :*


 *Ma très chère sœur : Nadia et son fiancé.*


 *Mes frères : Rabah, Nacer et Yacine.*

 *Mes oncles et mes tantes et leurs enfants.*

 *Tous mes amis(es) : Souad, Sabrina , Karima, mimi, sara, lala, taous, naima, Nacera, brahim, Sofiane, Hakim, Samir, malika, lylya, samia*

 *Ma binôme et amie Samira qui m'a accompagné tout au long de cette période ainsi que sa famille.*

 *Tous ceux qui m'ont aidés pour l'obtention de ce diplôme et à tous ceux que j'aime bien.*

 *A Toutes ces personnes et à celles que j'ai peut être oublié j'adresse mes sentiments les plus chaleureux,*

*NOUARA*

# *Glossaire*

**MPP0:** Module Processor Plant 0

**AP:** Application Processor

**WP:** Workstation Processor

**DNBT :** Dual NodeBus Interface 10base-T

**CP:** Control Processor

**DCS:** Distributed Control System

**DM:** Display Manager

**ECB:** Equipment Control Block

**FBM:** Field Bus Module

**FCM:** Field Bus Communication Module

**HLBL:** High Level Batch Language

**I/A:** Intelligent Automation

**ICC:** Integrated Control Configurator

**I/O:** Inputs/Outputs

**PID:** Régulateur Proportionnel Intégral Dérivé

**RL:** Réseau Local

**TOR:** Tout Ou Rien

**GPL :** Gaz Pétrole Liquéfier.

**C<sub>1</sub>, C<sub>2</sub> :** Gaz sec ou gaz de vente

**"GPL" (C<sub>3</sub>, C<sub>4</sub>) :** Gaz propane liquéfié

**C<sub>5</sub><sup>+</sup> :** Condensât

**CSTF:** Centre de Stockage et de Transfert des Fluides

**SBN:** station Boosting Nord.

**SBC:** station Boosting Centre

**SBS:** station Boosting Sud.

**SRGA:** Stadion de Récupération Des Gaz Associés.

**V (vessel) :** Ballon.

**P :** Pompes.

**H :** Four.

**E:** Echangeur.

**L:** Level (Niveau).

**T:** Température.

**F:** Flow (débit).

**P:** pression (pression).

**I:** Indicateur.

**C:** contrôleur.

**LIC:** Contrôleur de Niveau.

**PIC:** Contrôleur de pression.

**TIC:** Contrôleur de Température.

**FIC:** Contrôleur de Débit.

# *Figures et Tableaux*

## Figures et tableaux :

### 1. Figures

- Figure 1.1 :** Situation géographique de HASSI R'MEL
- Figure 1.2 :** Répartition des différentes installations sur le champ de Hassi R'Mel
- Figure 1.3 :** Schéma du processus industriel a Hassi R'mel
- Figure 2.1 :** L'unité de régénération de glycol PK-420
- Figure 2.2 :** Illustration du tableau locale « A »
- Figure 2.3 :** Illustration du tableau locale « B »
- Figure 2.4 :** Circuit fuel gaz
- Figure 2.5 :** Manomètre
- Figure 2.6 :** Pressostat
- Figure 2.7 :** Transmetteur de débit
- Figure 2.8 :** Thermocouple
- Figure 2.9 :** Thermostat
- Figure 2.10 :** Détecteur de flamme
- Figure 2.11 :** Fin de course
- Figure 2.12 :** Electrovanne
- Figure 2.13 :** Vanne tout ou rien
- Figure 2.14 :** Bouton poussoir
- Figure 3.1 :** Zone de variation et le système intervenant
- Figure 3.2 :** Cycle de vie d'un système
- Figure 3.3 :** Les fonctions de base d'un système de conduite
- Figure 3.4 :** Schéma d'une structure réelle (cas du module0)
- Figure 3.5 :** Module d'E/S (FBM)
- Figure 3.6 :** Vue extérieure d'un CP 60
- Figure 3.7 :** Station AW
- Figure 3.8 :** Processeur de communication (CP COM 10)
- Figure 3.9 :** Réseau local à segment unique
- Figure 4.1 :** Vue initiale de l'utilitaire de FOXDRAW
- Figure 4.2 :** la vue de création d'une nouvelle vue de groupe
- Figure 4.3 :** Sélection d'une librairie
- Figure 4.4 :** Importation des éléments prédéfinis
- Figure 4.5 :** Construction du synoptique
- Figure 4.6 :** Schéma de l'unité de glycol pk420 sous FOXDRAW
- Figure 4.7 :** Sélection d'un élément
- Figure 4.8 :** Menu « configure Objects »
- Figure 4.9 :** Configuration passive (update)
- Figure 4.10 :** La vue initiale d'I/A séries avec la sélection de ICC
- Figure 4.11 :** La vue de l'utilitaire CSA
- Figure 4.12 :** Création d'un nouveau schéma
- Figure 4.13 :** La vue initiale de l'utilitaire ICC
- Figure 4.14 :** Création de block superviseur

<b>Figure 4.15 :</b>	Configuration des blocks
<b>Figure 4.16 :</b>	Liaison entre les blocks
<b>Figure 4.17 :</b>	Langage HLBL
<b>Figure 4.18 :</b>	Vue interne d'un schéma
<b>Figure 4.19 :</b>	Compilation du block Start
<b>Figure 4.20 :</b>	Message d'erreurs
<b>Figure 4.21 :</b>	La vue de la fenêtre FOXSELECT
<b>Figure 4.22 :</b>	Schémas existants dans la station AWXP01
<b>Figure 4.23 :</b>	Vue d'ensemble des environnements d'exploitation standard
<b>Figure 4.24 :</b>	Process_Eng est l'environnement de travail choisi
<b>Figure 4.25 :</b>	La vue de système management
<b>Figure 5.1 :</b>	Exemple d'un Grafcet
<b>Figure 5.2 :</b>	L'état initial de l'unité pk420
<b>Figure 5.3 :</b>	Démarrage de l'unité
<b>Figure 5.4 :</b>	Démarrage terminé
<b>Figure 5.5 :</b>	Unité mise en marche
<b>Figure 5.6 :</b>	L'unité mise en marche avec deux pilotes
<b>Figure 5.7 :</b>	Blocks à l'état initial
<b>Figure 5.8 :</b>	Block START
<b>Figure 5.9 :</b>	Block SUPERVISEUR
<b>Figure 5.10 :</b>	Block POMPE

## 2. Tableaux

<b>Tableau A.1 :</b>	Composition de l'unité PK-420
<b>Tableau A.2 :</b>	Conditions conceptuelles de processus
<b>Tableau A.3 :</b>	Les facteurs internes de l'unité
<b>Tableau B.1 :</b>	Types de signaux d'entrées /sorties

# Sommaire

## Sommaire :

<b>Introduction Générale.....</b>	<b>01</b>
<b>Chapitre 1 :                   Présentation du Complexe de Hassi R'mel</b>	
1. Introduction .....	04
2. Présentation de Hassi R' Mel.....	05
2.1 Situation Géographique de Hassi R'Mel .....	05
2.2 Historique du champ gazier de Hassi R'mel .....	06
3. Description générale de la direction exploitation .....	07
3.1 Station récupérations des gaz associés (SRGA) .....	07
3.2 Les Stations de Compression.....	07
3.3 Centre de stockage et de transfert par facilité (CSTF) .....	08
3.4 Centre national de dispatching de gaz (CNDG) .....	08
3.5 Les stations Boosting .....	08
3.6 Description des processus de traitement de gaz naturel.....	10
3.7 Zone de séparation de condensât .....	10
3.8 Zone de stabilisation du condensât et récupération du GPL .....	11
3.9 Zone de régénération de glycol (C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> O <sub>3</sub> ) .....	12
3.10 Zone de stockage de brut .....	13
4. Organisation de module « 0 » .....	14
4.1 Salle de contrôle .....	14
5. Conclusion .....	15
<b>Chapitre 2 :                   Description Générale de l'Unité PK420</b>	
1. Introduction .....	16
2. Processus .....	16
2.1 Composition de l'unité .....	16
2.2 Description générale de l'unité PK 420.....	18
2.3 Description du circuit de fuel gaz.....	20
2.4 La régulation dans l'unité PK 420 .....	21
2.5 Instrumentations .....	21
2.6 Démarrage de l'unité .....	27
2.7 Sécurité de l'unité .....	33

2.8 Arrêt de l'unité .....	34
3. Conclusion .....	35

### **Chapitre 3:                   Présentation du DCS FOXBORO**

1. Introduction .....	36
2. Historique des systèmes de contrôle jusqu'au DCS .....	37
2.1. Contrôle manuel .....	37
2.2. Régulation pneumatique locale .....	37
2.3. Régulation pneumatique centralisée .....	38
2.4. Régulateurs électroniques analogiques SPEC 200 .....	38
3. Système de contrôle distribué DCS .....	38
3.1 Définition du système de contrôle distribué (DCS) .....	39
3.2 Les caractéristiques du système DCS .....	39
3.3 But de l'installation d'un système DCS .....	40
4. Principales fonctions de base d'un système DCS .....	41
4.1 Adaptation des signaux avec le procédé .....	42
4.2 Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé .....	43
4.3 Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé .....	43
4.4 Communications avec les utilisateurs .....	43
5. Architecture générale du système DCS .....	44
6. Configuration hardware (matériel) de DCS .....	46
6.1 Modules d'E/S (FBM) .....	46
6.2 Processeurs de contrôle « CP » (traitement algorithmique et séquentiel) .....	46
6.3 Station d'application et de visualisation (AW51F) .....	47
6.4 Station de visualisation « WP » (Workstation processor) .....	47
6.5 Processeur de communication .....	48
6.6 Double interface nodebus (Dual NodeBus Interface 10base-T : DNBT) .....	48
7. Aspect communication .....	48
7.1 Réseau d'E/S (field bus) .....	48
7.2 Réseau local (Node Bus) .....	49
7.3 Aspect Logiciel .....	49
8. Conclusion .....	50

**Chapitre 4:                    Logiciel de Programmation I/A Series de FOXBORO**

1. Introduction .....	51
2. FOXDRAW .....	51
2.1 Partie construction .....	51
2.2 Partie configuration.....	54
3. Integrated Control Configurator (ICC) .....	55
3.1 Définition du programme CSA .....	56
3.2 Définition du programme ICC.....	56
3.3 Activation de l'utilitaire de configuration ICC .....	56
3.4 Construction des programmes de traitement séquentiel.....	57
4. Fox Select .....	61
4.1 Description du fox select .....	62
4.2 Accès aux schémas d'une station .....	62
5. FOXVIEW .....	63
5.1 Les fonctions assurées par FoxView.....	63
5.2 Environnements d'exploitation .....	63
5.3 Changement d'environnement d'exploitation .....	64
5.4 Composition de la fenêtre FoxView .....	65
6. Conclusion .....	66

**Chapitre 5 :                    Simulation de la Séquence de l'Unité de Glycol PK420 sous DCS**

1. Introduction .....	67
2. Inconvénient de la solution actuelle .....	67
3. Etude et développement d'une nouvelle solution .....	67
4. Modélisation de l'unité pk420 .....	68
4.1 Définition du Grafcet .....	68
4.2 Grafcet de la séquence de l'unité pk420.....	69
5. Simulation de la séquence de l'unité pk420 .....	75
6. Résultats dans Fox Select .....	78
7. Conclusion .....	80

<b>Conclusion Générale .....</b>	<b>81</b>
----------------------------------	-----------

<b>Annexe.....</b>	<b>82</b>
--------------------	-----------

<b>Bibliographie.....</b>	
---------------------------	--

# *Introduction Générale*

L'industrie pétrolière est l'une des branches fondamentales de l'économie mondiale. En effet, depuis le début du 20<sup>ième</sup> siècle, nous observons un élargissement de l'utilisation du pétrole, du gaz et de leurs dérivés. Cela est étroitement lié à l'évolution des techniques de raffinage et de transformation des hydrocarbures, qui a considérablement augmenté les capacités de la production mondiale du pétrole et du gaz.

Pour satisfaire cet accroissement, il faut constamment rechercher de nouveaux gisements, par les méthodes les plus modernes de recherches géologiques, de prospections géophysiques et des nouvelles techniques de forage, d'exploitation et de récupération, liées aux différents types de gisements de pétrole et de gaz.

La concurrence économique impose un produit de qualité et une flexibilité des équipements de production, pour répondre à la demande dans un environnement très concurrentiel.

Le gaz naturel joue un rôle énergétique croissant, l'importance de ces réserves et les avantages qu'il présente sur le plan de l'environnement favorisent son utilisation.

Les coûts techniques de production, de traitement et surtout de transport du gaz naturel sont élevés et représentent donc un handicap. Dans ces conditions, les progrès techniques permettent de réduire ces coûts.

Le gaz naturel à sa sortie des puits n'est pas directement utilisé, il doit être traité et débarrassé de ses constituants indésirables. Le traitement du gaz naturel consiste à séparer certains constituants présents à la sortie des puits tel que les particules d'eau, l'élimination ou du moins la réduction de la teneur en eau sont des opérations aussi bien nécessaires qu'importantes dans la mesure où elles conduisent à l'amélioration de la vapeur commerciale du gaz sec et permettent le bon déroulement du processus et le ralentissement phénomène de corrosion des pipes.

La présence de l'eau dans le gaz occasionne dans les conditions idéales de température et de pression, la formation des hydrates de gaz naturel, qui engendrent à leurs tour l'obturation des tubes d'instrument et peuvent, le cas échéant, conduire à l'arrêt du traitement. C'est un problème largement connu dans l'industrie gazière et pour le maîtriser, le processus est doté d'un système d'inhibition de la formation des hydrates, basés sur l'emploi de plusieurs types de produits chimiques déshydratants.

Le diéthylène glycol (DEG) de formule chimique (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>O<sub>3</sub>) est le glycol qui se prête le mieux à l'inhibition au niveau du module '0' « HASSI R'MEL ». Ce dernier (DEG) est le premier type utilisé pour la déshydratation du gaz naturel :

- Il a une large capacité à absorber de l'eau.
- Il maintient, relativement, une pression de vapeur assez basse dans les conditions opératoires.

Son utilisation est limitée par de faibles concentrations, car l'obtention de haute teneur exige des installations spéciales.

La manière la plus positive pour prévenir une formation de l'hydrate est de tenir les lignes et les équipements en état sec d'eau en phase liquide. Lorsque la ligne d'opération contient de l'eau en phase liquide, la formation de l'hydrate pourra être fréquente.

Si la température minimale de ligne est inférieure au point de déshydratation, il est nécessaire de faire l'inhibition de cette eau.

La formation de l'hydrate peut être évitée par une injection de glycol en phase liquide qui est d'une basse volatilité et susceptible de se séparer facilement des hydrocarbures liquides et de l'eau qu'il absorbe. Ceci permet un contrôle continu des hydrates dans l'unité qui est pourvue d'équipements de régénération et de recirculation adéquate.

Ce sujet de mémoire de fin d'études porte sur **le remplacement du système de commande conventionnel (commande câblée) de l'unité de régénération de glycol PK420 par un système de control distribué « DCS ».**

Le système de commande du démarrage et de l'arrêt de l'unité, en manuel, présente plusieurs inconvénients :

- ✓ Diagnostique et recherche des pannes très difficiles ;
- ✓ Nécessité de plusieurs personnels opérateurs ;
- ✓ Mauvaise fiabilité du système (Système à relais) ;
- ✓ Exécution lente ;
- ✓ Difficulté d'intervention sur site et risque de déclenchement (de l'unité) ;
- ✓ Influence importante par les facteurs externes (vibration, humidité, vent...);
- ✓ Arrêt fréquent, provoqué par :

- Le bouchage de la cheminée, entraînant une mauvaise combustion et un retour de flamme ;
- Les intempéries (vent de sable...), provoquent le bouchage des filtres (faible admission d'air) ;
- Les facteurs de déclenchement.

Le besoin de faire appel aux technologies avancées de type numérique, d'un niveau de sécurité élevé dont l'efficacité est vérifiée, nous oblige à basculer dans un système de commande de technologie récente, répondant aux exigences et aux normes actuelles, à savoir **les automates programmables industriels.**

Le présent travail s'articule autour de cinq chapitres. Une présentation du complexe de HASSI R'MEL d'une manière générale est donnée au chapitre un (01) et la description de l'unité étudiée, ainsi que ces différentes parties au chapitre deux (02).

Le chapitre trois (03) est consacré à l'étude du système de contrôle « DCS » ; alors que la description du logiciel de programmation I/A series de FOXBORO est donnée au chapitre quatre (04). Le cinquième et dernier chapitre est consacré à la programmation et la simulation.

Les avantages apportés par l'étude ainsi que les perspectives et les compléments seront discutés en conclusion générale.

# *Chapitre 1*

**Presentation du Complexe de Hassi R'Mel**

## **1. Introduction :**

Le gaz naturel y compris ses fractions lourdes associées au méthane (CH<sub>4</sub>) (éthane, GPL, et essence naturelle), ouvre la voie à une pétrochimie presque aussi large que celle des produits pétroliers.

Le gaz naturel proprement dit, a une part prépondérante dans la fourniture des matières premières pour la production de l'ammoniac (NH<sub>3</sub>) et celle du méthanol (CH<sub>3</sub>OH). Plus de 75% des capacités mondiales de production d'ammoniac et plus de 85% de celle de méthanol sont alimentées par du gaz naturel. Celui-ci offre, en termes d'investissements de coûts opératoires et de rendement, des avantages considérables par rapport aux matières premières concurrentes ; enfin l'ammoniac avec les engrais azotés, représente un secteur en progression rapide dans les pays en voie de développement.

Toutefois tant pour des raisons économiques que stratégiques, un certain nombre de pays envisagent de développer des carburants de synthèse issus de matières premières non pétrolières dans ces stratégies, le gaz naturel pourrait sans doutes offrir les solutions les plus intéressantes par transformation chimique en essences ou distillats analogues à ceux du raffinage pétrolier.

L'Algérie est classée parmi les plus grands pays exportateurs de gaz naturel et possède l'un des plus grands gisements mondiaux de gaz naturel et qui se situe à Hassi R'Mel.

## **1.1 Composition chimique du gaz naturel :**

Le gaz naturel à la sortie du puits n'est pas directement utilisable. C'est un mélange souvent très riche en méthanes (CH<sub>4</sub>) qui contient des proportions décroissantes de tous les hydrocarbures saturés. Il renferme également des proportions variables d'azote(N), de gaz carbonique, d'hydrogène sulfuré(H<sub>2</sub>S), de mercaptans(R-SH) et autres composés sulfurés ainsi que de l'eau (H<sub>2</sub>O) provenant de la couche productrice.

## **1.2 Richesses algériennes en gaz :**

Plus qu'un pays producteur de pétrole, l'Algérie est avant tout un pays exportateur de gaz. Avec des réserves récupérables estimées à plus de 3000 milliards de m<sup>3</sup>, l'économie algérienne s'appuie sur un patrimoine énergétique où prédomine largement le gaz naturel, 61% des réserves récupérables contre 15% pour le pétrole brut.

On distingue deux types de gaz :

Le gaz humide, riche constitué de méthane fractions condensables, et le gaz dit sec essentiellement constitué de méthane.

Pour le gaz sec, le traitement consiste simplement à en éliminer les impuretés avant de le commercialiser. Quant au gaz humide, découvert au même temps qu'un gisement d'huile, est qualifié de gaz associé. Mais ce gaz humide peut également se trouver dans des gisements de gaz uniquement. Il est alors dénommé gaz humide non associé.

Les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) et les liquides de gaz naturel (GNL) sont très recherchés par les raffineurs et sont essentiellement utilisés comme matière première dans la pétrochimie.

La production de GNL dépasse en Algérie le cap des 32 millions de mètre cube par an.

## **2. Présentation de Hassi R'mel :**

### **2.1 Situation géographique de Hassi R'Mel :**

Le gisement de Hassi R'Mel est situé à 525 km au sud d'Alger, entre les Wilayas de Ghardaïa et Laghouat. Dans cette région relativement plate du Sahara, l'altitude moyenne est d'environ 760 m au dessus du niveau de la mer, le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver, les amplitudes thermiques sont importantes et varient entre -5°C en hiver et 45°C en été, les vents dominants sont de direction nord ouest.



**Figure1.1** : Situation Géographique de HASSI R'MEL.

Le gisement de Hassi R'Mel est l'un des plus grands gisements de gaz à l'échelle mondiale. Il a une forme d'ellipse et s'étale sur plus de 3500 km<sup>2</sup>, 70km du nord au sud et 50km d'est en ouest, il se situe à une profondeur de 2200 m. La capacité du gisement est de l'ordre de 3000 milliards mètre cubes récupérables.

Le gisement de Hassi R'Mel contient les éléments suivants :

- ❖ Gaz naturel ;
- ❖ Gaz de pétrole liquéfié GPL (gaz à l'état liquide) ;
- ❖ Condensât (Gazoline – Liquide).

Cette richesse naturelle est convoitée par plusieurs entreprises nationales et étrangères pour l'exploitation et faire des plans d'investissement tel que SONATRACH, SONELGAZ, ENGTP, GENERAL ELECTRIC, NOUVO PIGNONE, JGC ... etc.

## 2.2 Historique du champ gazier de Hassi R'mel

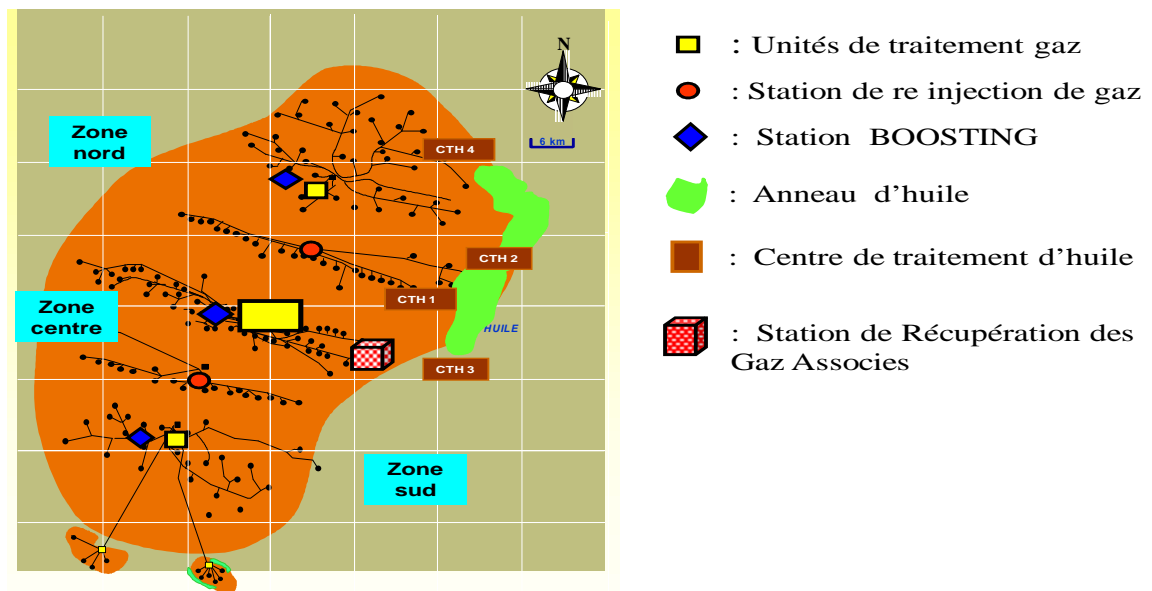
Le gisement de Hassi R'mel a été découvert en 1951. Le forage du premier puits d'exploitation HR1, a eu lieu en 1952 à quelques kilomètres de la localité de Berriane, ce premier puits a mis en évidence la présence d'un gaz riche en condensât dans le trias gerseaux à une pression de 310 atm et une température de 90 °C, la profondeur atteinte était de 2332 m où se trouve un réservoir de gaz humide évalué à plus de 2800 milliards m<sup>3</sup>. Entre 1957 et 1960, sept autres puits ont été forés (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7 et HR8). Le gisement de Hassi R'mel est classé 4<sup>ème</sup> au monde et 1<sup>er</sup> en Algérie, il est d'une superficie de 3500 km<sup>2</sup>

étendue sur 70 km du nord au sud et sur 50 km de l'est vers l'ouest, avec une énorme réserve de gaz estimée à 2415 milliards m<sup>3</sup>. Ce gaz se trouve entre 2110 et 2280 m de profondeur. Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de 2800 milliards m<sup>3</sup>.

Actuellement la capacité totale de traitement est de 98 milliards m<sup>3</sup> par an.

### 3. Description générale de la direction exploitation :

Le plan d'ensemble des installations gazières implantées sur le champ de Hassi R'Mel est élaboré de façon à avoir une exploitation rationnelle du gisement et pouvoir récupérer le maximum de liquide. Les cinq modules de traitement de gaz (0, 1, 2, 3, et 4) sont disposés d'une manière alternée par rapport aux deux stations de compression (station nord et sud), pour la raison d'un meilleur balayage du gisement.



**Figure 1.2 :** Répartition des Différentes Installations sur le Champ de Hassi R'Mel.

#### 3.1 Station de récupération des gaz associés (SRGA) :

C'est une unité qui a démarré le 13 avril 1999 avec une capacité de 4000 m<sup>3</sup>/jour. Elle comporte quatre turbocompresseurs avec une capacité unitaire de 1 million de m<sup>3</sup>/jour.

#### 3.2 Stations de Compression :

Les deux stations de compression sud et Nord compriment le gaz sec (traités et non commercialisés) qui arrivent des unités au modules jusqu'à une pression de 350 bars et le réinjectent au niveau du gisement, à l'aide de dix-huit compresseurs centrifuges entraînés par des turbines à gaz pour chaque station, afin de :

- Maintenir la pression du gisement ;

- Balayer le gaz humide pour bien extraire les hydrocarbures liquides ;
- Optimiser la production en GPL et Condensât.

### **3.3 Centre de stockage et de transfert par facilité (CSTF) :**

Le condensât et le GPL, produits par tous les modules sont acheminés vers le centre de stockage et de transfert (CSTF) qui se trouve dans la zone centrale de Hassi R'Mel.

Le CSTF comprend trois bacs de 35000m<sup>3</sup> et quatre bacs de 45000m<sup>3</sup> chacun pour le stockage du condensât, douze sphères de 7000m<sup>3</sup> chacune pour le stockage du GPL. Les vapeurs formées dans les sphères, sous l'effet de la température ambiante sont comprimées par des turbocompresseurs, condensées puis remises dans le stockage pour éviter le boil-off et l'envoi du GPL vers torche.

### **3.4 Centre national de dispatching de gaz (CNDG) :**

Son rôle est la collecte de toutes les quantités de gaz produites au niveau de Hassi R'Mel et du gaz provenant du Sud Algérien qui est transporté par un pipeline depuis Ain Amenas par Hassi Messaoud et Oued Noumer ou il est collecté avec celui de Ain Salah.

Ces quantités sont ensuite distribuées vers les centres de consommation par cinq gazoducs sortant du CNDG:

- GO : vers L'ITALIE via la TUNISIE (GO1, GO2) ;
- GME: vers L'EUROPE par l'ESPAGNE via le MAROC (GME) ;
- GG 1: vers l'utilisation domestique par SONEGAS ;
- GK : vers SKIKDA pour la liquéfaction ;
- GZ : vers ARZEW pour la liquéfaction aussi.

Le reste du gaz qui n'est pas vendu se dirige vers la réinjection par les stations de compression.

### **3.5 Les stations Boosting:**

La pression d'entrée du gaz brut aux modules décroît avec le temps, ce qui influe sur la quantité et la qualité des produits de chaque catégorie, et sur l'usine car il est capable de fonctionner à une pression d'entrée comprise entre 100 à 140 bars. Les stations Boosting ont pour but la compression de ces gaz bruts issus des puits producteurs de 100 bars à 120 bars afin d'avoir une détente importante, dont la récupération des liquides est optimale. Les modules 2 et 3 ont leur propre station Boosting, les autres modules 0,1 et 4 ont un Boosting commun.

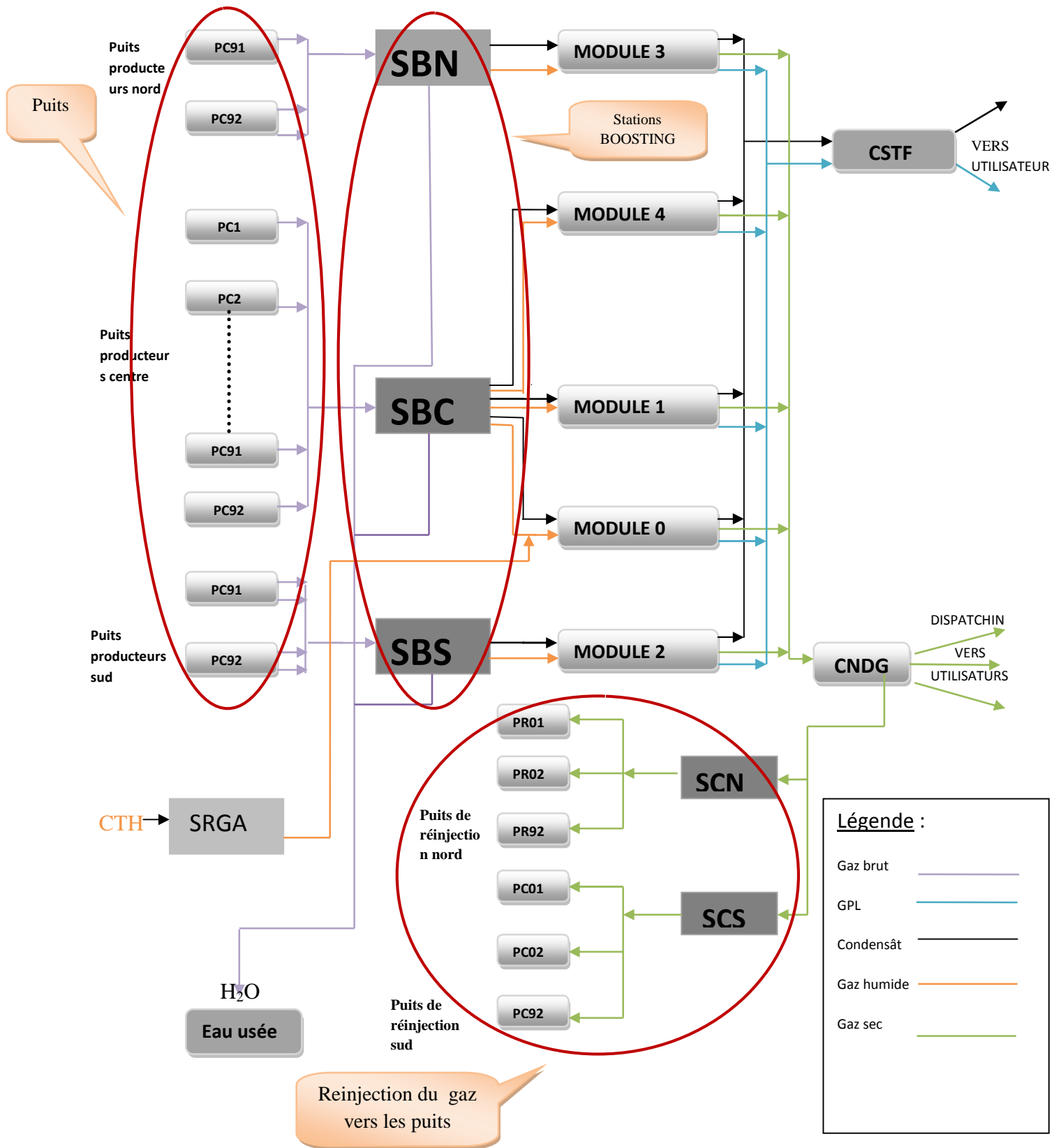


Figure 1.3 : Schéma du Processus Industriel à Hassi R'mel.

### 3.6 Description des processus de traitement de gaz naturel :

Le gaz brut subit différents traitements pour extraire ses composants utiles et les adapter aux normes de vente. Ces différents traitements sont basés en général sur l'échange thermique et la détente telle qu'on profite les différentes températures d'ébullition de différentes composantes de gaz brut.

Les procédés de traitement de gaz naturel sont multiples, et le choix de l'un d'eux se base sur les critères suivants :

- coûts de l'investissement ;
- taux de récupération des hydrocarbures liquides ;
- paramètres et la composition du gaz brut ;
- spécifications des produits.

Ainsi pour le champ de Hassi R'Mel, deux procédés sont mis en œuvre :

#### a- Procédé PRITCHARD :

Utilisé dans les modules 0 et 1, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par détente, avec l'utilisation d'une boucle de propane ( $C_3H_8$ ) comme système de réfrigération afin d'atteindre des températures voisines à  $-23^{\circ}C$ .

#### b- Procédé HUDSON :

Utilisé dans les modules 2,3 et 4, il est basé sur le refroidissement du gaz par échange thermique et par une série des détentes complètes. Une détente au niveau de la vanne JOULE THOMSON qui permet d'atteindre une température de  $-15^{\circ}C$  et une autre détente au niveau d'une machine dynamique appelée 'turbo-expander' où on aura une température de  $-35^{\circ}C$ .

### 3.7 Zone de séparation de condensât :

Le gaz brut provenant des puits (au nombre de 16 puits) est acheminé vers le boosting pour remonter la pression d'entrée au module de  $95Kgf/cm^2$  à  $115Kgf/cm^2$  pour ainsi faciliter le traitement. Le gaz brut boosté à  $115Kgf/cm^2$  est dirigé vers le diffuseur V1001, pour être dispatché vers les six unités de traitement existantes (chaîne 1100 à 1600), d'une capacité de  $5.10^6 Sm^3$  par jour chacune.

#### \*Circuit de gaz brut dans l'unité 1200 :

Le gaz brut entre dans le ballon V1201 à une pression de  $110Kgf/cm^2$  et une température de  $60^{\circ}C$  où il subit une séparation physique (Par différence de densité) .On

recupère un mélange condensât-eau au fond du ballon qui est dirigé vers la section commune aux 6 unités pour séparer l'eau- condensât.

Le gaz sortant du V1201 qui est toujours humide passe à travers une batterie d'échangeur appelée HE1201B/C/D côté tube (échangeur gaz-gaz) puis à travers un échangeur HE1202 (gaz-liquide) pour baisser sa température à 3°C, puis il est refroidit à -5°C dans un chiller (évaporateur à propane) par le propane BP liquide provenant des utilités communes.

Le gaz brut ainsi refroidit, détendu à 80-84Kgf/cm<sup>2</sup> dans le ballon froid V 1203 par la vanne JOUL-THOMSON PCV 1217 ce qui fait baisser la température à -15°C.

Le gaz sortant de V1203 est dirigé vers les échangeurs HE1201 côté calandre pour être réchauffé avant son expédition comme gaz de vente (gaz sec).

Pour éviter la formation des hydrates dans le gaz à traiter on injecte le diéthylène glycol(DEG) en amont des échangeurs HE1201/C/D. Ce dernier est récupéré dans le ballon froid V 1203 avec le condensât.

Le mélange (condensât - glycol) refroidit le gaz brut coté calandre dans le HE1202, puis se dirige vers la section commune des 6 unités pour leur séparation dans le V1009A/B/C (ballon tri phasique : Condensât +glycol + gaz).

### **3.8 Zone de stabilisation du condensât et récupération du GPL :**

Cette zone a pour but de stabiliser le condensât et de produire le GPL à partir des liquides récupérés du gaz brut dans la zone de séparation du condensât.

La charge liquide (condensât) provenant de V 401 à 12°C est préchauffée au niveau de E 408 pour remonter sa température à 54°C avant son admission dans la colonne T401 (déethaniseur).

La charge liquide est pulvérisée au niveau du déflecteur de colonne pour favoriser le flash.

La charge gazeuse pénètre directement dans la colonne en même niveau que la charge liquide dans la zone de flash.

Au niveau du déethaniseur, les légers remontent et les lourds descendent .les légers (C<sub>2</sub>.) remontant entraînent avec eux des constituants lourds, qui seront à leurs tour condensés par les reflux froids (principal et intermédiaire).

Les lourds en descendant entraînent avec eux une partie des légers qui seront poussés vers le sommet de la colonne par l'intermédiaire de rebouillage (principale et auxiliaire).

Au sommet de la colonne sort le gaz constitué de  $C_1$  et  $C_2$  à une pression de 20,5 Kgf/cm<sup>2</sup> et une température de 13 °C, puis il est envoyé vers la station de compression pour remonter sa pression à 75 Kgf/cm<sup>2</sup> avant son injection dans le gaz de vente.

Le fond de déethaniseur est constitué de deux compartiments, une partie est du côté four H 401, c'est le rebouillage principale et l'autre partie sera la charge du debutaniseur (condensât amoindrit de  $C_2$ ).

La rectification des produits de tête et de fond se fait au niveau des plateaux, qui sont au nombre de 34 plateaux pour le déethaniseur.

La charge du debutaniseur provenant du fond du déethaniseur est préchauffée dans l'échangeur E 409 à contre courant avec le fond du debutaniseur puis introduit au niveau du 28<sup>ème</sup> plateau par l'intermédiaire de déflecteur.

En tête de colonne, on récupère les vapeurs de  $C_3$  et  $C_4$ , qui sont condensées dans les aeroréfrigérants E 407(6) puis stockées dans le ballon V404. Une partie est envoyée vers le stockage final, et l'autre est utilisée comme reflux de tête T 402.

Le produit de fond du debutaniseur est constitué de condensât stabilisé, qui à son tour est refroidit dans les échangeurs E 409, E 402 et E 408 ; puis les aeroréfrigérants E 403(4) pour être ainsi envoyé vers le CSTF (stockage à 40°C et une pression de 9Kgf/cm<sup>2</sup>).L'autre partie est récupérée dans le ballon de reflux V 403, puis refroidie dans les chillers E404 et E 405 avant son injection dans le T 401 pour maintenir la température de tête à 13°C.

Le condensât stabilisé et le GPL sont dirigés vers les réservoirs on-spec lors que ces produits sont devenus conformes aux spécifications :

- Le GPL off spec est envoyé vers les sphères du module 4 pour traitement ;
- Le condensât off spec est envoyé vers les bacs T 3001/4/5.

### **3.9 Zone de régénération du glycol ( $C_4H_{10}O_3$ ):**

La solution de glycol(DEG) absorbe l'eau contenue dans le gaz brut jusqu'à ce que l'état d'équilibre soit atteint. Le glycol ainsi se sépare de l'hydrocarbure par gravitation (densité).

La grande quantité est récupérée au niveau de l'appendice des ballons de séparation à froid V-1009A/B et C, et du ballon d'alimentation V-401, et on a aussi une quantité récupérée dans l'accumulateur de reflux V-402A/D du déethaniseur.

Le glycol hydraté récupéré est envoyé vers le bac T3001 (ou V-401) puis vers B2401 par soutirage de bac. Les pompes P2403A/B/C assurent l'alimentation des unités de régénération (PK420, PK440 et U 2100).

### **Régénération de glycol :**

Le DEG hydraté récupéré, séparé est pompé par P-2403A/B/C du ballon B2401 pour être régénéré dans les unités : PK420, PK440 et U2100 qui sont en service.

Le débit d'alimentation de l'unité de régénération PK420 est réglé par la vanne FC4007; le DEG pompé se trouvant dans l'unité est ensuite injecté dans les filtres de glycol F421 A / B dans lesquels les particules qui se trouvent dans le DEG sont éliminées. Le glycol filtré s'écoule à contre courant du glycol régénéré dans les échangeurs E 421 B et A.

Le glycol hydraté provenant du ballon de stockage B 2401 via la pompe P 2403 est filtré dans le filtre F 421 puis préchauffé dans l'échangeur E 421A/B avant son admission dans la colonne de rebouilleur.

A ce niveau les vapeurs d'eau sortant du sommet de la colonne sont récupérées dans le ballon de reflux V 421 après avoir été condensées par l'aéroréfrigérant E 420 et le glycol entre dans le Rebouilleur H 421 pour être chauffé à 116°C par le tube à feu de trois brûleurs.

Le DEG pauvre se trouvant dans le rebouilleur de glycol H421 préchauffe le glycol venant du filtre F422, il est ensuite pompé par les pompes P422A/B vers le bac T2253 pour être à son tour injecté dans les unités.

Toutes les purges de Glycol et l'excédent des chaudières rejoignent le ballon souterrain V-2002, ce dernier est vidé chaque fois vers le T-2253 avec les pompes P-2013.

L'appoint en Glycol pur se fait suivant le programme du T-2252 avec la pompe P-2252. Un contrôle permanent est fait pour le PH (acidité) afin d'éviter les problèmes de corrosion.

### **3.10 Zone de stockage de brut:**

Cette section contient trois bacs de stockage T-3002, T-3003, T-3006 et des pompes d'expédition P-3003 A, B, C, D, P 3002 A, B, C, P-3001, P-2404. On reçoit le brut des « CTH » après stockage et temps de rétention l'eau est drainée du fond des bacs par la pompe

P 2404 vers bourbier, ensuite on fait l'expédition vers les stations de pompage avec les pompes P-3003,-3002,P-3001, en gardant toujours un volume bien déterminé dans des bacs de 18 Mètre de hauteur total afin d'assurer une autonomie pour l'expédition.

#### **4. Organisation du module zéro "0" :**

Le module zéro "0" ou MPP0 (Module Processing Plant) comporte aussi un laboratoire d'analyse de la qualité des produits et une salle de contrôle équipé d'un système de contrôle distribué(DCS).

##### **4.1 Salle de contrôle:**

En phase de démarrage, les vannes stratégiques du processus et celles des machines tournantes possibles sont actionnées manuellement ou automatiquement à partir de régulation en salle de contrôle pour assurer une évolution graduelle des différents paramètres (pression, température, débit...). C'est à partir de la salle de contrôle que toutes les instructions sont données aux opérateurs sur site se basant sur les indicateurs des instruments de mesures.

##### **4.1.1 Système de contrôle distribué (DCS) :**

Le progrès technologique dans le monde de l'électronique et l'informatique a permis une évolution considérable dans le domaine de contrôle des procédés industriels. Cette évolution est traduite par un changement dans les technologies de contrôle, passage des systèmes pneumatiques aux systèmes analogiques puis numériques, de contrôle distribué qu'est le DCS et des systèmes à relais aux systèmes à base d'automates programmables.

##### **4.1.2 Evolution de système de contrôle:**

Avant l'arrivé du DCS (Distributed Control System), le contrôle des procédés a connu plusieurs générations de système :

- a) contrôle manuel ;
- b) régulateurs pneumatiques locaux ;
- c) régulation pneumatique centralisée ;
- d) régulateurs électriques analogiques et numériques ;
- e) système d'acquisition de données DAS ;
- f) système de contrôle distribue (DCS) ;

## **5. Conclusion :**

L'avenir gazier de l'Algérie réside dans le gaz naturel, tant pour les besoins domestiques que pour l'exportation ou encore pour l'industrie « gaz-chimie », en aval de cette matière première stratégique. Cette donnée incontournable pour les trente prochaines années ainsi que l'exploitation des champs gaziers par l'entreprise nationale de transport et de traitement des hydrocarbures revêt une importance capitale pour l'entreprise elle-même et ses partenaires, mais surtout pour le pays.

L'étude général du site de HASSI R'MEL, principalement le MPP0 qui est le lieu de notre travail, a permis de rendre compte de l'importance de ce dernier, mais aussi de l'envergure des installations et la difficulté de leur commande.

L'intolérance d'aucune perte conduit à un problème d'optimalité de rendement qui se fixe principalement par une commande automatique fiable et efficace.

# *Chapitre 2*

**Description Générale de l'Unité PK 420**

## 1. Introduction :

Les unités de la régénération de glycol (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>O<sub>3</sub>) jouent un rôle fondamental dans l'industrie pétrolière, pétrochimique et traitement de gaz, notamment la PK 420 qui travaille avec un tirage atmosphérique (naturel). Dans bien des cas, la défaillance de l'une d'elles entraîne des arrêts de l'unité. Les conséquences économiques de ces arrêts sont d'autant plus grandes que l'unité est importante.

Les usages des unités sont multiples mais chaque cas nécessite une étude particulière dans le but de concevoir la plus économique et la mieux adaptée aux conditions imposées.

## 2. Processus :

### 2.1 Composition de l'unité :

<b>Plaque D'identification</b>	<b>Désignation</b>	<b>Fonction Principale</b>
<b>H-421</b>	<b>Rebouilleur de Glycol</b>	<b>Elimination d'eau par évaporation.</b>
<b>T-421</b>	<b>Colonnes de régénération De Glycol</b>	<b>Permet de récupérer les entrainements d'eau dans le Glycol.</b>
<b>E-412A/B</b>	<b>Echange Glycol-Glycol</b>	<b>Préchauffeur.</b>
<b>F-422</b>	<b>Filtre à charbon de Glycol</b>	<b>Elimine les hydrocarbures liquides.</b>
<b>E-422</b>	<b>Aéroréfrigérant</b>	<b>Condensation des vapeurs d'eau.</b>
<b>V-421</b>	<b>Ballon de reflux de Glycol</b>	<b>Séparation de vapeur d'eau</b>
<b>F-421A/B</b>	<b>Filtre de Glycol</b>	<b>Elimination des solides.</b>
<b>P-422A/B</b>	<b>Pompe de rebouillage</b>	<b>Circulation de DEG régénérer</b>

**Tableau A.1** : Composition de l'unité PK-420



## 2.2 Description générale de l'unité PK 420 :

Le rôle de cette unité est la régénération de glycol (séparation eau glycol) par le phénomène de point d'ébullition. Elle a pour but de régénérer le diéthylène glycol (DEG) hydraté provenant des unités de traitement de gaz en remontant la concentration de 70% à 80%.

Le glycol hydraté provenant des chaînes de traitement est envoyé vers le bac de stockage B-2401 via T-3001 puis pomper par P-2403A/B/C vers les unités de régénération.

Avant d'être admis dans la chaudière, le glycol riche est introduit dans les filtres de glycol F-421 A/B dans lesquels les particules solides se trouvant dans le DEG sont éliminées. Une partie de DEG filtrée s'écoule à travers le filtre de glycol à charbon F-422 ou les particules de liquide d'hydrocarbure (condensats) sont enlevées, puis préchauffer à travers les échangeurs glycol/glycol E-421 A/B (côté tubes).

Le DEG riche préchauffé est envoyé vers la colonne du rebouilleur T-421 pour récupérer les entraînements du glycol remontant avec les vapeurs d'eau produites par évaporation dans le rebouilleur H-421.

Les vapeurs d'eau sont extraites et déchargées de la tête de la colonne de régénération de glycol T- 421 puis condensées par le condenseur de reflux de glycol E- 422 pour ensuite descendre vers le ballon de reflux de glycol V- 421. Une partie de l'eau condensée se trouvant dans le ballon V-421 est refoulée comme reflux à la tête de la colonne de régénération de glycol T- 421 à l'aide de la pompe de reflux de glycol P-421 A /B et l'autre partie est envoyée vers borbier.

Le glycol régénéré sortant du fond du H-421 est acheminé vers E-421A/B (côté calandre) à contre courant avec le glycol hydraté pour atteindre la température de stockage du glycol régénéré ( $\leq 50^{\circ}\text{C}$ ) au niveau du T-2253.

Ce dernier est pompé par P-2036, P-2037, P-2038 et P-2039 vers les chaînes de traitement (circuit fermé).

### 2.2.1 Partie rebouilleur

Cette partie contient les éléments nécessaires pour l'allumage de l'unité.

- Trois (3) pilotes ;
- Trois (3) brûleurs principaux.

## 2.2.2 Partie commande et signalisation

Le contrôle dans les unités est constitué par un ensemble des fonctions dont l'importance est grande. Elles permettent de s'assurer de la bonne marche de l'unité et de déceler toutes les anomalies de fonctionnement, lesquelles peuvent être la conséquence d'un mauvais réglage ou les avant-coureur d'une panne. Au niveau des tableaux locaux qui servent à la commande et à la signalisation des différents événements tel que la détection de flamme de chaque brûleur, alimentation principale, arrêt d'unité...etc. (Figure 2.2, Figure 2.3).



Figure 2.2: Illustration du tableau locale « A ».



Figure 2.3: Illustration du tableau locale « B ».

### 2.2.3 Conditions conceptuelles de processus

Fluide	DEG
Débit d'entrée	13.600kg/h
Concentration d'entrée	70 %
Température d'entrée	10 °C
Pression d'entrée	3.2kg/cm <sup>2</sup>
Débit de sortie	12.200kg/h
Concentration de sortie	80 %
Température de sortie	50°C
Pression de sortie	2.0kg/cm <sup>2</sup>
Température de concentration	117°C
Débit de rebouilleur	1.603.000kg/h
Taux de réduction	30% fonctionnement normal

**Tableau A.2 : Conditions Conceptuelles de Processus.**

### 2.3 Description du circuit de fuel gaz :

Le fuel gaz passe par deux circuits différents :

- Circuit de brûleur principal ;
- Circuit de brûleur pilote.

#### 2.3.1 Circuit brûleur principal :

Le passage de fuel gaz dans le circuit est commandé par les vannes automatiques suivantes :

- « UV-4750, UV-4751, UV-4752 » vannes de sécurité (TOR) ;
- « TV-4750 » vanne régulatrice de température ;
- « PCV-4750 » vanne auto régulatrice de pression ;
- « HV-4750A, HV-4750B, HV-4750C » vannes brûleur principale (TOR).

#### 2.3.2 Circuit brûleur pilote :

Le passage de fuel gaz dans ce circuit est commandé par des vannes :

- « PCV-4751 » vanne auto régulatrice de pression ;
- « UV-4750A, UV-4750B, UV-4750C » vannes brûleur pilote (TOR).

La pression de fuel gaz est commandée par une vanne régulatrice de pression PCV-4751.

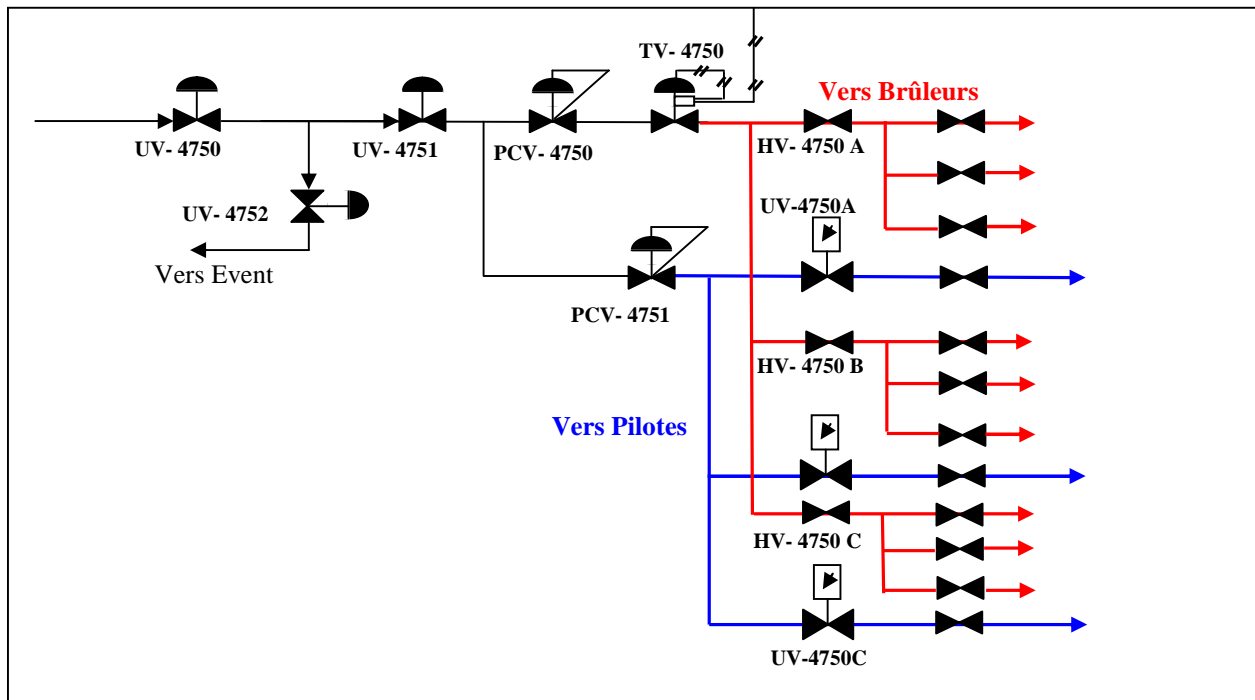


Figure 2.4 : Circuit fuel Gaz.

## 2.4 Régulation de l'unité PK-420 :

La régulation dans l'unité est simple elle porte sur les fonctions suivantes:

- Boucle de débit d'entrée « FIC 4007 » ;
- Boucle de niveau « LIC 4750 » ;
- Boucle de température « TIC 4750 » ;
- Boucle de débit de reflux « FIC 4751 » (boucle locale) ;
- Boucle de débit mini flow « FIC 4752 » (boucle locale).

## 2.5 Instrumentations :

### 2.5.1 Capteurs :

**2.5.1.a Capteurs de pression :** Les capteurs de pression utilisés sont :

#### ❖ manomètres :

Les manomètres utilisés sont de type de bourdon à indication locale, le principe de fonctionnement de ces capteurs est le suivant : Le tube de bourdon est brasé, soudé ou vissé avec le support de tube qui forme généralement une pièce complète avec le raccord. Par l'intermédiaire d'un trou dans le raccord, le fluide à mesurer passe à l'intérieur du tube. La partie mobile finale du tube se déplace lors de changement de pression (effet bourdon). Ce déplacement qui est proportionnel à la pression à mesurer est transmis par l'intermédiaire du mouvement à l'aiguille et affiché sur le cadran en tant que valeur de pression.



**Figure 2.5:** Manomètre.

❖ **Pressostats :**

Un pressostat est un dispositif comprenant un commutateur électrique dans lequel le mouvement des contacts est réalisé pour une valeur prédéterminée de la pression du fluide. Les pressostats utilisés sont des instruments robustes de haute fiabilité ayant un mécanisme de contact à déclic double. Ils sont munis d'un tube de Bourdon spécial ayant une excellente durabilité et de micro-interrupteurs à haute sensibilité. Ces pressostats sont de type résistant au feu par leur construction contre l'explosion. Ils sont utilisés pour les alarmes et sécurité des installations. Son principe de fonctionnement est le suivant : Par l'action du tube Bourdon, le micro-interrupteur est entraîné directement pour ouvrir ou fermer le circuit. Ces appareils sont réglables à la valeur voulue. Ces pressostats sont alimentés avec une tension de 24 VCC.



**Figure 2.6:** Pressostat.

**2.5.1.b. Transmetteur de débit :**



**Figure 2.7:** Transmetteur de débit.

**2.5.1.c Capteurs de température :**

❖ **Thermocouples:**

Le thermocouple est la liaison de deux métaux différents par une soudure chaude soumis à la différence de la température  $\Delta T$ . Il est utilisé pour assurer et indiquer la température.

Ils sont accessibles et facilement remplaçables.

Il existe deux fonctions distinctes dans l'utilisation de ces appareillages :

- Indication de température de peau des tubes ;
- Indication de température des fluides.



**Figure 2.8 :** Thermocouple.

❖ **Thermostats:**

Les thermostats ou contacteurs de température sont des appareils capables de détecter le franchissement d'un seuil de température utilisés pour protéger des systèmes, appareils contre les températures qui sont susceptibles de provoquer des anomalies. Ils sont de type à bulbe sensible, capillaire sur soufflet ou membrane (Figure 2.9).

Le thermostat est constitué principalement de :

- 1- Sonde (élément capteur).
- 2- Un piston mobile (commandé par la dilatation du liquide).
- 3- Un micro-Switch.
- 4- Vis de réglage de seuil.
- 5- Un ressort contreréaction.



**Figure 2.9:** Thermostat.

Le liquide se trouvant à l'intérieur de la sonde se dilate sous l'action de la température, ceci provoque une pression qui s'exerce sur le piston, qui a son tour agit sur le micro-Switch.

la distance entre le micro-Switch et le piston caractérise le seuil du thermostat. Cette distance est commandée par une vis de réglage de seuil.

#### 2.5.1.d Détecteur de flamme:

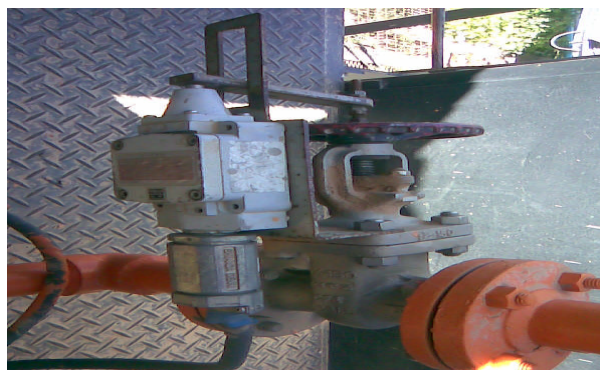
La détection de flamme est un facteur de déclenchement de l'unité elle est assurée par des détecteurs ultraviolets « purple peeper » transistorisés qui sont situés au niveau de chaque brûleur. Dans les atmosphères dangereuses son boîtier est anti-déflagration. Le détecteur est monté hors de la chambre de combustion grâce à son tube de perception qui détecte la radiation ultraviolette produite et ensuite il produit un signal qui sera envoyé à l'amplification situé dans la commande.



**Figure 2.10:** Détecteur de flamme

#### 2.5.1.e Fin de course:

Les fins de course sont des contacts intégrés sur les vannes qui nous indiquent la position du corps. Il indique l'ouverture ou la fermeture de la vanne, existant en deux modèles celui du 110 VCC et 24 VCC (Figure 2.11).



**Figure 2.11:** Fin de course.

#### 2.5.2 Actionneurs:

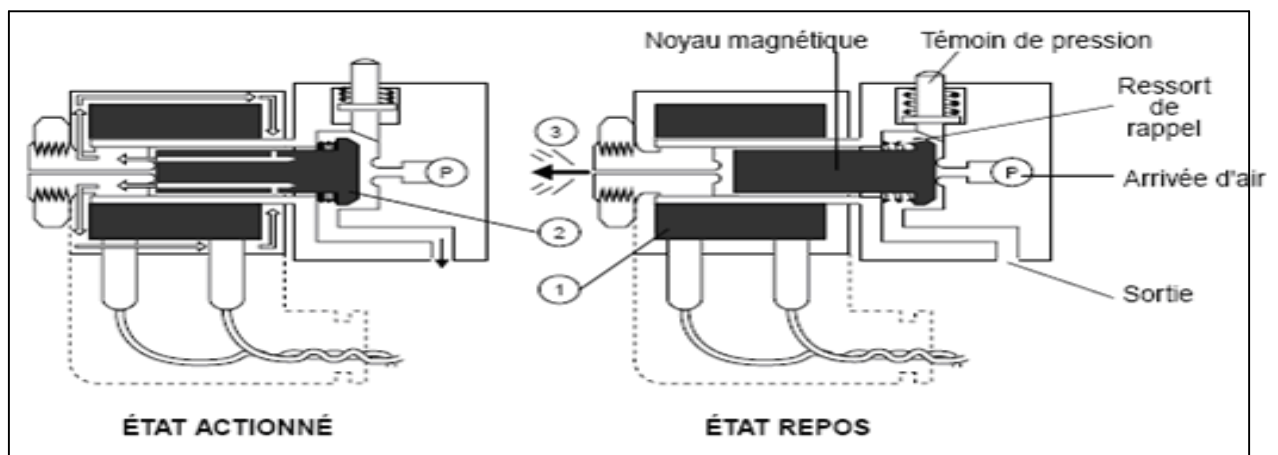
##### 2.5.2.a Electrovanne:

Une électrovanne est composée de quatre éléments principaux (Figure 2.12) :

- ✓ le corps ;
- ✓ le tube culasse en forme de cheminée supportant la tête magnétique ;
- ✓ la tête magnétique comprenant le circuit magnétique et la bobine surmoulée ;
- ✓ un noyau mobile portant la tige et les clapets.

### Principe de fonctionnement:

Ce sont des dispositifs monostables, c'est-à-dire qu'elles sont à simple effet. L'électrovanne s'ouvre lorsque la bobine est excitée par un courant électrique de commande. Le champ magnétique de la bobine provoque le déplacement d'une palette et d'un électroaimant qui actionne le clapet, un ressort rappelant le noyau en position repos après la disparition du signal électrique de commande.

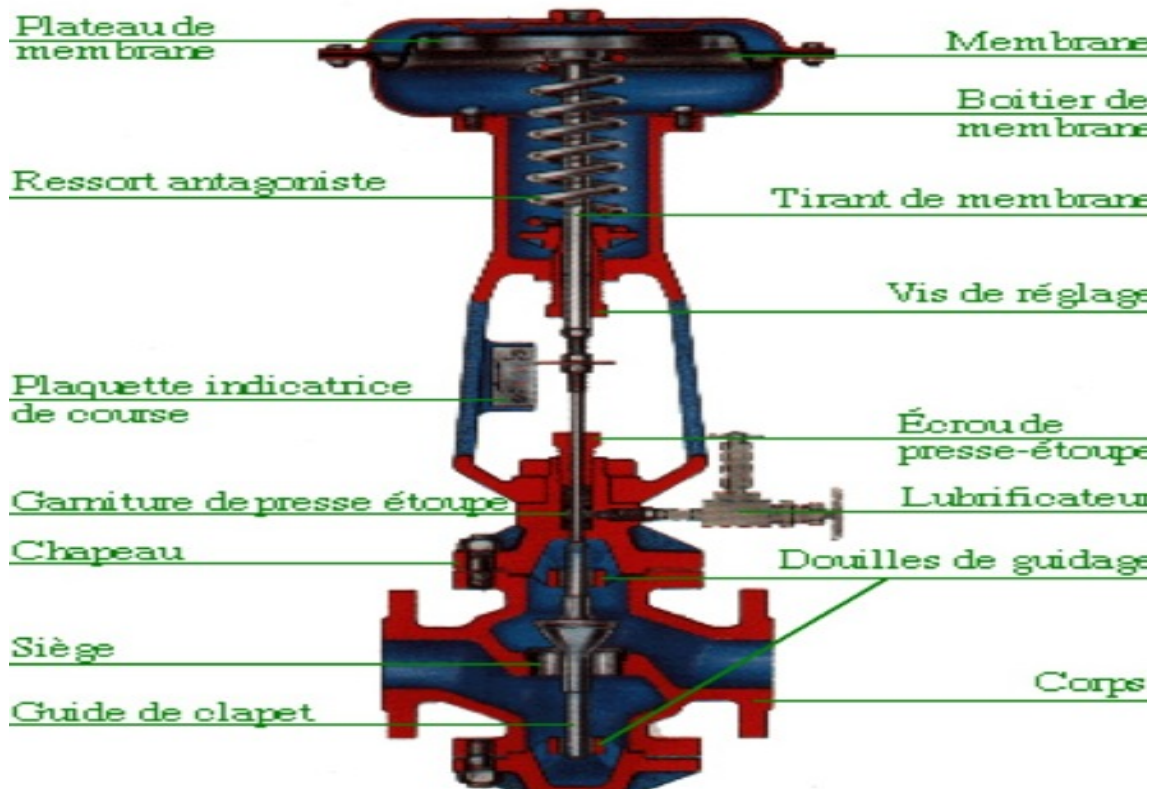


**Figure 2.12 :** Electrovanne.

- Quand la bobine 1 est sous tension “ÉTAT ACTIONNÉ”, le noyau est attiré et autorise l’arrivée d’air
- Quand la bobine 1 n’est pas sous tension “ÉTAT REPOS”, l’orifice de sortie communique avec l’orifice de mise à l’échappement 3 et le clapet 2 solidaire du noyau, obture l’arrivée d’air.

### 2.5.2.b Vanne tout-ou-rien (TOR):

Les vannes automatiques tout ou rien UV - 4750, UV- 4751 vannes de fermeture d’urgence, UV- 4752 vanne d’ouverture d’urgence, sont montées sur le circuit fuel gaz dont le rôle est d’interrompre ou de permettre le passage du fuel gaz.



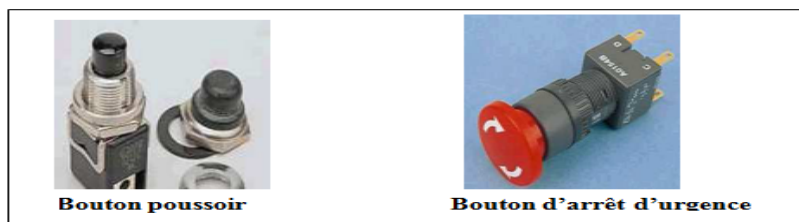
**Figure 2.13:** Vanne tout ou rien.

On distingue d'autres composants de la vanne qui n'existent pas sur le schéma:

- Un contacteur de début et de fin de course ;
- Une recopie de la position ;
- Un filtre détendeur ;
- Un positionneur: il régule l'ouverture de la vanne en accord avec le signal de commande.

### 2.5.2.c Bouton poussoir:

Les boutons poussoirs sont des commutateurs actionnés par les doigts qui ouvrent ou ferment des contacts. Habituellement, un ressort ramène le bouton poussoir à sa position normale dès qu'il est relâché.



**Figure 2.14:** Bouton Poussoir.

## 2.6 Démarrage de l'unité:

Le panneau de contrôle de brûleur PK-420 est pourvu des fonctions ci-dessous mentionnées afin de contrôler le rebouilleur de glycol H-421:

- ✓ Vérification pneumatique de brûleur pilote par le transformateur d'allumage et la torche d'allumage ;
- ✓ Surveillance de flamme de brûleur pilote par la méthode de détection de flamme à tige de flamme ;
- ✓ Mise à l'arrêt de la ligne de gaz combustible dans le cas d'anomalie ;
- ✓ Commutation de mode de marche automatique/manuel de boucle de contrôle automatique de température de rebouilleur et réglage manuelle de position d'ouverture de vanne de contrôle de température.

Dispositif de manœuvre manuelle HIC- 4750 intègre dans le panneau (en ce qui concerne son utilisation).

Le rebouilleur de glycol H-421 est muni de trois (3) ensembles de brûleur, chacun muni de son brûleur pilote respective. Pour ces trois (3) ensembles de brûleur, une vanne manuelle est prévue sur la ligne de combustible de brûleur principale (HV- 4750 A, HV- 4750 B et HV- 4750 C) et une électrovanne pilote sur la ligne de combustible de chaque brûleur pilote (UV- 4750 A, UV- 4750 B et UV- 4750 C).

### 2.6.1 Equipements reliés au panneau de contrôle de brûleur:

Le panneau de contrôle de brûleur a pour but de contrôler le fonctionnement de vanne de contrôle et d'électrovanne situées sur la ligne de gaz combustible ainsi que l'allumage de brûleur pilote ci-dessous énumères :

- Ouverture et fermeture de vanne de mise a l'arrêt (UV- 4750 et UV- 4751) ;
- Ouverture et fermeture de vanne d'évent (UV- 4752) ;
- Ouverture et fermeture de vanne pilote (UV- 4750 A/ B et C) ;
- Allumage et surveillance de flamme des brûleurs pilotent A, B et C.

### 2.6.2 Mise en marche :

#### 2.6.2.a Opérations préliminaires à la mise sous tension:

A l'issue de la mise en place de l'unité, il convient de vérifier toutes les vannes, instruments, contact de câble ... etc. En ce réfèrent au ``manuel d'instruction d'unité de régénération de glycol`` avant de procéder à la première mise sous tension.

De plus, ne pas manquer de vérifier les points ci-dessous mentionné avant de mettre le panneau sous tension:

- S'assurer que la pression d'air introduite dans le panneau est maintenue entre 50 et 60 mmH<sub>2</sub>O au moyen d'un micro manomètre placé frontal du panneau ;  
Le réglage de pression se fait à l'aide d'un robinet aiguille (détendeur) se trouvant sur la face latérale de support de panneau ;
- S'assurer que les vannes manuelles (HV- 4750 A, HV- 4750 B, HV- 4750 C) se trouvant sur la ligne de combustible de brûleur principale sont fermées ;
- S'assurer que le sélecteur de mode situé sur le panneau se trouve sur la position d'arrêt «COUPE » ;
- S'assurer que l'air instrument est fourni à tous les équipements.

### **2.6.2.b Procédure de mise sous tension et d'allumage:**

- **mettre le panneau sous tension en soulevant le levier de mise sous tension**
- La lampe témoin d'alimentation (``SOURCE`` blanche) s'allume ;
- Les lampes témoins de position de vannes suivantes s'allument simultanément :
  - ✓ ``HV – 4750 A FERMETURE``
  - ✓ ``HV – 4750 B FERMETURE``
  - ✓ ``HV – 4750 C FERMETURE``
  - ✓ ``UV - 4750 FERMETURE``
  - ✓ ``UV - 4751 FERMETURE``
  - ✓ ``UV - 4752 OUVERTURE``
- **mettre le sélecteur de mode sur la position `` MARCHE``**
- La vanne d'évent se ferme ;
- La lampe témoin ``UV - 4752 OUVERTURE`` s'éteint.
- Après trois (3) secondes environ, la vanne de mise à l'arrêt s'ouvre de sorte que l'allumage devient possible.
  - ✓ ``HV – 4750 A FERMETURE`` allumée
  - ✓ ``HV – 4750 B FERMETURE`` allumée
  - ✓ ``HV – 4750 C FERMETURE`` allumée
  - ✓ ``UV - 4750 FERMETURE`` éteinte
  - ✓ ``UV - 4751 FERMETURE`` éteinte
  - ✓ ``UV - 4752 OUVERTURE`` éteinte

### **Dans le cas d'allumage de brûleur 'A :**

- **Presser le bouton d'allumage de brûleur A `BRULEUR A DEMARAGE (pousser) `**

- L'électrovanne UV – 4750 A s'ouvre en même temps que la tige d'allumage lance des étincelles et le brûleur pilote s'allume ;
- Si la flamme est détectée par la tige de flamme, la lampe témoin ``BRULLEUR A FLAMME`` s'allume et la lampe témoin ``BRULLEUR A PRET`` s'éteint, allumage de brûleur pilote A terminé.

### 2.6.3. Mise à l'arrêt:

#### ➤ Fermer toutes les vannes manuelles

##### Précautions à prendre :

Dans le cas où la flamme ne serait pas détectée au bout d'environ six (6) secondes après avoir pressé le bouton d'allumage, la tige d'allumage arrêtera la lance des étincelles et la vanne pilote s'ouvrira de plus, la lampe témoin ``BRULEUR A ATTENTE`` (en attente de brûleur) s'allume et le prochain allumage est empêché pendant trois (3) minutes environ .

#### ➤ Ouverture de la vanne manuelle ``HV-4750A`` et allumer le brûleur principal A en gaz combustible

- ``HV-4750A FERMETURE`` éteinte ;
- Le brûleur principal A s'allume et il se met en marche ;

L'allumage des brûleurs B et C se fait selon les mêmes procédures que celles utilisées pour le brûleur A.

- Le brûleur principal respectif s'éteint.

#### ➤ Mettre le sélecteur de mode sur la position ``COUPE``.

- La vanne pilote et la vanne de mise à l'arrêt perspectives se ferment et le brûleur pilote s'éteint ;
- Après trois (3) secondes environ, la vanne d'évent s'ouvre.

### 2.6.4 Extinction de flamme de brûleur pilote et mise à l'arrêt:

1) Dans le cas où la flamme de brûleur pilote serait éteinte pendant le fonctionnement de brûleur pour des raisons quelconques, la ligne de gaz combustible sera mise à l'arrêt, la lampe témoin ``LIGNE DE GAZ ARRET`` sera allumée sur le panneau et en même temps, le signal ``DEFAUT DE FLAMME`` sera transmis au panneau d'alarme.

De plus, la lampe témoin ``BRULEUR ATTENTE`` s'allume et pendant environ trois (3) minutes qui suivent, l'allumage est empêché.

2) Lorsque le signal de mise à l'arrêt est transmise depuis la S.C.C (salle de contrôle centrale), la ligne de gaz combustible sera mise a l'arrêt et les lampes témoin ``LIGNE GAZ ARRET`` et ``BRULEUR ATTENTE`` s'allumeront.

Le signal de mise à l'arrêt sera transmit depuis la S.C.C pour des raisons ci-dessous mentionnées:

- ✓ LZLL-4755 Niveau très bas de glycol hydraté dans le rebouilleur ;
- ✓ TZHH-4751 Température très haute du glycol dans le rebouilleur ;
- ✓ LZHH-4751 Niveau très haut du glycol régénéré dans le rebouilleur ;
- ✓ PZHH-4750 Pression très haute du gaz combustible ;
- ✓ PZLL-4750 Pression très basse du gaz combustible ;
- ✓ Arrêt manuel du rebouilleur

Dans le cas (1) et (2) ci-dessus mentionnes, il y a lieu de localiser le défaut au moyen de l'indication sur le panneau d'alarme et de procéder à l'inspection et au réglage selon le ``Manuel d'instruction d'unité de régénération de glycol``.

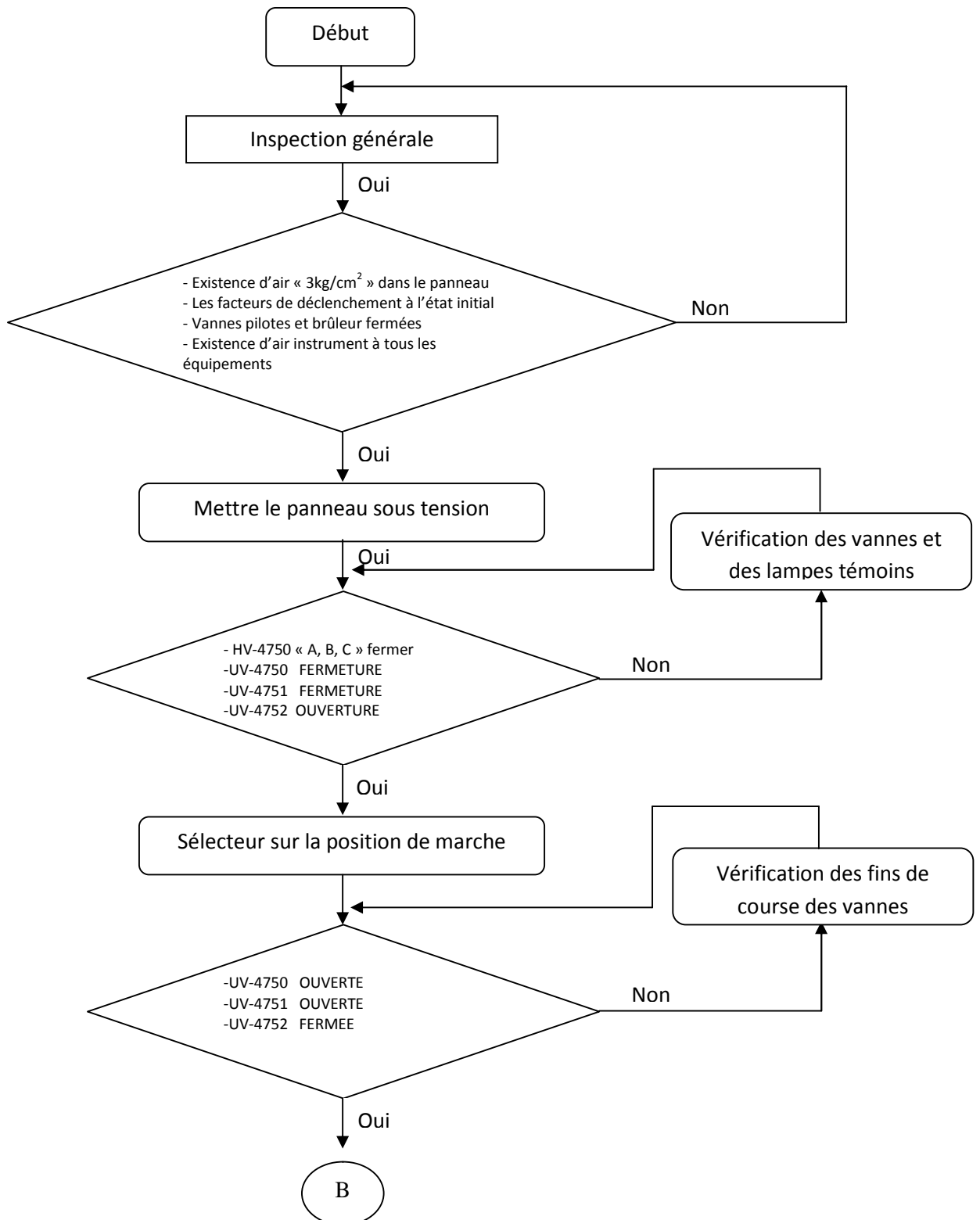
Une fois que le point détecteur est remis en état, déclencher le mode de mise à l'arrêt en mettant le sélecteur de mode sur la position de ``REARMEMENT`` et dès que la lampe témoin ``BRULEUR ATTENTE`` s'éteint, procéder à la remise en marche.

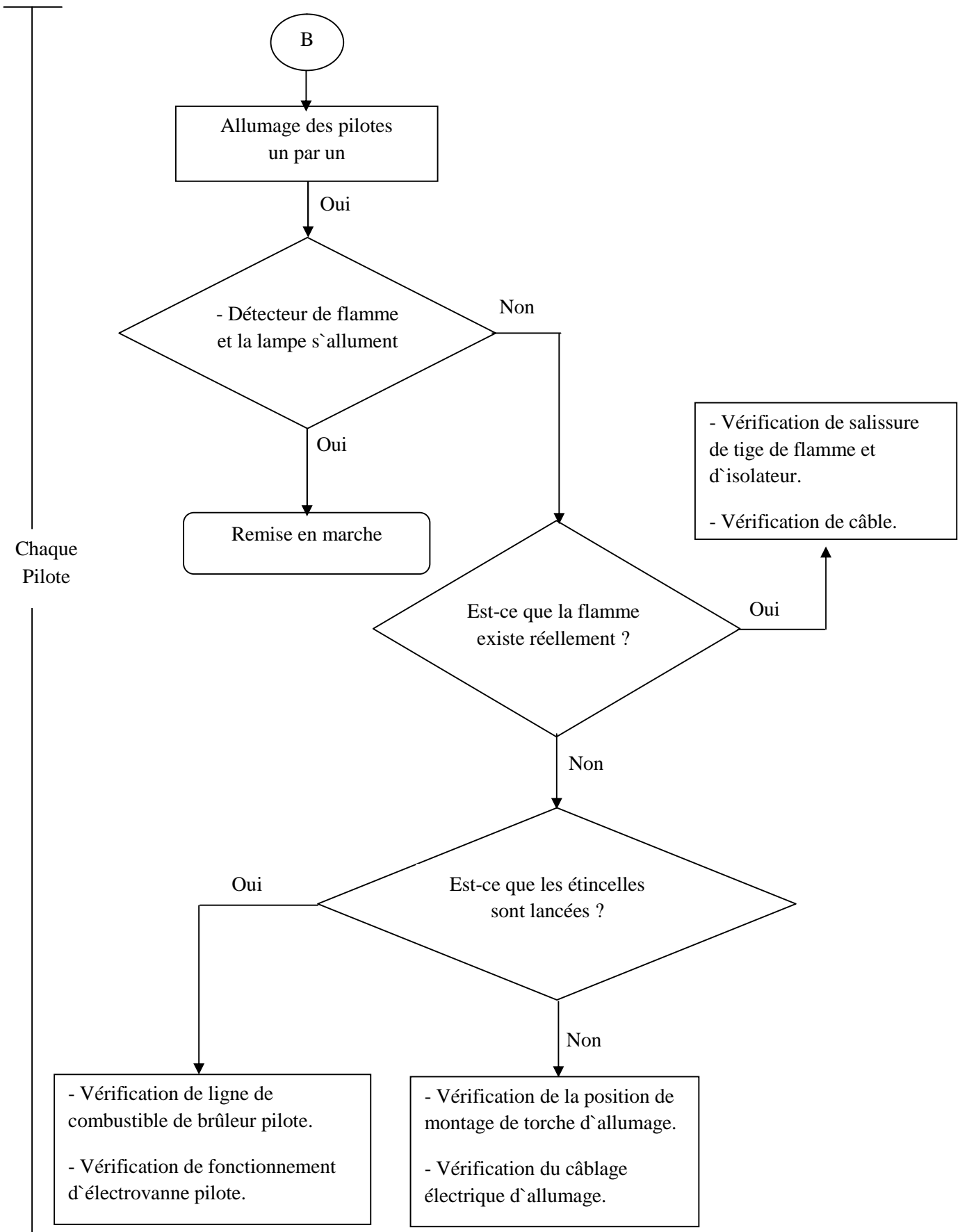
### **2.6.5 Défaut de détection de flamme et mesures à prendre:**

Le défaut de détection de flamme de brûleur pilote aura pour cause les articles ci-dessous énumérés.

- a-** Lors de l'allumage, la flamme ne peut pas être détectée dans la durée limite d'allumage «six (6) secondes » ;
- b-** La flamme de brûleur pilote s'éteint pendant la marche.

## 2.6.6 Organigramme de démarrage de l'unité:





## 2.7 Sécurité de l'unité:

Etant donné les conditions opératoires très sévères d'une unité en service et son budget relativement important, la sécurité de cet équipement est indispensable. Les fonctions de sécurité des unités consistent à éliminer tous les risques éventuels et les réduire à un degré minimal afin de protéger l'intégrité du matériel et d'éviter les préjudices humains.

Cette dernière est assurée par un ensemble de fonctions, avec déclenchement d'alarme ou intervention directe sur la marche de l'unité.

### 2.7.1 Facteurs de déclenchement de l'unité

On distingue deux types de facteurs de déclenchements:

- ✓ Les facteurs internes
- ✓ Les facteurs externes

#### 2.7.1.a. Facteurs internes :

Ce sont les facteurs propres de l'unité :

Facteur	Description	Echelle de l'appareil	Déclenchement
<b>TZHH – 4751</b>	Température de rebouilleur	0 - 150 °C	125 °C
<b>PZHH – 4750</b>	Pression élevée de fuel gaz	0 - 4 kg/cm <sup>2</sup>	1.5 kg/cm <sup>2</sup>
<b>PZLL – 4750</b>	Pression très basse de fuel gaz	0 - 4 kg/cm <sup>2</sup>	0.1 kg/cm <sup>2</sup>
<b>LZLL – 4755 hydrater</b>	Niveau très bas dans le rebouilleur	0 – 100 %	50 %
<b>LZLL – 4751 Régénérer</b>			
<b>BE – 4750</b>	Perte de flamme		

**Tableau A.3** : les Facteurs Internes de l'unité.

#### 2.7.1.b. facteurs externes :

- **LZHH 4013** : Très haut niveau dans le ballon de fuel gaz **V-405** ;
- **PZLL 4006** : Manque d'air instrument ;
- **HS 1000** : Déclenchement module ;
- **XA 1000** : Défaillance électrique ;
- **PB H-421** : Arrêt d'urgence de l'unité (bouton poussoir dans la salle de contrôle).

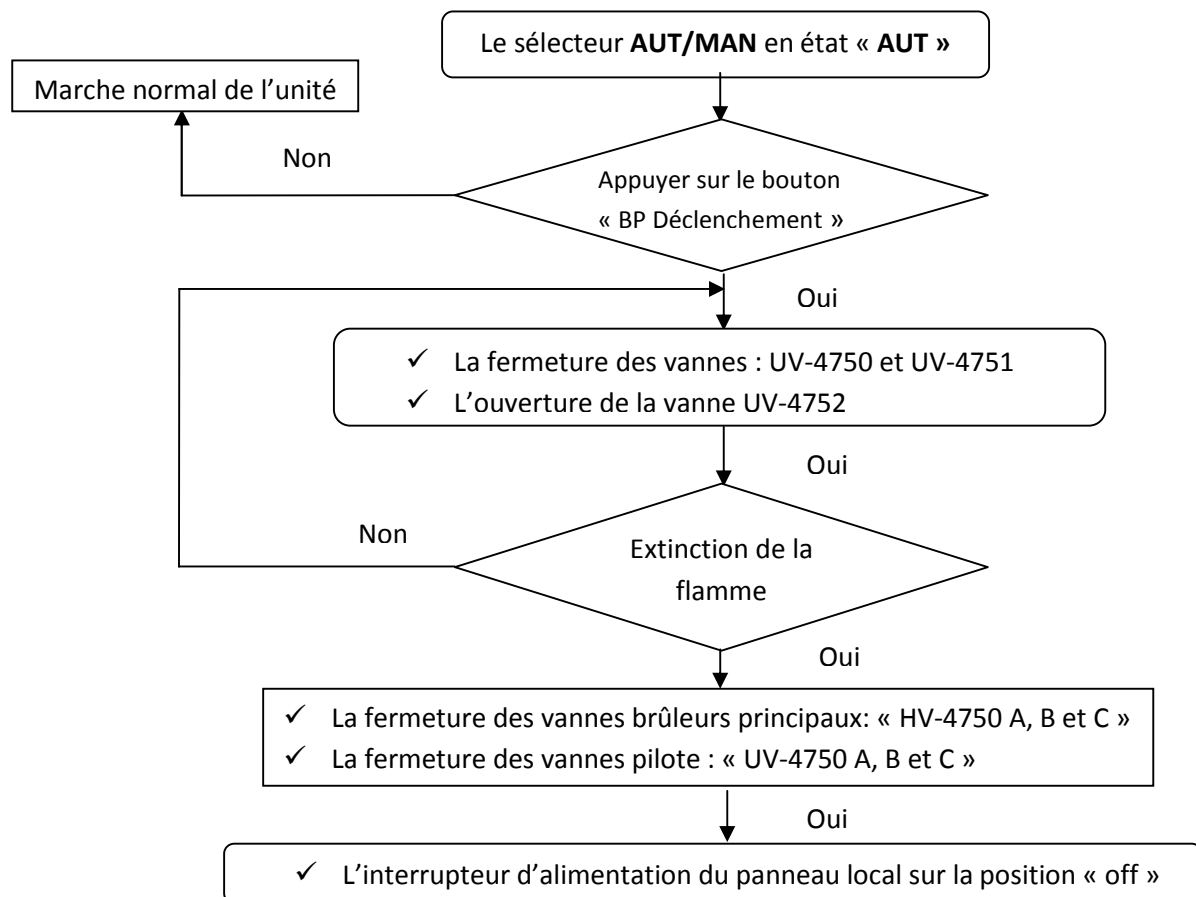
## 2.8 Arrêt de l'unité:

### 2.8.1 Arrêt d'urgence:

En réglant au préalable le sélecteur **AUT/MAN** du tableau local sur « **AUT** », la vanne de fermeture d'urgence sera automatiquement mise en action en cas d'anomalie indiquée ci-dessous pour couper.

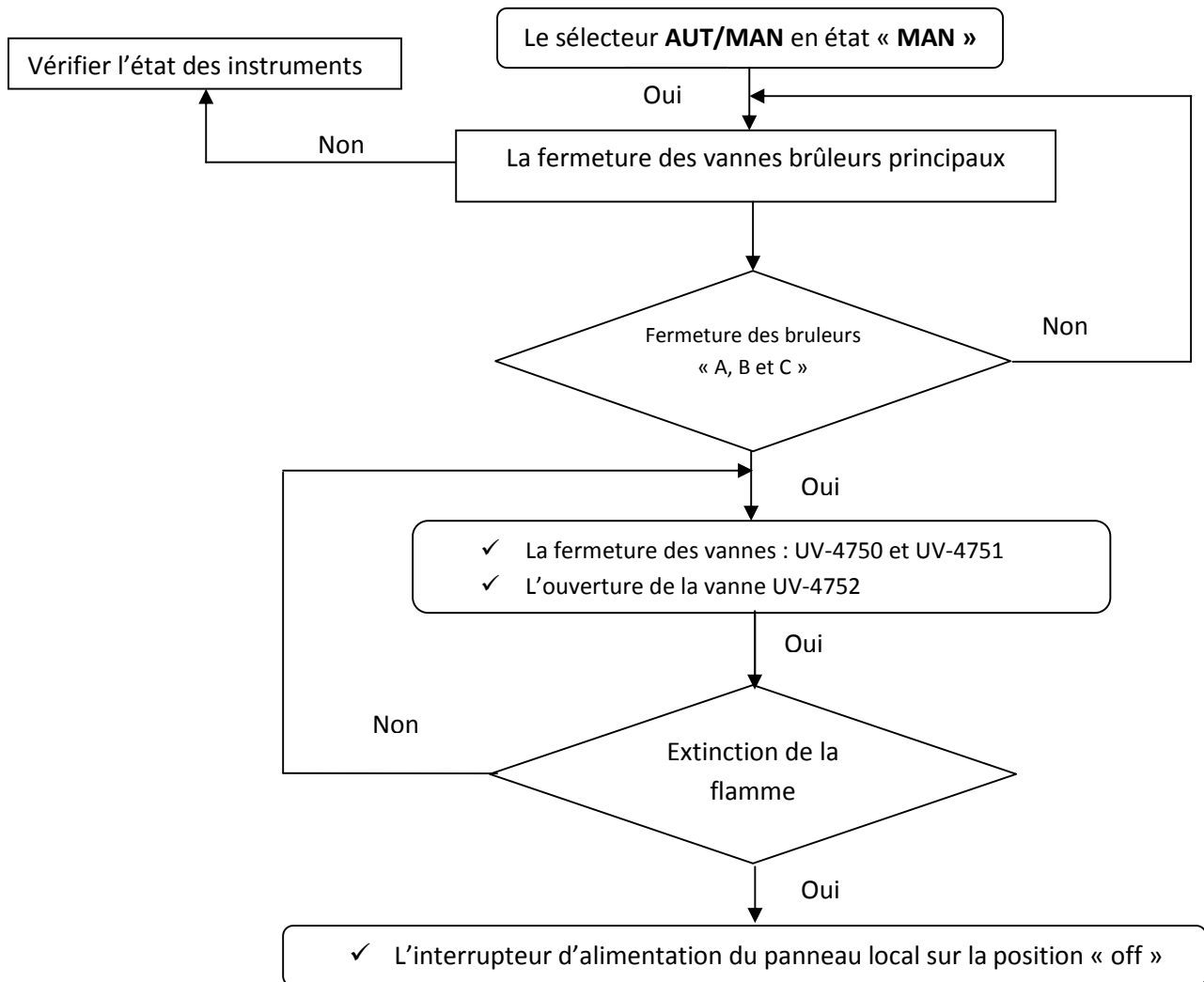
L'arrêt d'urgence de l'unité peut se produire en appuyant sur le bouton « BP Déclenchement », il en résulte:

- La fermeture des vannes UV-4750 et UV-4751, ce qui coupe l'alimentation en gaz combustible ;
- L'ouverture de la vanne UV-4752 pour dégager le gaz combustible restant dans la conduite entre les vannes UV- 4750 et UV- 4751 vers l'évent ;
- Fermeture des vannes pilotes (UV- 4750 A, B et C) ;
- fermeture manuelle des vannes des brûleurs principaux (HV- 4750 A, B et C) et la mise de l'interrupteur d'alimentation du panneau local sur la position « off ».



### 2.8.2 Arrêt normal:

L'arrêt normal de l'unité peut se produire s'il y a un facteur de déclenchement, il en résulte les mêmes conséquences, mais les vannes pilotes (UV- 4750 A, B et C) ne se ferment pas.



### 3. Conclusion :

Dans ce chapitre a été décrit : la constitution, le fonctionnement, l'utilité de l'unité PK-420 et l'instrumentation associée.

La régénération du glycol n'est pas contrôlé par le DCS (qui commande la quasi-totalité du module), donc le but de cette étude est d'intégrer la commande de régénération (réaliser aujourd'hui par la commande à relais) dans le DCS déjà installé.

La compréhension des principes de fonctionnement de l'unité nous conduit à l'élaboration d'une analyse fonctionnelle qui nous sert d'appui pour la programmation.

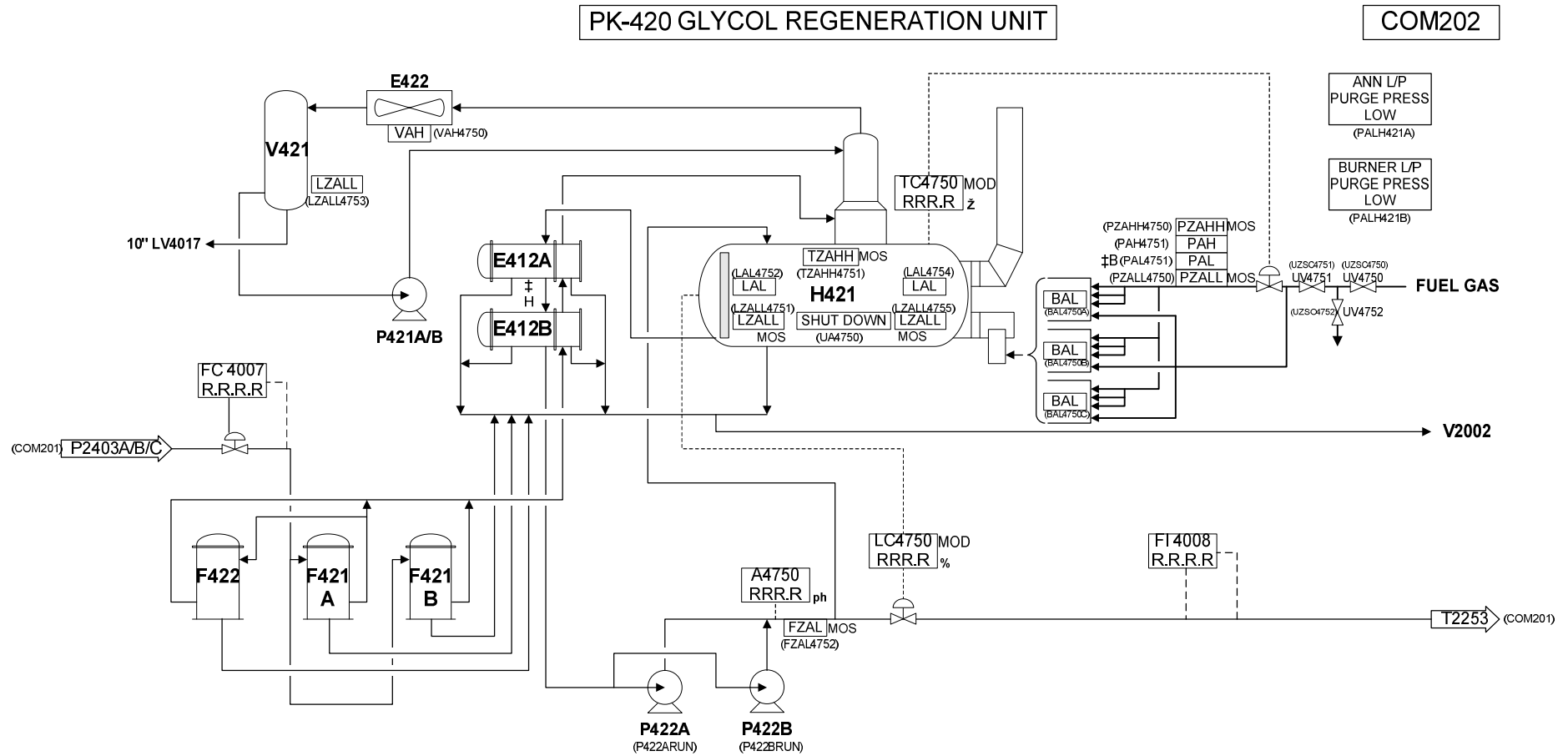


FIGURE 2.1 : L'UNITÉ DE REGENERATION DE GLYCOL PK-420

# *Chapitre 3*

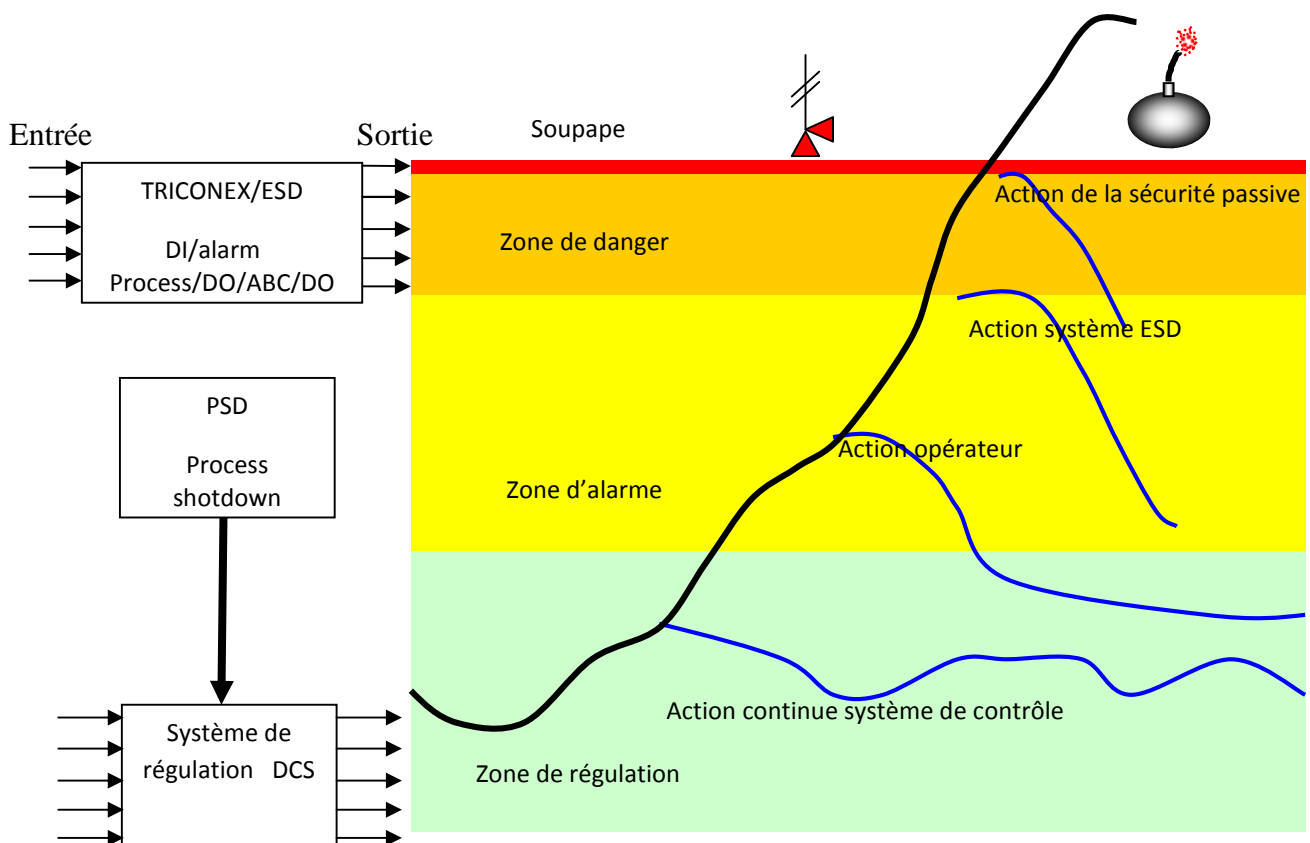
**Présentation du DCS FOXBORO**

## 1. Introduction :

La conduite d'un procédé dans le domaine pétrole et gaz implique la connaissance, la surveillance et la maîtrise de certains paramètres tels que la pression, la température, le débit, le niveau...etc. Chaque procédé possède ses exigences propres, et chaque équipement a ses conditions de fonctionnement. Le système de contrôle commande doit satisfaire ces besoins.

Les installations industrielles dans le domaine pétrole et gaz présentent des risques pour les personnes, l'environnement et les équipements d'où la nécessité de mise en œuvre des systèmes de mise en sécurité de ces installations à risque pour le respect des exigences réglementaires.

Le schéma suivant, donne les zones de variation d'un paramètre quelconque et les systèmes qui interviennent pour le maintenir dans le fonctionnement normal.



**Figure 3.1 : Zone de Variation et le Système Intervenant.**

- **Zone de régulation :**

Elle correspond à la plage de fonctionnement normal d'un paramètre donné.

Ce fonctionnement est contrôlé via un système de contrôle(DCS).

- **Zone d'alarme :**

En cas de dépassement de seuil de fonctionnement normal, l'opérateur est informé et des actions opératives sont engagées pour ramener le procédé dans la zone de fonctionnement normal.

- **Zone de danger :**

La mise en sécurité d'un procédé est assurée par un système d'arrêt d'urgence ESD (Emergency Shut Down).

Grace au développement technologique, il apparaît tout un système de contrôle distribué « Distributed Control System : DCS » assurant la régulation des paramètres du procédé, équipé par une interface homme/machine interactive, aidant l'opérateur à conduire son procédé avec les meilleures performances et relié à un système automatisé « Programmable Logic Controller : PLC » commandant la sécurité du procédé.

## **2. Historique des systèmes de contrôle jusqu'au DCS :**

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.

Avant d'arriver au DCS, le contrôle des procédés industriels a connu plusieurs générations de systèmes parmi elles :

### **2.1 Contrôle manuel :**

C'est l'opérateur qui ferme la boucle de contrôle en observant le capteur et manœuvrant l'organe de commande.

Procédé => capteur => opérateur => organe de commande

Le concept de base dans le contrôle de procédé "boucle fermée" est respecté.

### **2.2 Régulation pneumatique locale :**

L'opérateur n'intervient pas directement sur l'organe de commande mais il donne un point de consigne au régulateur local sur site. Ce type de contrôle existe dans les unités de séparation d'huile.

### 2.3 Régulation pneumatique centralisée :

L'opérateur conduit le procédé à partir de la salle de contrôle, dans ce mode de conduite, les signaux arrivent à la salle de contrôle sous forme pneumatique.

### 2.4 Régulateurs électroniques analogiques SPEC 200 :

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. Ce type de régulation trouve son application, par exemple, à la salle de contrôle du MPP0 au niveau des régulateurs type SPEC 200.

### 3. Système de contrôle distribué DCS :

Introduit à la SONATRACH depuis l'année 2000 pour le contrôle et la conduite des nouveaux et anciens procédés.

Cette évolution à 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 ;
- ✓ 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.

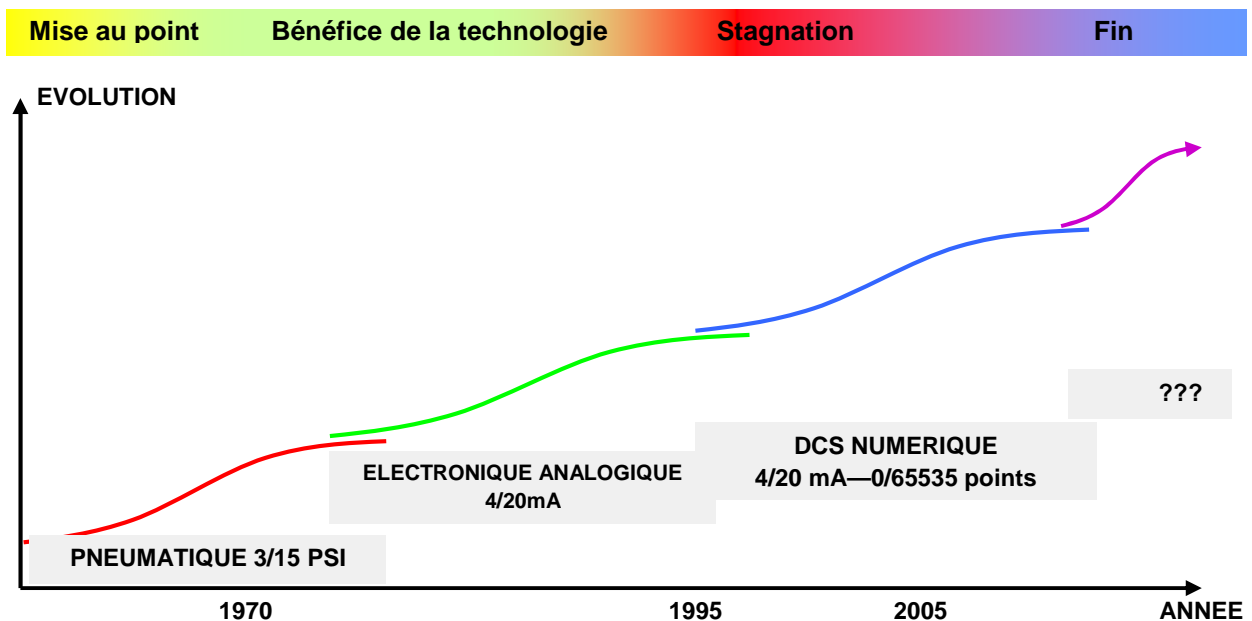


Figure 3.2 : Cycle de Vie d'un Système.

Et depuis l'apparence du DCS, il ne cesse d'évoluer. Mais avec cette évolution la philosophie et l'architecture du système ne change pas. C'est les caractéristiques des dispositifs qui sont toujours en développement.

### 3.1 Définition du système de contrôle distribué (DCS) :

Les systèmes de contrôle ont été conçus spécialement pour les tâches industrielles, tels que le DCS (Distributed Control System : système de contrôle distribué) pour la surveillance, le contrôle et la conduite des procédés industriels.

L'architecture distribuée du DCS est dictée par le fait que les équipements et les installations de production sont répartis géographiquement sur le site.

Ces systèmes numériques sont dotés de microprocesseurs et de réseaux qui leurs permettent de traiter les données et enregistrer les résultats puis de les transmettre à des nœuds du réseau pour communiquer avec les organes de réglage.

Les DCSs contiennent une large gamme d'application dans le domaine industriel, ils sont standardisés dans leurs concepts, leurs fonctions et même leurs présentations physiques.

Ils se sont enrichis des progrès technologiques des microprocesseurs, des acquis en matière d'architecture des systèmes et des logiciels ; ils ont profité du développement des télécommunications.

Ainsi, à l'aide des systèmes auxquels on associe des régulateurs sous forme d'algorithmes et en les reliant à un ensemble de bus de données, et aux réseaux selon une hiérarchie, il est possible de concevoir **un système de contrôle complet et intégré**.

### 3.2 Les caractéristiques du système DCS :

Il est caractérisé par :

- Des procédés mieux maîtrisés avec moins de consommation d'énergie ;
- L'archivage et l'accès aux informations en temps réel ;
- Visualisation, représentation graphique et impression de 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 d'appels de maintenance ;

- Sécurité améliorée, une réduction des risques pour les hommes, les installations et l'environnement.

En plus, le DCS est constitué de plusieurs sous-systèmes dont :

- Les dispositions d'entres/sorties ;
- Les contrôleurs individuels (PLC régulateurs) ;
- Les interfaces opérateurs (écran, souris, clavier) ;
- La station de travail ingénieur ;
- Le réseau de communication (bus) pour l'échange d'information.

### **3.3 But de l'installation d'un système DCS :**

Depuis l'installation du système DCS et en comparaison avec les systèmes précédents, plusieurs améliorations détaillées par domaines d'applications sont constatées.

#### **3.3.1 Par rapport au Système :**

Augmentation de la disponibilité du système par sa redondance ;

- Précision de la mesure et gain en temps de réponse ;
- Facilite la supervision et opérations (process et système) à partir de la même station ;
- Possibilité d'interconnexion avec d'autres systèmes (GE-FANUC, MKV, etc....) ;
- Occupation d'un espace réduit.

#### **3.3.2 Coût de maintenance :**

- Gain en temps de maintenance préventif en salle de contrôle (encrage des enregistreurs, entretien des instruments) ;
- Minimisation et précision des interventions en salle de contrôle ;
- Facilite le diagnostic et la recherche des pannes ;
- Performance et possibilité d'extension du système, permet son exploitation à pleine charge ;
- Sauvegarde de tous les événements et alarmes (process, actions opérateur et alarmes système) ;
- Eventuelles études historiques ;
- Facilite les interventions sur site et diminue les risques de déclenchement.

#### **3.3.3 Exploitation :**

L'utilisation du système informatique comme noyau central du projet a en effet apporté un grand plus à la malléabilité de ce dernier. Certains calculs nécessaires à la prise de décision,

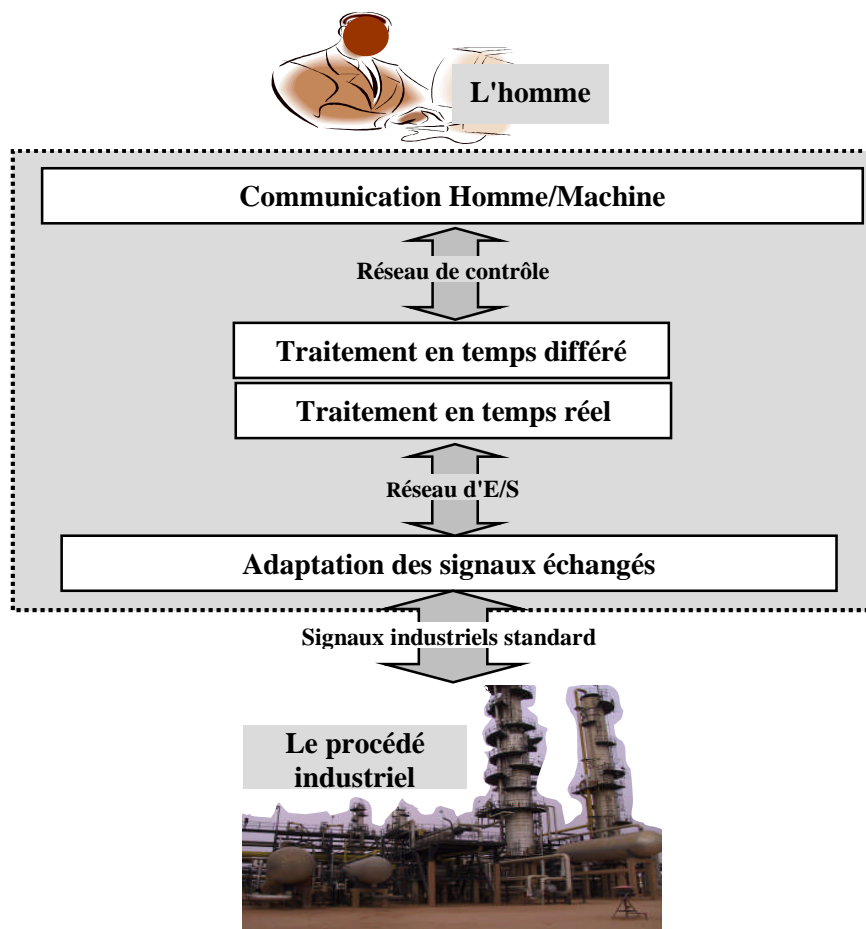
sont devenus possibles, offrant ainsi une analyse beaucoup plus optimale à l'utilisateur. Nous énumérerons à titre d'exemple les points suivants :

- Calcul automatique du bilan de production journalier ;
- Consultation et suivi des opérations journalières ;
- Disponibilité de tous les outils nécessaires à l'opérateur (trends, contrôle group...etc.) ;
- Facilite la manipulation et le contrôle du process.

#### 4. Principales fonctions de base d'un système DCS :

Les principales fonctions de base à réaliser par un système numérique de contrôle et de commande des procédés industriels sont :

- Adaptation des signaux échangés avec le procédé ;
- Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé ;
- Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé ;
- Communication avec les utilisateurs du système numérique ;
- Communication avec d'autres systèmes voisins.



**Figure 3.3** : Les Fonctions de Base d'un Système de Conduite.

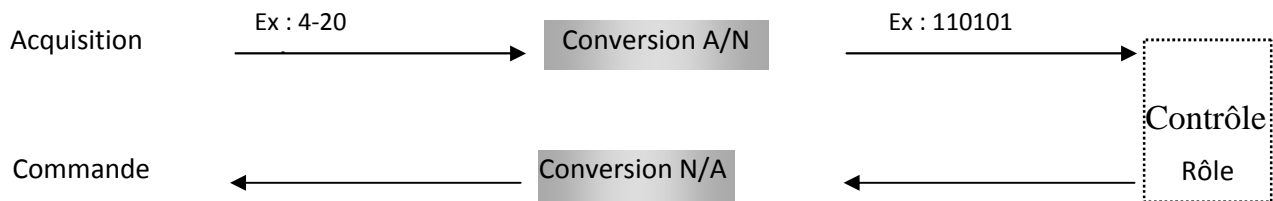
#### 4.1 Adaptation des signaux avec le procédé :

Les signaux industriels du procédé appartiennent généralement à deux catégories :

- analogique (0~10v, 0~20mA, 4~20mA, résistance variable, mV du thermocouple) ;
- logique ou "tout ou rien" (contact physique, présence de tension ou pas, état d'un thermique, impulsions électriques, ...) ;
- Le système numérique chargé de contrôler le procédé, utilise des signaux numériques (0 à 65535bits) ;

Il est donc indispensable de convertir les signaux échangés avec le procédé comme suit :

- Acquisition et conversion des signaux industriels en nombres ;
- Commande et conversion des nombres en signaux industriels.

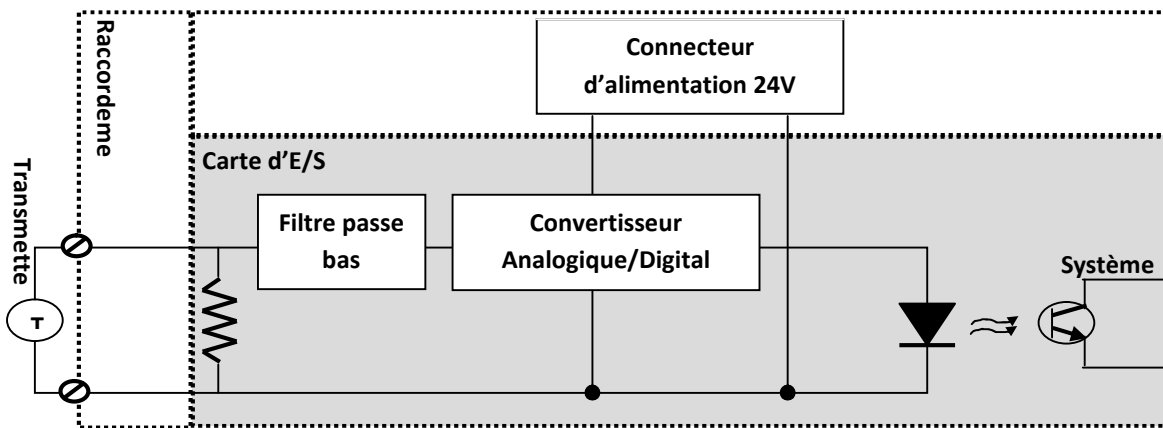


Les signaux d'entrées/sorties du procédé sont des signaux industriels appartenant à deux catégories standards distinctes : logique et analogique. Ces signaux ont plusieurs types, les plus connus dans le domaine pétrolier sont donnés par le tableau suivant:

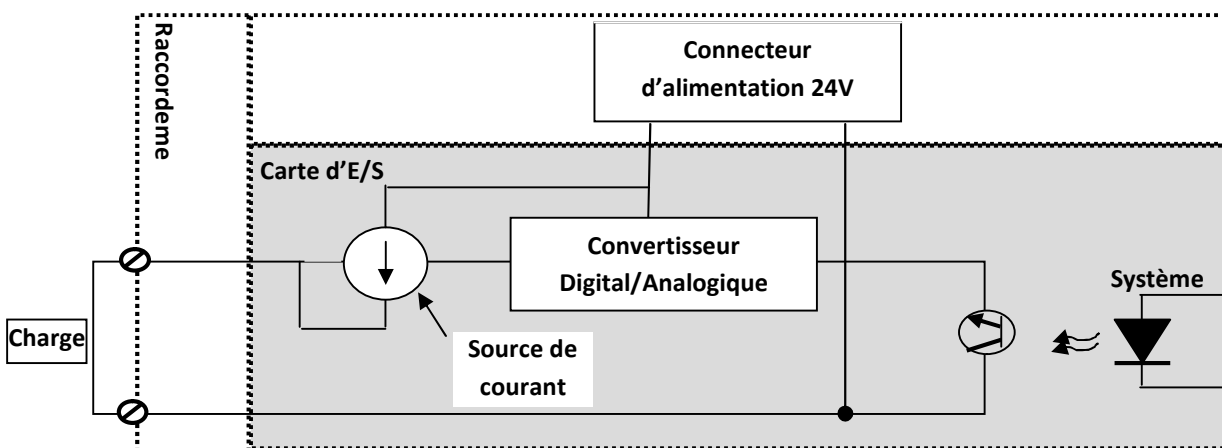
Signaux d'entrée	Analogique	Courant 0-20mA ou 4-20mA	Transmetteur
		Tension mV	Thermocouple
		Résistance $\Omega$	Thermo résistance
	Logique	Tout ou Rien	Contact (switch)
		Impulsions	Générateur d'impulsion
Signaux de sortie	Analogique	Courant 4-20mA	Vanne régulatrice
	Logique	Tout ou Rien	Vanne TOR, pompe,...

**Tableau B.1** : Types de Signaux d'Entrées/Sorties.

➤ Le schéma suivant représente le raccordement d'une entrée analogique



➤ Le schéma suivant représente le raccordement d'une sortie analogique



#### 4.2 Traitement en temps réel des données échangées avec le procédé :

- Fonctions de régulation et de calcul ;
- Fonctions séquentielles (séquences de mise en route ou d'arrêt, procédé discontinu,...) ;
- Production des alarmes.

#### 4.3 Traitement en temps différé des données échangées avec le procédé :

- Enregistrement et manipulation des données historiques ;
- Restitution des données historiques enregistrées (courbes, rapport...etc.) ;
- Optimisation ;
- Bilan.

#### 4.4 Communications avec les utilisateurs :

- Conduite : interface opérateur graphique (accès limité aux ressources autorisées) ;

- Information : impression des messages et des rapports ;
- Maintenance et développement : interface utilisateurs graphiques (accès aux outils d'analyse et de configuration).

Dans un système centralisé, un même dispositif (processeur ou calculateur) peut réaliser la plupart des fonctions de base, une indisponibilité du dispositif en question provoque la perte de l'ensemble des fonctions dont il a la charge.

Le système **I/A séries** est un système distribué dans lequel les fonctions de base décrites précédemment sont confiées à des dispositifs différents appelés stations :

- Traitement temps réel : processeur de contrôle CP ;
- Traitement temps différé : processeur d'application AP ;
- Interface opérateur : processeur de visualisation WP ;
- Maintenance et développement : processeur d'application AP ;
- Information des utilisateurs : processeur de communication COM.

La conversion des signaux échangés avec le procédé est confiée à des modules d'E/S industrielles FBM raccordés à un CP via un bus d'E/S.

## **5. Architecture générale du système DCS :**

Le système DCS réalisé à HRM (MPP0), permet un contrôle et une surveillance moderne et surtout en temps réel, des installations actuelles et futures, qui pourront être ajoutées éventuellement au fur et à mesure que le champ évolue.

Le DCS a été conçu du fait que :

- ❖ Les opérateurs doivent communiquer avec les procédés et les équipements pour assurer le contrôle ;
- ❖ Les chefs de postes doivent surveiller les événements qui surviennent sur l'ensemble du procédé ;
- ❖ Les ingénieurs doivent accéder à des informations précises concernant le système et/ou procédé afin de pouvoir l'optimiser et le dépanner efficacement ;
- ❖ Les responsables doivent accéder à des informations du procédé leurs permettant de prendre des décisions et d'établir des rapports ;

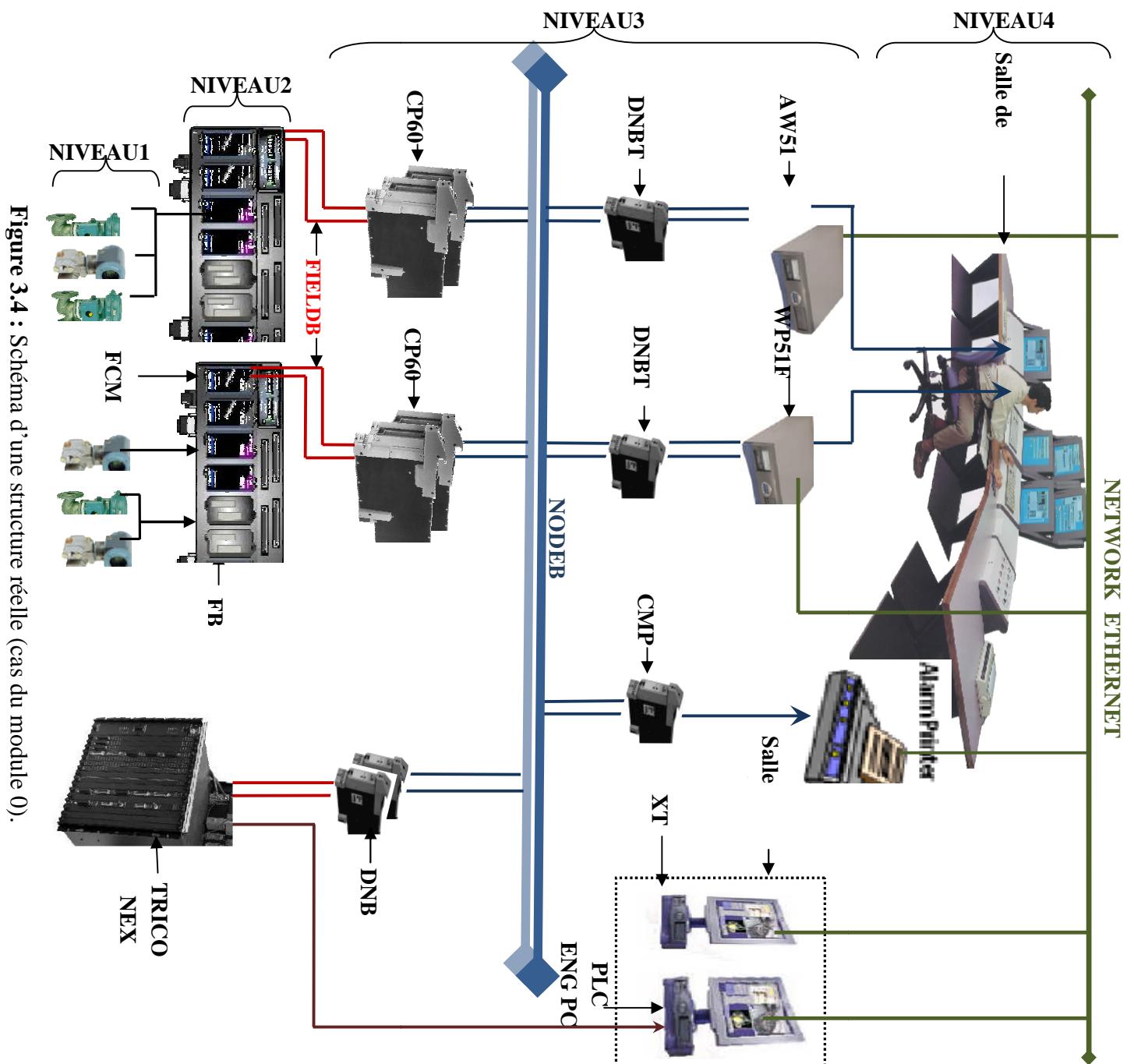
Tout ceci est supporté par un éventail de réseau divisé en quatre (04) niveaux :

**Niveau 01 :** Est tout à fait comparable au système traditionnel il représente les instruments installés sur champs.

**Niveau 02 :** Représente les automatismes installés dans le local technique ils sont constitués par les modules d'entrée / sortie du procédé.

**Niveau 03 :** Représente la partie où vient s'effectuer la conduite du procédé par l'intermédiaire des stations opérateurs constituées d'unités électroniques.

**Niveau 04 :** Partie de supervision et de gestion de l'usine



## 6. Configuration hardware (matériel) de DCS :

### 6.1 Modules d'E/S(FBM):

La conversion des signaux d'entrée/sortie échangés avec le procédé est confiée à des modules FBM (voir figure 3. 5) raccordés à un processeur de contrôle via un bus. Ces modules d'E/S FBM réalisent les fonctions générales suivantes :

- Interface entre les signaux industriels du processus automatisé et le processeur de contrôle ;
- Conversion des signaux industriels en signaux numériques (acquisition) et inversement (commande) ;
- Mise en repli de sécurité de l'équipement commandé en cas de perte de communication avec le CP.

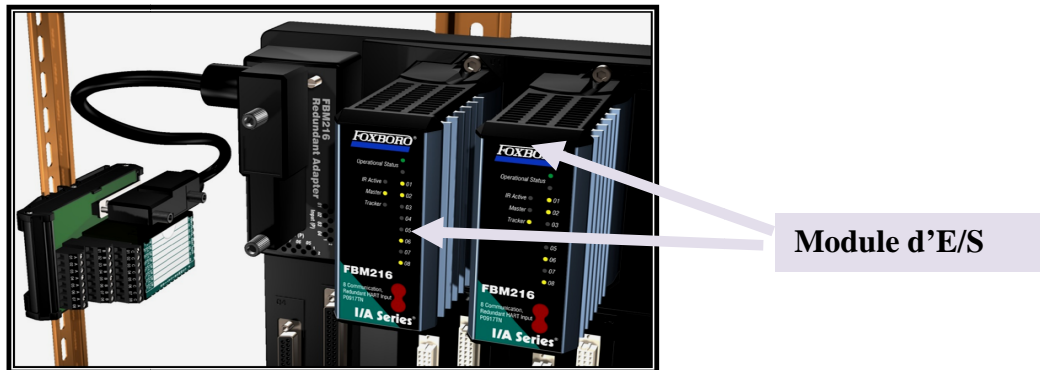


Figure 3.5: Module d'E/S (FBM).

### 6.2 Processeurs de contrôle « CP » (traitement algorithmique et séquentiel) :

Le processeur de contrôle CP assure les fonctions principales suivantes :

- ❖ Communication avec les modules d'E/S et les cartes de conversion (FBM) ;
- ❖ Communication avec les autres stations du réseau CP, AW et WP ;
- ❖ Exécutions des algorithmes de traitements continus ;
- ❖ Exécutions des algorithmes de traitements séquentiels.

Selon le type de processeur utilisé, il existe plusieurs types de processeurs de contrôle (CP10, CP30, CP40, CP60).

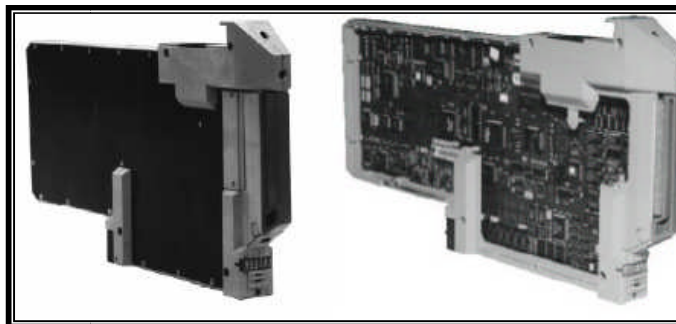


Figure 3. 6 : Vue Extérieure d'un CP 60.

### 6.3 Station d'application et de visualisation (AW51F) :

Cette station réunit les fonctionnalités d'un AP et WP, elle peut être connectée à un réseau de DCS ou utilisée seule comme processeur de configuration hors ligne, elle est particulièrement utile pour les opérations suivantes :

- Configuration ;
- Développement des programmes ;
- Surveillance du système et des stations (32 stations maximum) ;
- Contrôle statistique de la production ;
- Test de mise au point ;
- Gestion de base des données ;
- Tuteur de station.

Les stations non dotées d'un disque dur (CP, WP) doivent être associées à un WP tuteur qui conserve sur l'un de ces disques une image (ensemble de logiciels résidents de chaque station)



**Figure 3.7 :** Station AW.

### 6.4 Station de visualisation « WP » (Workstation Processor) :

La station de visualisation réalise l'interface en temps réel entre l'utilisateur et le système I/A séries par l'intermédiaire d'un modèle d'interface situé dans l'armoire I/A séries et d'une carte de communication situé dans l'ordinateur.

Les fonctions assurées par le WP sont :

- Conduite du procédé ;
- Surveillance du système ;
- Contrôle statistique de la production ;
- Réinitialisation des consignes locales. Le type de station de visualisation installée au module de traitement de gaz (MPP0) est de la série WP51F.

### 6.5 Processeur de communication :

C'est un module qui fournit les fonctions nécessaires aux autres stations du réseau pour communiquer avec des imprimantes (OKIDATA ou HP) ou des terminaux VT100. Qui permettent de se connecter sur un processeur d'application ou du réseau pour obtenir une station de travail sous UNIX.

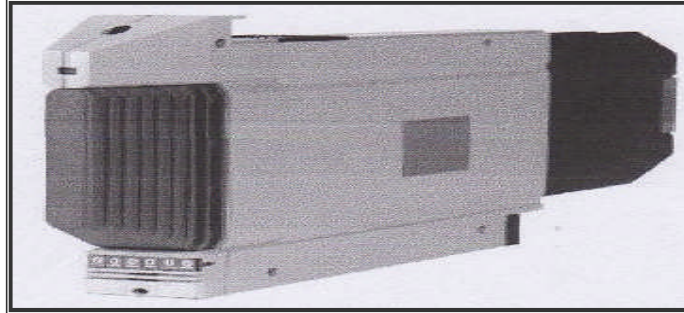


Figure 3. 8: Processeur de Communication (CP COM 10).

### 6.6 Double interface nodebus (Dual NodeBus Interface 10base-T : DNBT) :

Le DNBT assure l'interfaçage entre le réseau système et les stations.

Les caractéristiques de DNBT sont :

- Ce bus est redondant. Il est distribué sur tous les connecteurs de chaque fond de panier
- Il peut être constitué de trois segments ;
- Chaque segment est constitué d'un maximum de six fonds de paniers, avec un maximum de 32 stations par segment ;
- Les segments sont raccordés entre eux par une paire d'interface, pour bus de communication éloigné ;
- La distance maximum entre deux segments est de 300 m (600 m si la liaison est en fibre optique) ;
- La distance maximum entre deux stations utilisant le même bus de communication est de 690 m ;
- Ce bus, d'impédance 50 Ohm, est terminé à ses deux extrémités ;
- Il supporte un maximum de 64 stations.

### 7. Aspect communication :

Dans le système I/A séries, il existe fondamentalement trois niveaux de communication :

### 7.1 Réseau d'E/S (filed bus):

Le rôle de ce réseau est d'assurer la liaison de communication entre le processeur CP et les FBMs. Il permet d'échanger des données avec le procédé sous contrôle.

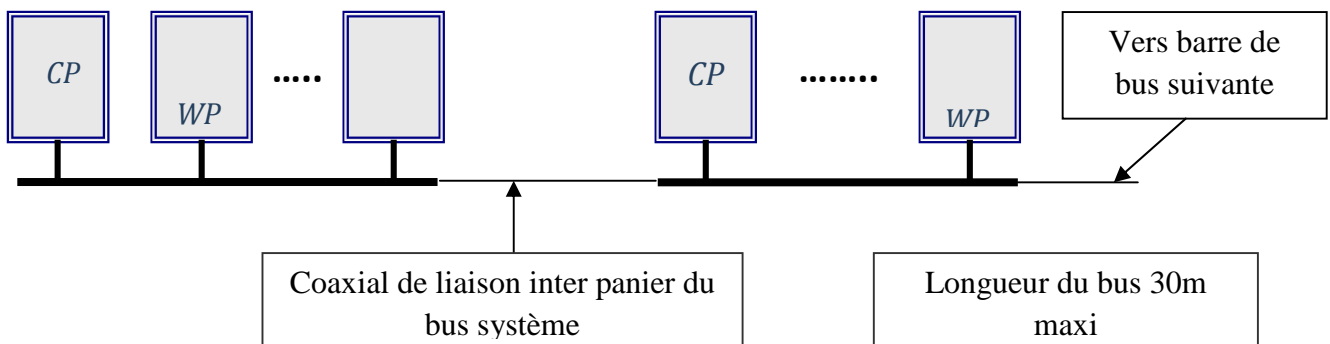
Les caractéristiques du réseau d'E/S sont :

- Support physique ;
- Trame de message ;
- Rafraîchissement de la base de données par exception, en fonction d'une valeur de seuil de variation.

### 7.2 Réseau local (NodeBus):

Le réseau local permet d'assurer les communications entre des stations du système I/A séries pas trop éloignées les unes des autres.

- **Caractéristiques du réseau local :**
  - Protocole de communication ;
  - Technique d'accès multiple aléatoire avec détection de collision ;
  - Les bus et les interfaces de communication des stations sont redondants ;
  - le support physique est un câble coaxial ;
  - L'impédance caractéristique du support physique est 50 ohms ;
  - le débit d'information sur le réseau est de l'ordre de 10 Mbits/s ;



**Figure 3.9 :** Réseau Local à Segment Unique.

### 7.3 Aspect Logiciel :

#### 7.3.1 Système d'exploitation :

Les stations I /A séries utilisent des systèmes d'exploitation différents selon leur types. Ces systèmes d'exploitation s'appuient sur :

- UNIX ;
- VRTX: (CP 10/20/30/40/60 passerelles automatiques) ;
- Solaris : série 51 (AP, WP, AW) ;
- Windows NT de Microsoft. : Séries 70 (WP, AW).

### **7.3.2 Gestionnaires de visualisation :**

- 1- Display Manager : est utilisé dans les postes de travail Unix ;
- 2- FoxView : est utilisé dans le poste de travail Windows NT.

Ce sont des logiciels exécutés par les WP qui assurent l'interface graphique homme machine au niveau des postes de travail. A partir de cette interface graphique, l'utilisateur peut faire appel à tout un ensemble de ressources dont l'accès est défini par l'environnement d'exploitation associée à la station de travail.

### **7.3.3 Gestionnaire de station SM (Station Management) :**

Il assure la communication des stations sous surveillance avec le programme moniteur système et chargé de la surveillance du domaine auquel elles appartiennent.

## **8. Conclusion :**

Dans ce chapitre a été présentée une description détaillée du système de contrôle distribué DCS actuellement installé à Hassi R'mel et ses applications qui jouent un rôle très important dans la conduite de l'industrie en générale et l'industrie pétrolière en particulier.

Ce système numérique de contrôle est très connu à l'échelle internationale car il est standardisé dans ses concepts, ses fonctions et même sa présentation physique, il est enrichi des progrès technologiques des microprocesseurs, des acquis en matière d'architecture de système et de logiciel, il a profité du développement des structures de communication et celui de la micro-informatique.

# *Chapitre 4*

**Logiciel de Programmation I/A Series  
de FOXBORO**

## 1. Introduction :

Dans cette partie l'utilitaire FOXDRAW ainsi que les éléments fondamentaux de construction d'une partie statique d'un synoptique (vue de base et vues secondaires) seront décrits. Ainsi que Les éléments dynamiques (animation et interaction) par configuration sous FOXDRAW. Le travail sous FOXDRAW est devisé en deux parties, phase de construction et phase de configuration.

## 2. FOXDRAW :

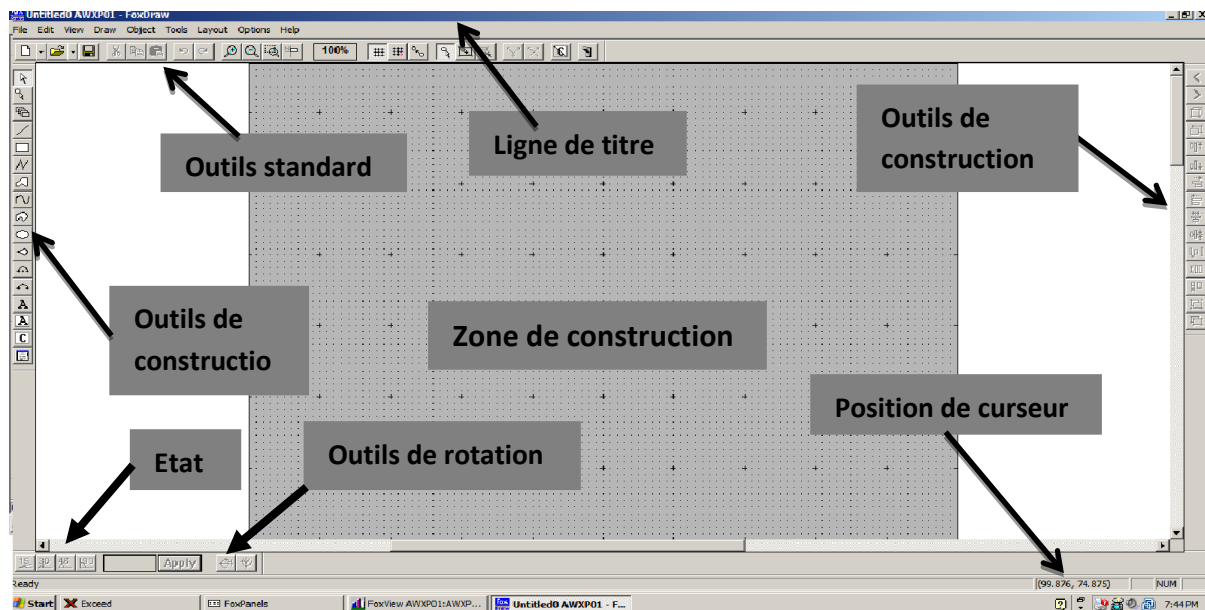
### 2.1 Partie construction:

La chronologie des étapes de construction d'une vue de groupe est habituellement la suivante :

- ✓ Activation de l'utilitaire de construction FOXDRAW ;
- ✓ Demande de création d'une nouvelle vue ou chargement d'une vue existante pour Modification ;
- ✓ Construction d'un nouveau synoptique (canalisations, vannes, .....);
- ✓ Construction des champs d'affichage des données ;
- ✓ Importation des médaillons de blocs de traitement algorithmique ;
- ✓ Importation des réseaux de courbes....etc.

#### 2.1.a Activation de l'utilitaire de construction FOXDRAW :

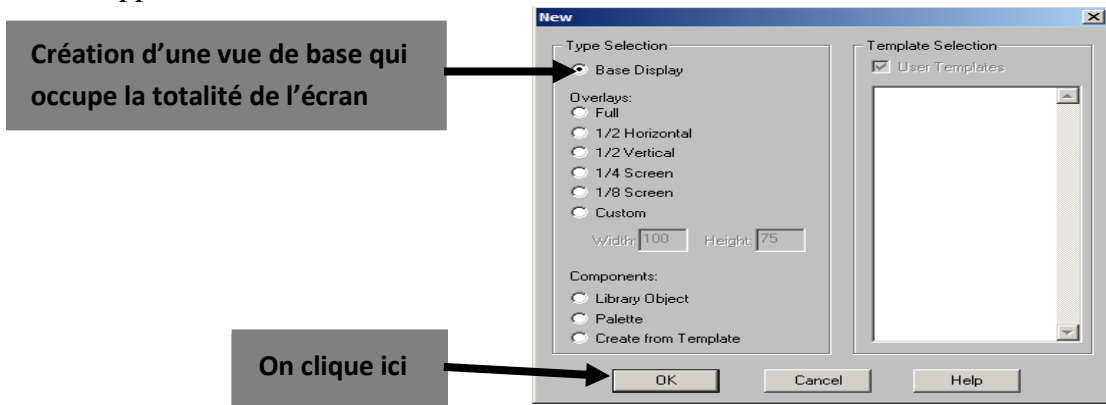
Visualiser le menu **Config** et sélectionner l'utilitaire FOXDRAW. La vue initiale de l'utilitaire de construction apparaît sur l'écran.



**Figure 4.1:** Vue Initiale de l'utilitaire de FOXDRAW.

### 2.1.b choix de type de construction :

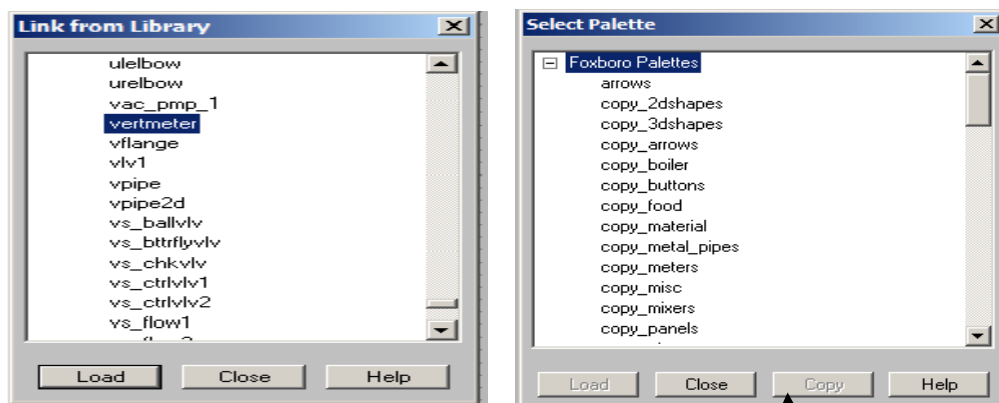
Faire apparaître le menu **File** puis sélectionner la ligne **New**. La vue de création d'une nouvelle vue apparaît sur l'écran.



**Figure 4.2:** La Vue de Création d'une Nouvelle Vue de Groupe.

- Base display : Construction d'une vue de base qui occupe la totalité de L'écran.
- Overlays : Construction de vues secondaires, qui peuvent apparaître sur la vue de base.
- Components : Construction d'objets graphiques réutilisables.
- Create From Template : Construction d'une vue à partir d'un modèle fourni par FOXBORO.
- User Template : Affichage de la liste des vues existantes.

Pour la construction d'un synoptique sur FOXDRAW on sélectionne le menu **Object** puis la ligne **Link From Library** (figure4.3-a) ou **Link/copy From palette** (figure4.3-b) pour afficher les éléments prédéfinies dans FOXDRAW.



**Figure4.3-a**

Pour charger les éléments désirés

**Figure4.3-b**

En cliquant sur **Load** les fenêtres ci-dessous apparaissent, les éléments seront sélectionnés selon le besoin.

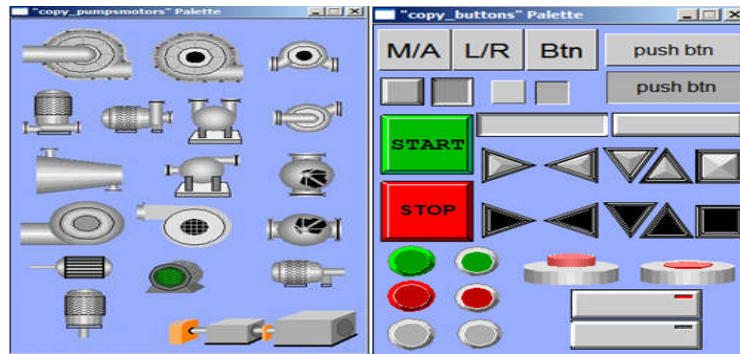


Figure 4.4 : Importation des Eléments Prédéfinis

D'après l'une de ces listes la construction du schéma sera comme suite :

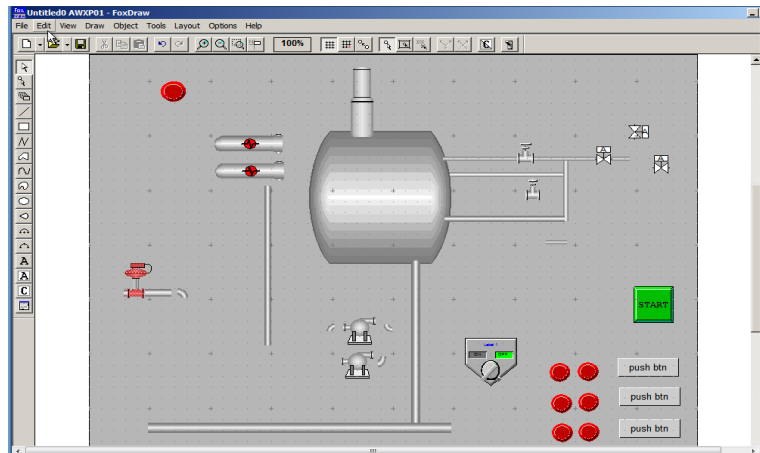


Figure 4.5 : Construction du Synoptique

Après avoir rassemblé tous les éléments nécessaires pour la construction de l'unité de glycol pk420, on obtient le synoptique ci-dessous. (Figure4.6).

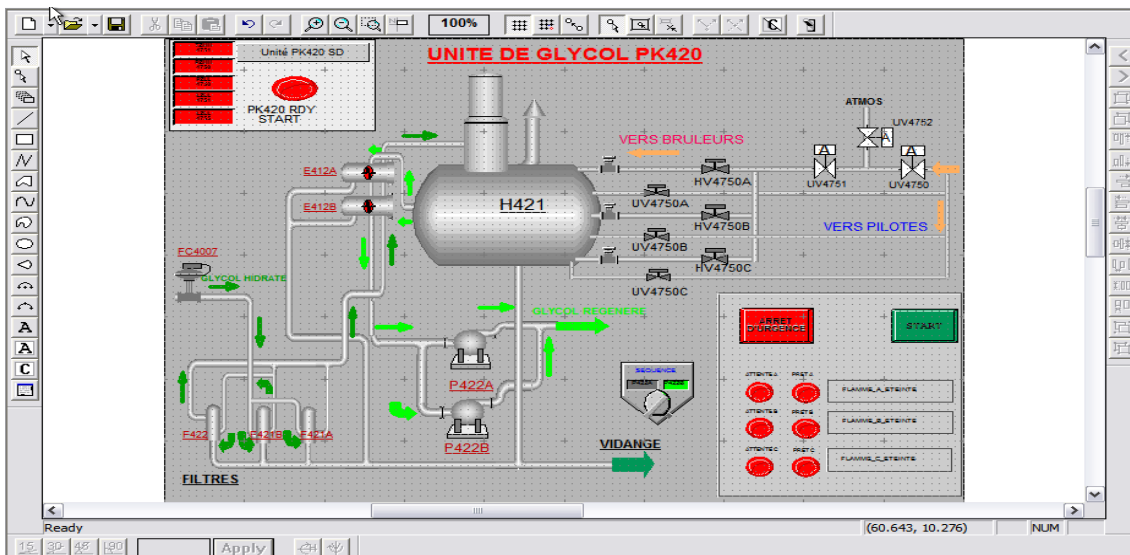


Figure 4.6 : Schéma de L'unité de Glycol PK-420 Sous FOXDRAW.

## 2.2 Partie configuration :

Dans cette partie les éléments fondamentaux d'animation et d'interaction (phase de configuration) seront décrits, ils permettront d'obtenir une vue dynamique interactive en liaison avec les paramètres du traitement algorithmique.

### ❖ Accès à la vue initiale de configuration des objets :

Pour cette partie de configuration l'état d'une vanne est donnée comme suite (ouverte=rouge, fermée=vert). Et la sélection de la vanne sera comme le montre la vue suivante :

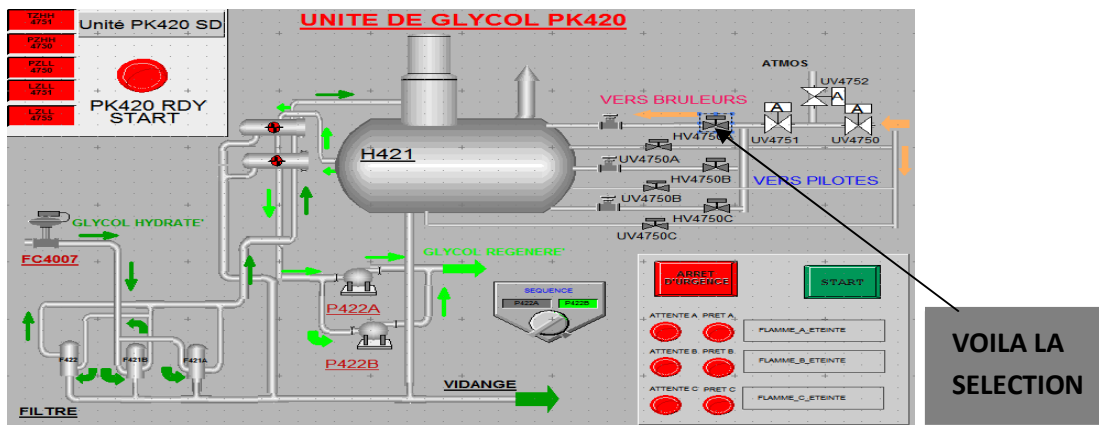


Figure 4.7: Sélection d'un Élément.

Les étapes à suivre sont :

- 1-Faire apparaître le menu **Object** puis sélectionner la fonction **configure Object** ;
- 2-Cliquer sur le bouton **General** et spécifier le texte : « état de la vanne » ;

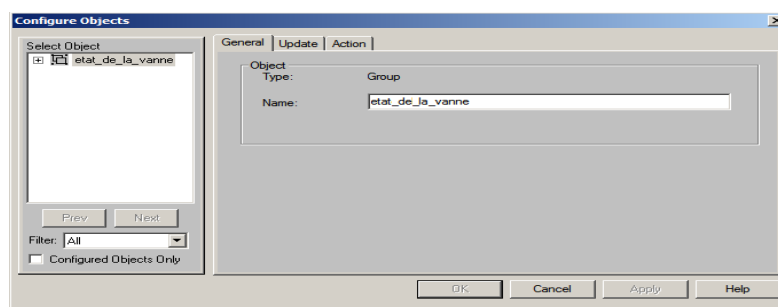
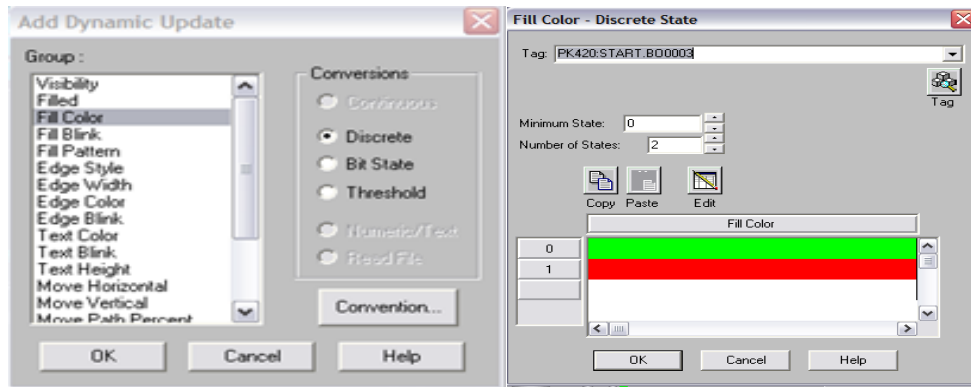


Figure 4.8 : Menu « Configure Objects ».

3-Cliquer le bouton **Update** puis le bouton **Add** ; La fenêtre (a) d'ajout d'une action dynamique apparaît sur l'écran.

Sélectionner **Fill Color** et cocher **Discrete** puis on clique sur OK. La Fenêtre de dialogue (b) apparaît :



-a-

-b-

**Figure4.9:** Configuration Passive (Update).

Spécifier les éléments suivants :

**Tag :** pk420: START.BO0008 ; l'adresse de la vanne dans le programme algorithmique.

**Minimum states :** 0 ; état initial 0

**Number of states :** 2 ; nombre d'états égale à 2

**Couleur**        0 = vert ;     1 = rouge

Cette procédure sera répétée pour tous les éléments : les vannes, les pompes ...etc.

#### **Conclusion :**

Au niveau de cette partie a été mis en évidence l'utilitaire de construction et de maintenance de vue graphique (FOXDRAW). Nous avons commencé par les étapes de construction d'une vue de groupe et les différentes étapes de création d'un synoptique ont été présentées. Par la suite, nous nous sommes intéressés à l'obtention d'une vue dynamique. Cette configuration est reliée avec les paramètres du traitement algorithmique.

Dans la prochaine partie nous allons voir un autre utilitaire du système I/A séries qui permet de concevoir et modifier les bases de données du traitement algorithmique (ICC), et qui est essentiellement constitué des éléments de programmation.

### **3. Integrated Control Configurator (ICC):**

#### **Introduction:**

Dans cette partie l'utilitaire de configuration des schémas sera décrit, (également appelés Compound) et des blocs algorithmiques qui sont essentiellement constitués de deux programmes distincts travaillant en coopération :

- ✓ Le programme CSA (Compound Summary Access) d'accès aux schémas et aux blocs;
- ✓ Le programme ICC (Integrated control Configuration) de construction des schémas et des blocs.

### 3.1 Définition du programme CSA :

Le programme CSA est chargé de rechercher et localiser les schémas et les blocs de traitement algorithmique dans le système et d'en vérifier :

- ✓ Unicité des noms de schémas dans le système ;
- ✓ Unicité des noms de bloc dans chaque schéma.

Il n'existe qu'un seul exemplaire dans tout le système et réside sur l'un des disques d'un AP ou AW désigné lors de l'installation des logiciels.

### 3.2 Définition du programme ICC :

Le programme CSA construction ICC permet de créer, modifier et détruire des schémas et des blocs de traitement algorithmique dans les zones de construction qui lui sont accessibles. Il peut exister dans plusieurs processeurs AP ou AW du système. Si plusieurs programmes ICC sont actifs simultanément, Ils communiquent tous avec le même programme CSA en utilisant le réseau Ethernet

### 3.3 Activation de l'utilitaire de configuration ICC :

Les utilitaires de configuration ICC et CSA des schémas et des blocs sont accessibles à partir du menu des utilitaires de configuration **Config** habituellement situé dans l'environnement de l'ingénieur procédé ou de l'ingénieur de développement.

Pour cela, il faut cliquer **Config** dans la barre de menu puis **Control-Cfg** dans le menu affiché ensuite **CIO Config**, comme le montre la fenêtre suivante :

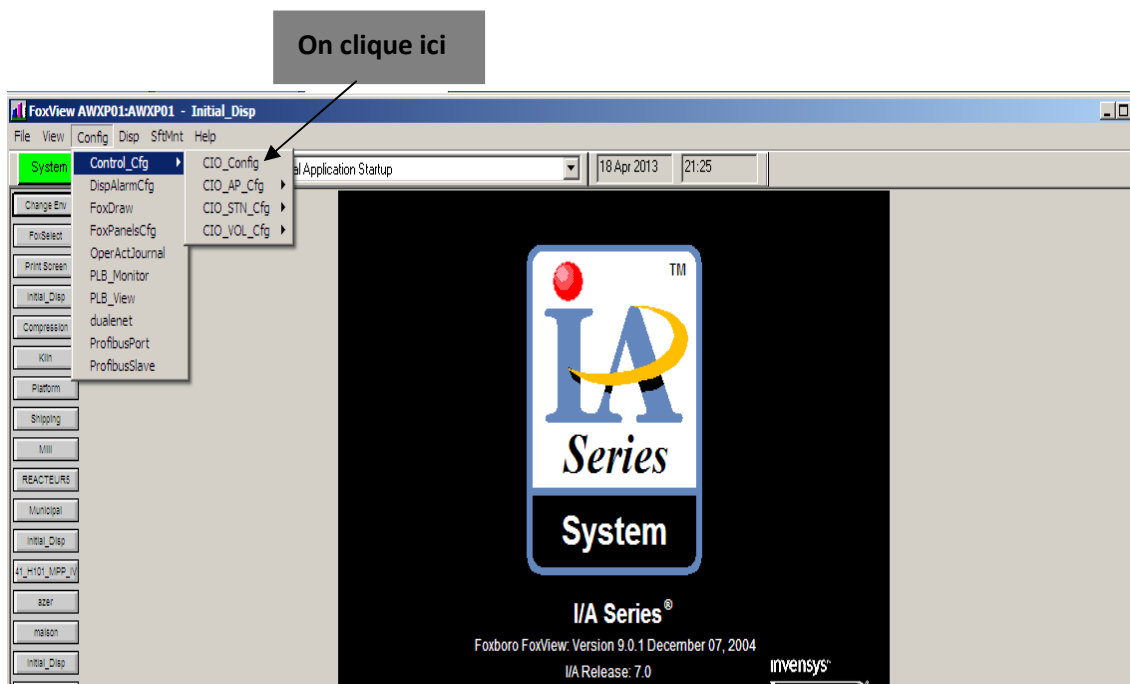


Figure 4.10 : La Vue Initiale de I/A Série Avec La Sélection d'ICC.

En cliquant sur **CIO Config** la fenêtre suivante nous permet d'accéder à l'utilitaire **CSA** :

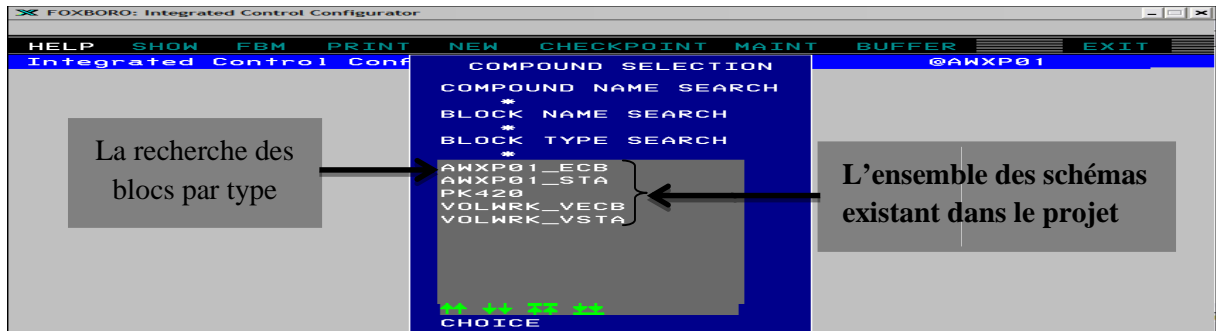


Figure 4.11 : La Vue de L'utilitaire CSA.

### 3.4 Construction des programmes de traitement séquentiel :

On clique sur **insert new compound**, la fenêtre suivante apparaît.

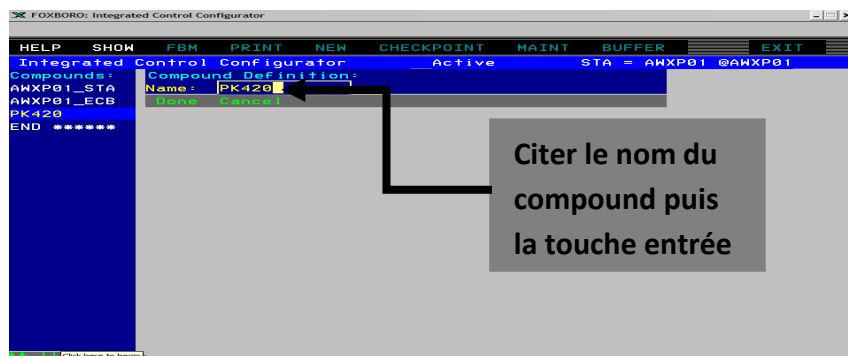


Figure 4.12 : Création d'un Nouveau Schéma.

Une fois la zone de travail primaire a été sélectionnée l'utilitaire ICC de construction devient actif sur l'écran.

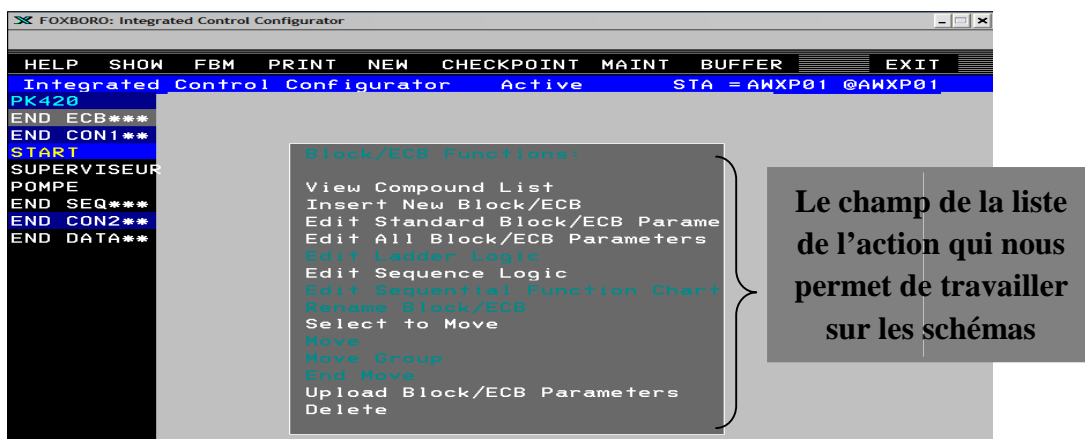


Figure 4.13 : La Vue Initiale de L'utilitaire ICC.

Pour insérer un nouveau bloc, on clique sur **View Blocks/ECBs in this Compound** puis on clique sur **insert new block/ECB** ce qui fait apparaître les fenêtres ci-dessous :

Dans notre cas, on ajoute trois blocs : le premier nommé **START** contient le programme algorithmique, le deuxième bloc nommé **SUPERVISEUR** pour activer le premier et le troisième bloc nommé **POMPE** est activé par le premier.

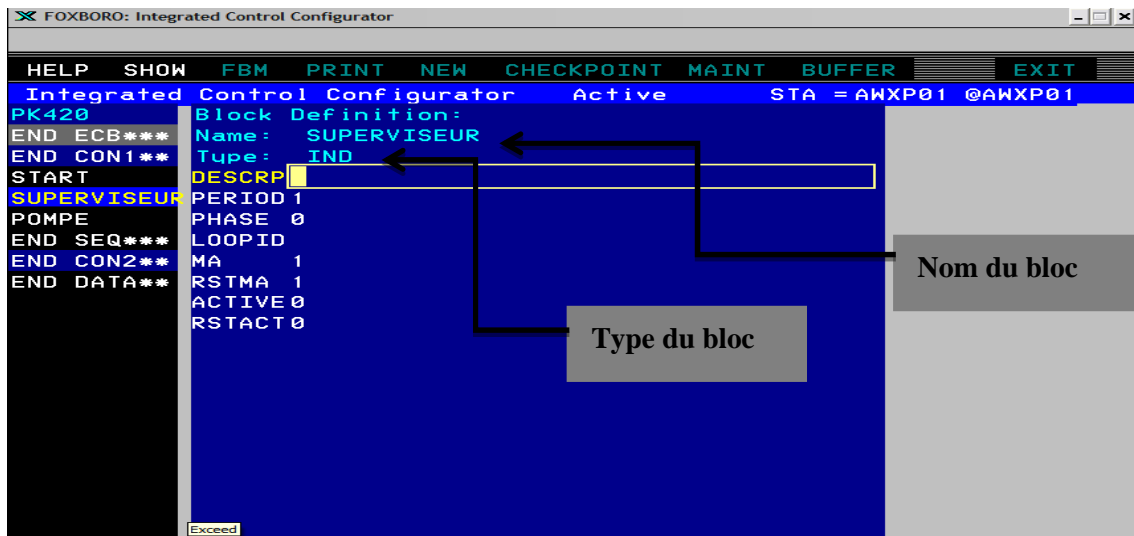


Figure 4.14 : Création de Bloc Superviseur.

Ensuite on configure les blocs comme la montre la figure ci-dessous.

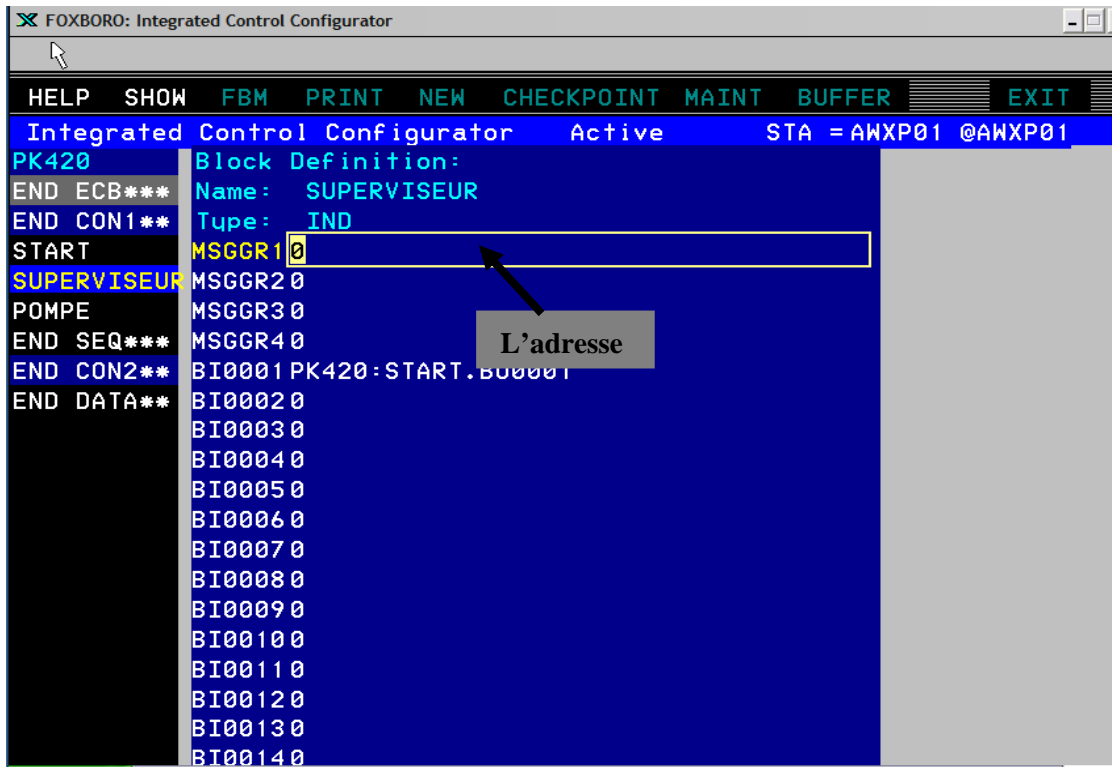
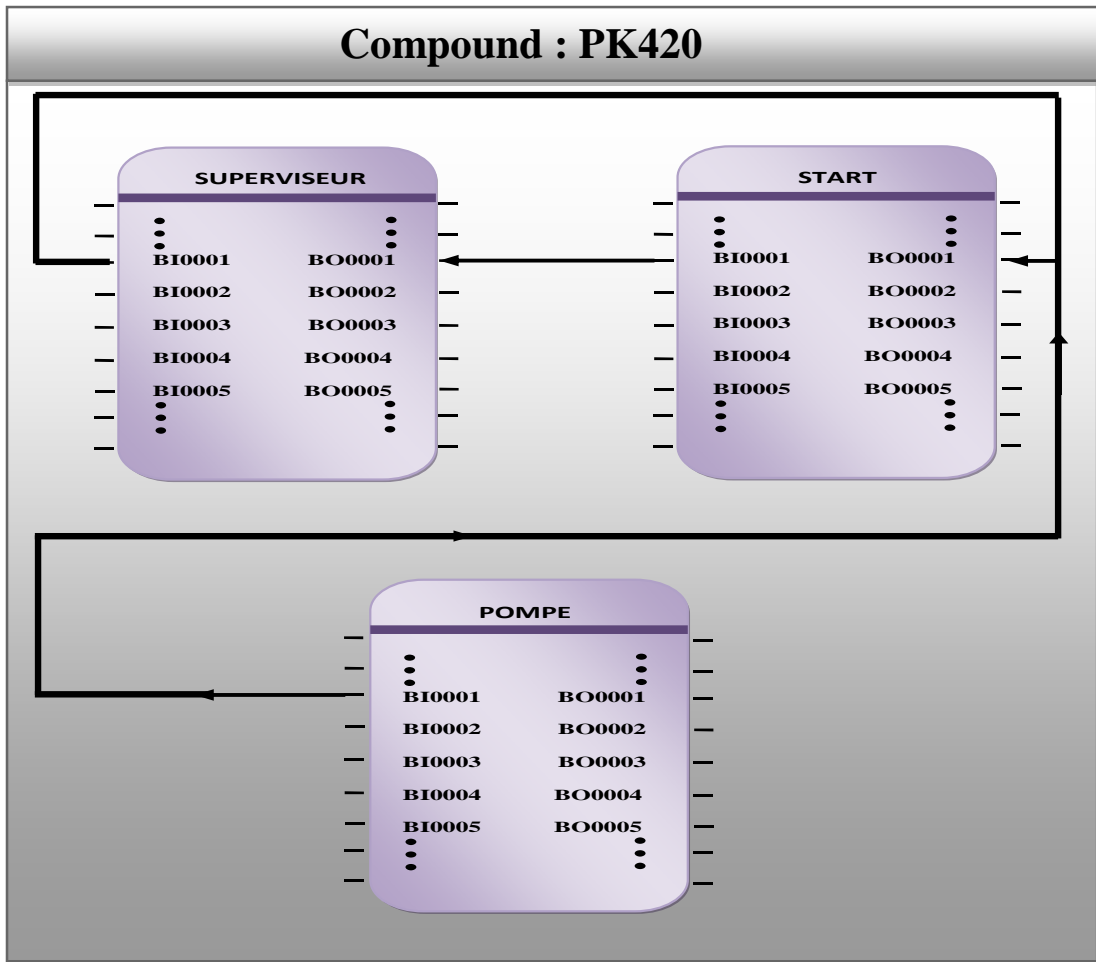


Figure 4.15: Configuration des Blocs.

La figure suivante 4.16 montre la liaison existante entre les blocs **START**, **SUPERVISEUR** et **POMPES** dans le compound **PK420**.



**Figure4.16** : Liaison Entre les Blocs.

Après la création du compound et ses blocs, ces derniers se créent automatiquement dans l'emplacement suivant :

My computer/ IA (D:)/opt/fox/ciocfg/compound(le nom du compound : PK420)

Dans ce chemin on choisit le fichier du format (.s) et on écrit notre programme algorithmique sous le langage HLBL (**H**igh **L**evel **B**atch **L**anguage).

#### ❖ Langage HLBL :

Ce langage est un langage textuel de haut niveau. Il permet la programmation de tout type d'algorithme plus ou moins complexe ; semblable au PASCAL ou C (Figure 4.17). Le langage HLBL est particulièrement utile pour les calculs de l'arithmétique complexes, et peut être utilisé pour rendre effectif des procédures compliquées qui ne sont pas exprimées facilement dans les langages graphiques.

HLBL permet de créer des expressions booliennes et arithmétiques, aussi bien des constructions telles que les déclarations conditionnelles (SI... ALORS... AUTREMENT).

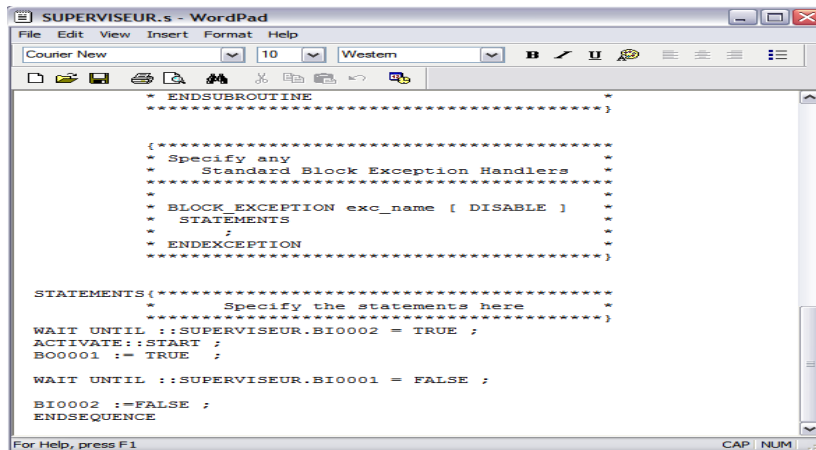


Figure 4.17 : Langage HLBL.

En cliquant sur **view blocks in this compound** la fenêtre suivante apparaît :

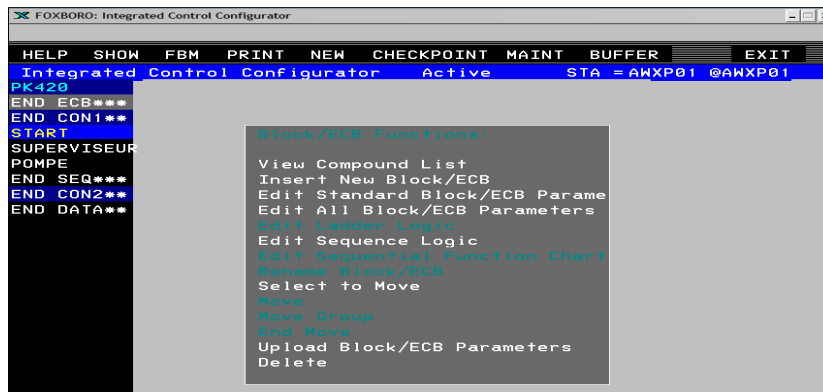
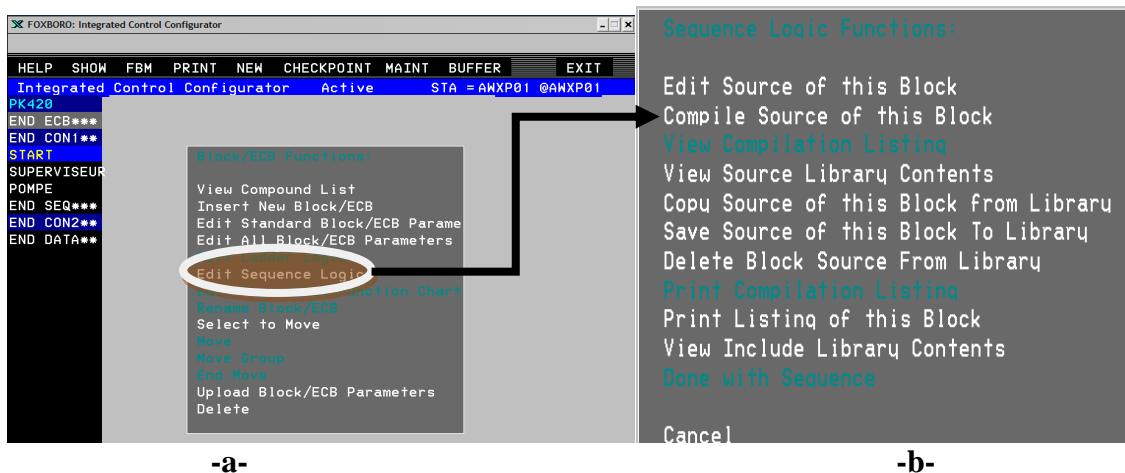


Figure 4.18 : Vue Interne d'un Schéma.

### 3.4.1 Accès aux fonctions de construction :

Après avoir construit et sélectionner le bloc de traitement séquentiel concerné à l'aide du programme utilitaire de construction des blocs et des schémas, on fait appel à la fonction **Edit Séquence Logic** dans le menu proposé au centre de l'écran. Le menu des fonctions de construction du traitement séquentiel s'affiche.



-a-

-b-

Figure 4.19 : Compilation du Bloc Start.

### 3.4.2 Définition des fonctions de construction du traitement séquentiel :

Quelques fonctions de construction des programmes de traitement séquentiel affichées dans le menu central (-b-) et sur la barre de menu sont décrites brièvement.

#### -Cancel :

Cette fonction termine l'opération en cours sans effectuer de sauvegarde de la version courante du fichier source et des fichiers secondaire correspondants s'ils existent.

#### -Compile source of this block:

Cette fonction effectue la compilation du fichier source et produit quatre fichiers secondaires. En cas de détection d'erreur lors de la phase de compilation le message suivant apparaît :



**Figure4.20** : Message D'erreurs.

Si le programme ne contient aucune erreur on clique sur **Done with sequence**

#### -View source library contents

Cette fonction permet de faire apparaître la liste des fichiers source HLBL sauvegardés dans la bibliothèque : /opt/fox/ciocfg/sequenlibrary.

#### Conclusion:

Dans cette partie a été décrit l'utilitaire de configuration des schémas ICC et le CSA chargé de localiser les schémas et blocs dans le système, ainsi que quelques notions sur la construction des programmes de traitement séquentiel.

Après l'établissement du schéma et du programme algorithmique et la liaison entre eux, il reste que l'activation du projet pour être opérationnel.

## 4. Fox Select:

### Introduction :

Dans le système I/A Series, la base de données du traitement algorithmique est organisée suivant la hiérarchie station, schéma puis bloc. Le logiciel Fox Select permet

d'accéder aux divers éléments de cette hiérarchie, d'en visualiser la composition détaillée et l'état opérationnel, dans un mode interactif.

#### 4.1 Description du fox select :

Lorsque le programme fox select.exe est actif, habituellement via le bouton latéral Fox Select, la fenêtre Fox Select apparaît sur l'écran.

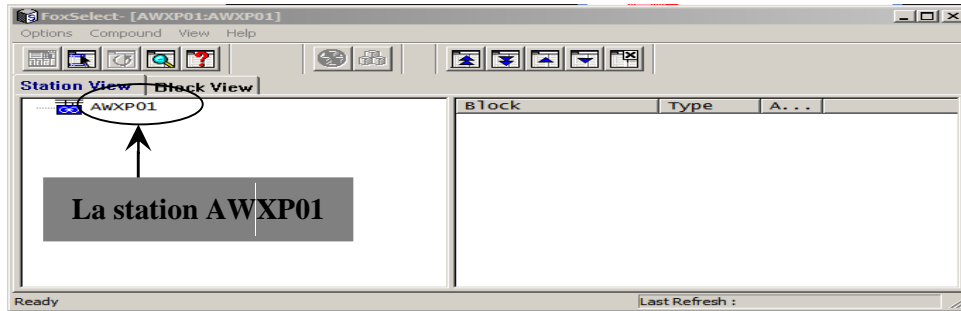


Figure4.21 : La Vue de La Fenêtre FOXSELECT.

La zone d'affichage contient initialement la liste des stations du réseau. Les stations sont représentées par une icône ayant la signification suivante :

Pour l'affichage des informations en temps réel à la demande en cliquant le bouton **Refresh**.

#### 4.2 Accès aux schémas d'une station :

Pour faire apparaître la liste des schémas existants dans une station connectée, il faut utiliser l'une des procédures suivantes :

- On clique deux fois l'icône de la station ;
- Ou on clique l'icône ou le nom de la station ;
- Ou on sélectionne la station puis on clique le bouton **Expand**.

En cliquant sur l'un des boutons précités, la fenêtre suivante apparaît :

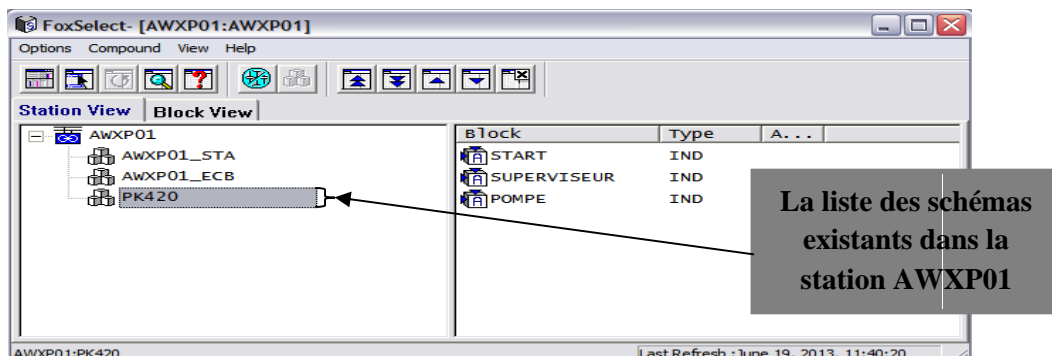


Figure 4.22: Schémas Existants Dans la Station AWXP01.

Pour activer un schéma il suffit de cliquer sur le nom du schéma puis **compound** dans la barre de menu puis **compound ON**.

## **Conclusion :**

Cette partie a montré le rôle qu'occupe le logiciel fox select du système I/A series ; ainsi que quelques notions de description du logiciel.

## **5. FOXView :**

### **Introduction :**

**FoxView** est un gestionnaire de visualisation exécuté dans une station WP ou AW qui réalise l'interface entre le système I/A séries et l'utilisateur, via un poste de travail NT ou Solaris.

### **5.1 Les fonctions assurées par FoxView :**

Il permet en particulier de réaliser les tâches suivantes :

#### ➤ **Surveillance et conduite :**

- Réagir aux alarmes procédées et aux alarmes système ;
- Surveiller l'état opérationnel du réseau et de ses stations ;
- Effectuer des diagnostics en ligne ;
- Collecter et interpréter des données ;
- Modifier les modes (manuel, auto, consigne locale, consigne externe) et les réglages des chaîne d'acquisition et des boucles de commande ;
- Accéder aux vues de détails des blocks de traitement algorithmique pour en vérifier le paramétrage ;
- Visualiser des tendances en temps réel et des historiques ;
- Produire des rapports.

#### ➤ **Développement :**

- Accéder aux outils de développement que l'on appelle également utilitaire de configuration ou configureurs ;
- Pour réaliser les tâches relatives à la conduite il faut utiliser différents types de vues de conduite :
  - ✓ **Vue de conduite standard (inhérentes au système) :**
  - ✓ **Vues d'application :**

### **5.2 Environnements d'exploitation :**

Dans une application, il existe habituellement un environnement d'exploitation destiné pour chacune des classes d'utilisateurs communes sont les suivantes :

- Opérateurs, Personnel de maintenance, Ingénieurs procédé, Administrateur(s) du système

Un environnement d'exploitation particulier, l'environnement initial, est automatiquement sélectionné lors du poste de travail. Cet environnement n'accède généralement à aucune ressource du système excepté la fonction de sélection d'un autre environnement plus ouvert dont l'accès est en principe protégé par un mot de passe. Très souvent, on lui substitue un environnement opérateur.

#### ❖ Environnements d'exploitation standard :

Les environnements d'exploitation standard prévue par FOXBORO et leur barre de menus d'accès aux ressources de l'application sont schématisés comme suit :

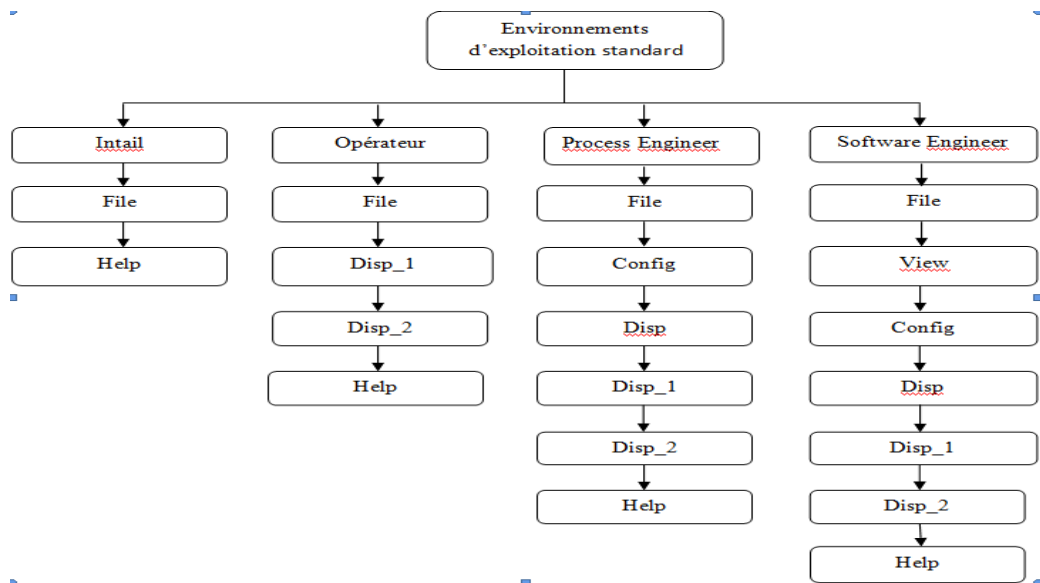


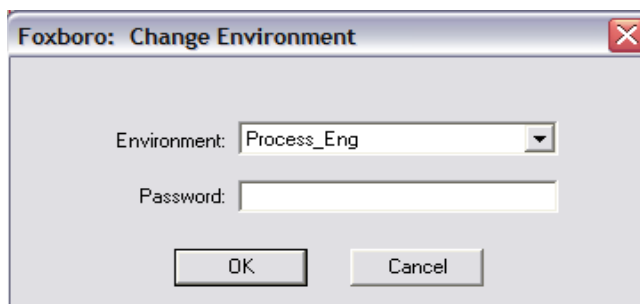
Figure4.23 : Vue d'Ensemble Des Environnements d'Exploitation Standard.

#### 5.3 Changement d'environnement d'exploitation :

Dans le cadre du développement d'une application, l'utilisateur peut modifier ou supprimer ces environnements standards et même en créer de nouveaux. Il est habituel de concevoir un environnement d'exploitation différent pour chaque classe d'utilisateur d'un poste de travail.

Les environnements de travail choisis à Hassi R'mel figurent sur la figure ci-dessous :  
 Pour faire changer un environnement désiré on procède à l'étape suivante :

On Sélectionne le menu **File**, Puis un click sur **Change\_Environnement** ou une combinaison de **CTRL /E**. la fenêtre de sélection des environnements apparait sur l'écran.



**Figure4.24** : Process\_Eng est l'Environnement De Travail Choisi.

#### 5.4 Composition de la fenêtre FoxView :

La fenêtre FoxView est composée des éléments suivants :

- ✓ Barre de menu supérieure
- ✓ Barre système
- ✓ Barre état
- ✓ Barre de menu latéral
- ✓ Zone centrale d'affichage

#### ❖ La vue de SMDH (System management display Handler) :

Le bouton **System** permet d'accéder aux vues de management du système. Ces vues fournissent des informations détaillées sur l'état des stations et des autres éléments du réseau. Elles sont consultables à partir de n'importe quel poste de travail mais ne sont interactives que pour certains postes prédéfinis.



**Figure 4.25** : La Vue De Système Management.

Ces vues permettent d'accéder aux différents domaines de surveillance des AP ou AW et de sélectionner n'importe quelle station ou n'importe quel périphérique pour obtenir des informations d'état, et ce à partir de n'importe quel station de travail.

Sur les vues de management, la couleur d'apparition des noms des éléments indiquent l'état opérationnel de l'élément.

**Blanc** : Élément totalement opérationnel.

**Rouge** : Élément défaillant.

**Jaune** : Défaillance d'un périphérique de la station (une FBM ou un CP par exemple).

Si une information d'alarme n'a pas été acquittée, un astérisque est visible à droite du nom de la station.

Sur cette vue, si la station a été déclarée interactive, il est possible d'agir sur l'équipement :

- ✓ Acquittement des alarmes système ;
- ✓ Redémarrage des stations et des modules ;
- ✓ Mise hors et en service des imprimantes et des liaisons de communication ;
- ✓ Suppression /production des messages ;
- ✓ Remise à zéro des compteurs d'erreurs de communication ;
- ✓ Exécution des diagnostics.

## Conclusion

Dans cette partie, a été présenté le gestionnaire de visualisation (FoxView), qui assure l'interface graphique homme-machine au niveau des postes de travail, exécuté par la station WP. Et à partir de cette interface graphique l'utilisateur peut faire appel à tout un ensemble de ressources dont l'accès est défini par l'environnement d'exploitation associée à la station de travail AW.

## 6. Conclusion :

L'étude des différents blocs fonctionnels, a permis d'approfondir nos connaissances dans le domaine de la programmation sous le logiciel et d'élaborer un programme de control du processus de l'unité glycol PK-420, ainsi que le développement d'une solution automatisée pour le démarrage de la PK-420.

Le chapitre suivant traitera la partie supervision de l'unité glycol.

# *Chapitre 5*

**Simulation de la Séquence de l'Unité  
de Glycol PK 420 sous DCS**

## 1. Introduction :

Après la description de l'unité et son mode de fonctionnement (les séquences de démarrage et d'arrêt), le DCS et son logiciel de programmation I/A Series de FOXBORO, ce présent chapitre consiste à l'élaboration de leur programme de commande.

Le langage utilisé pour la programmation est le LHBL « High Level Batch Language ».

## 2. Inconvénient de la solution actuelle :

La solution actuelle présente de nombreux problèmes dont on peut citer :

- La difficulté de coordination de tous les instruments au démarrage ;
- Un très grand nombre de relais et un câblage encombrant très contraignant ;
- Un système très sensible aux perturbations du milieu extérieur (température, humidité...etc.) ;
- L'inexistence d'une supervision en temps réel et absence d'une base de données pour l'historique d'événements se qui ne facilite pas le diagnostic des problèmes ;
- Le temps de maintenance considérable ;
- La difficulté voir impossibilité de changement de programme (absence de flexibilité) ;
- Indisponibilité de la pièce de rechange ;
- L'impossibilité d'interconnexion avec d'autres systèmes.

## 3. Etude et développement d'une nouvelle solution :

L'importance des procédés dans le secteur des hydrocarbures, la complexité croissante qu'ils présentent et les normes de sécurité imposées à leur utilisation, poussent les entreprises pétrolières à intégrer des systèmes de commande automatisés dans leurs installations. Pour Cela nous avons été chargées :

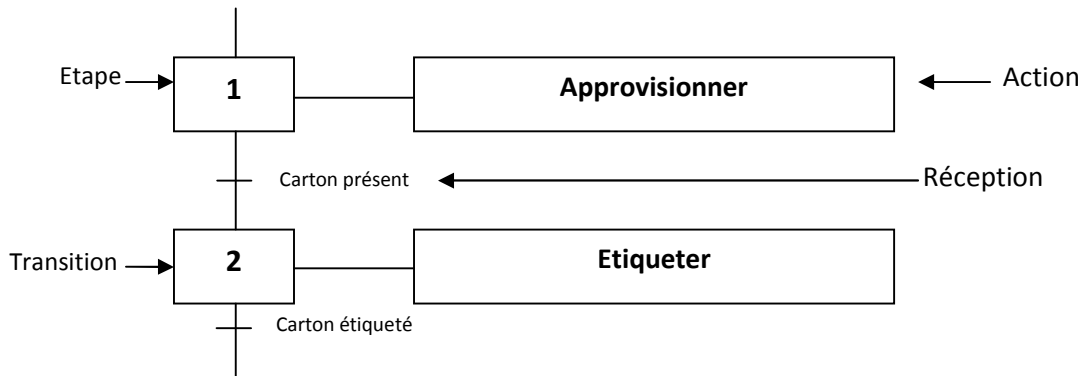
- De proposer une nouvelle solution programmable automatisée de la séquence de fonctionnement de l'unité sous DCS ;
- De développer une solution de contrôle et de supervision en temps réel du processus et d'intégrer la séquence de l'unité PK420 sous DCS (système de contrôle distribué).

## 4. Modélisation de l'unité pk420 :

L'automatisation des installations industrielles ainsi que l'installation des nouveaux systèmes numériques de contrôle incitent à l'utilisation des nouvelles techniques d'analyses, de modélisation et de programmation telle que l'outil graphique GRAFCET qui est un outil de modélisation des systèmes séquentiels.

#### 4.1 Définition du Grafcet :

Le Grafcet est un diagramme fonctionnel dont le but est de décrire graphiquement les différents comportements d'un automate séquentiel. Le Grafcet est une représentation alternée d'étapes et de transitions

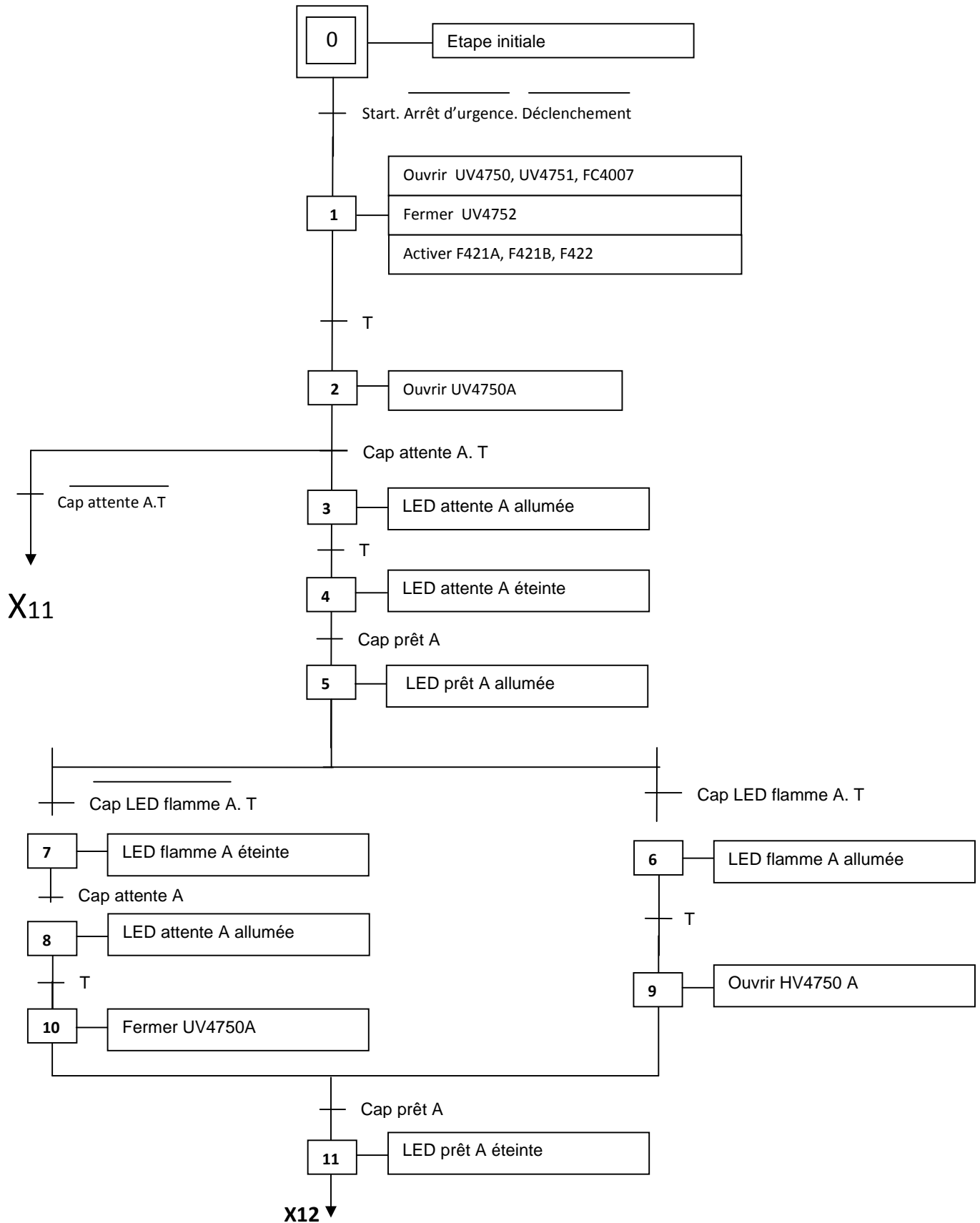


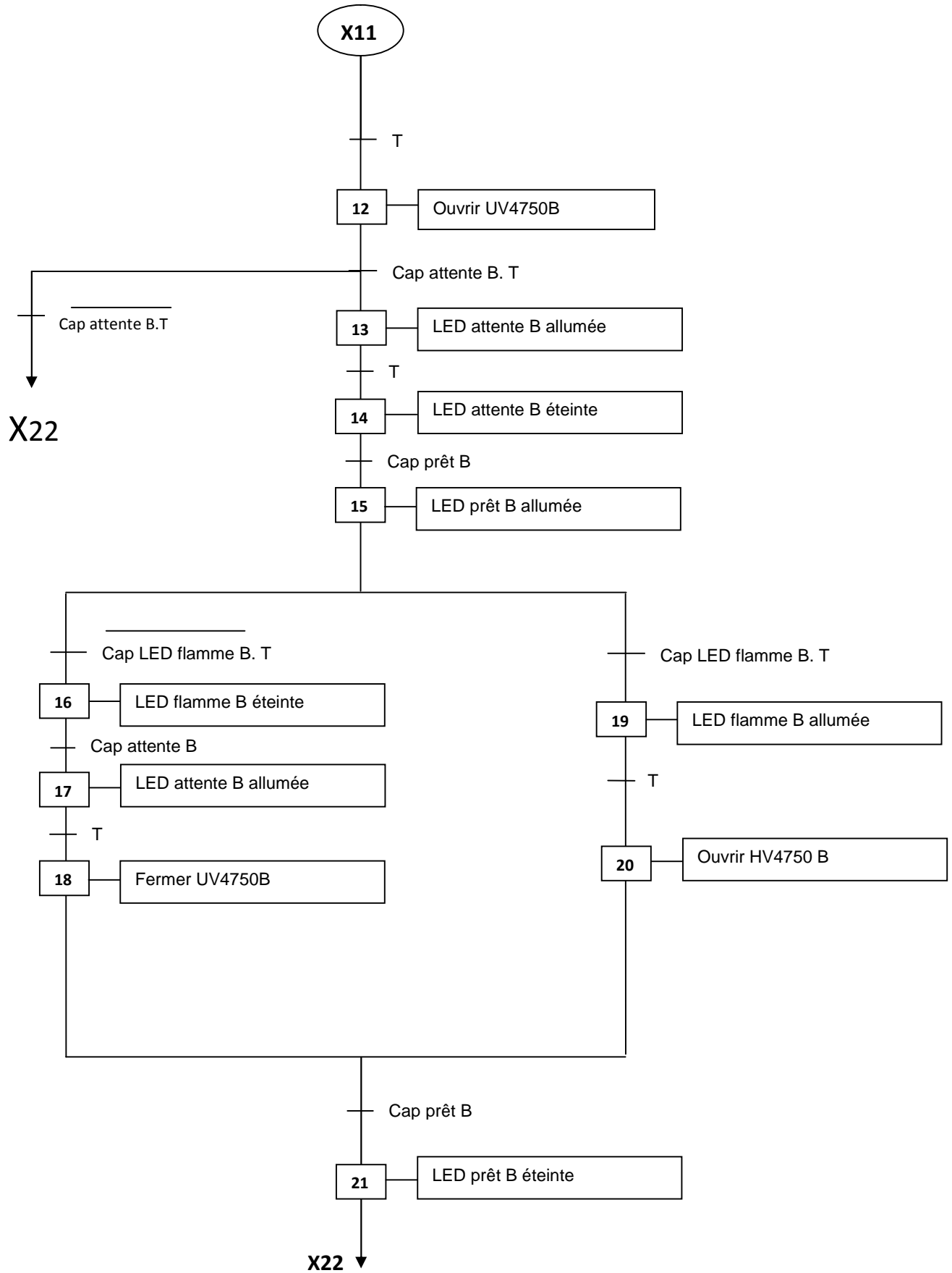
**Figure 5.1 :** Exemple d'un Grafcet.

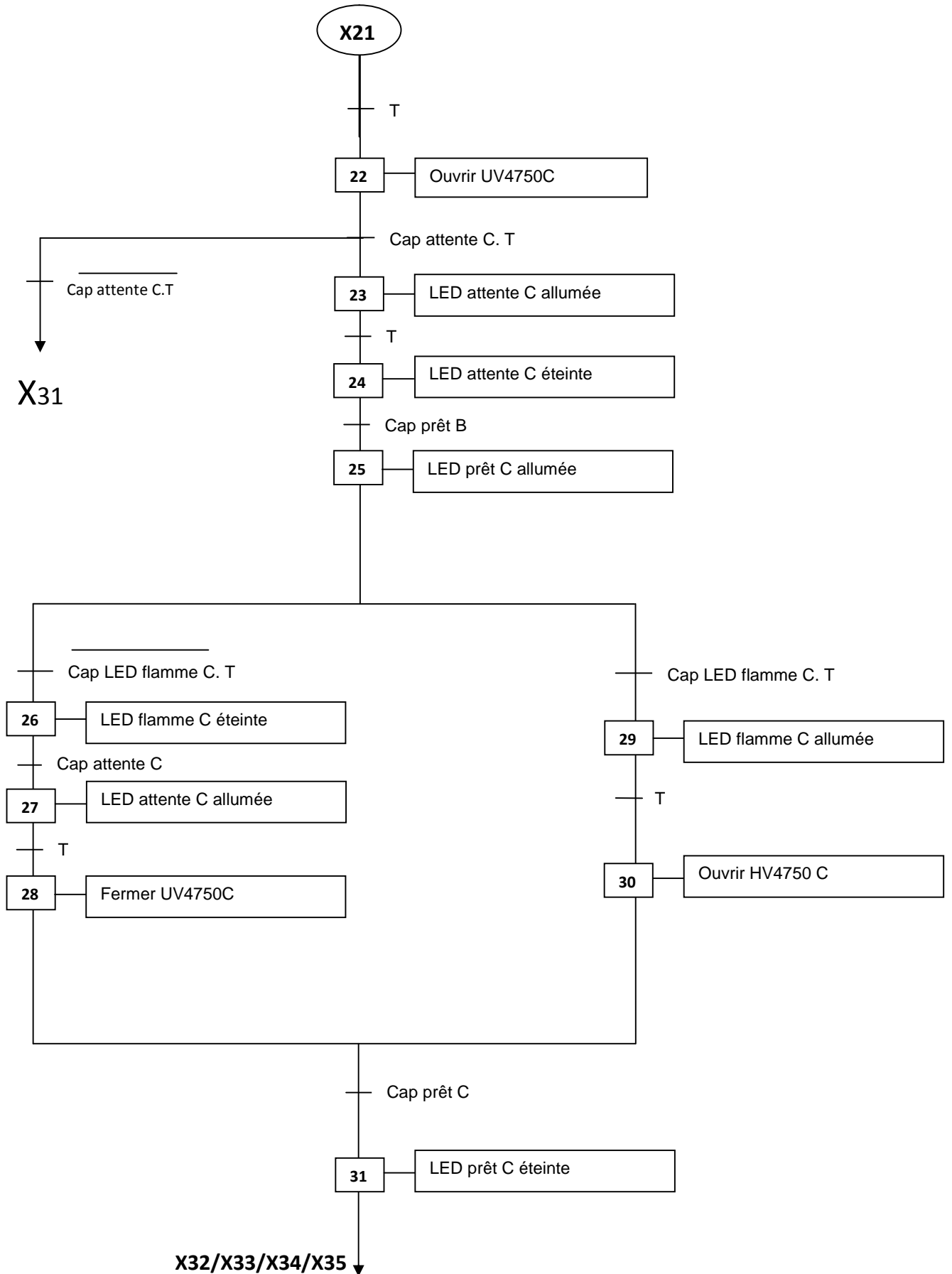
Les étapes sont associées à des actions (fonctions à assurer). Les transitions sont associées à des réceptivités. Une réceptivité est une condition permettant le franchissement de la transition.

## 4.2 Grafset de la séquence de l'unité pk420 :

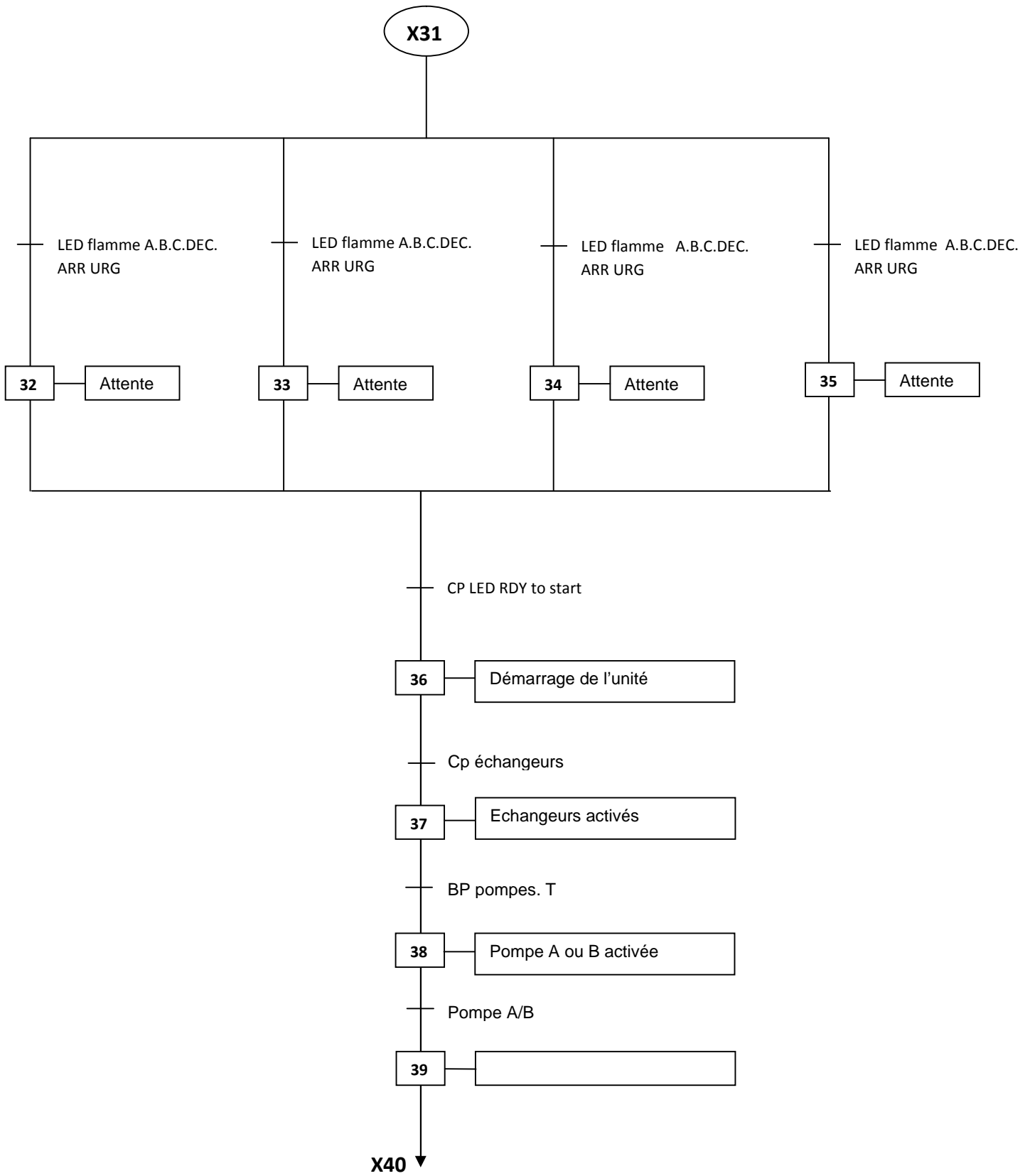
### a) Allumage des pilotes et bruleurs :







**b) Mise en marche de l'unité :**





Start : bouton de mise sous tension et de démarrage de l'unité.

ARR\_URG : arrêt d'urgence.

DEC : déclenchement de l'unité.

DEC =LED TZHH4751+ LED PZHH4750+ LED PZLL4751+ LED LZLL4751+ LED LZLL4755+ ARR\_URG+ Cp flamme A.B.C+ Cp flamme A.B.C+ Cp flamme A.B.C+ Cp flamme A.B.C.

Cp : capteur.

UV4750/51 : vanne de mise à l'arrêt ou de sécurité.

UV4752 : vanne d'évent.

Prêt A/B/C : prêt au démarrage des pilots.

Attente A/B/C: attente de détection de flamme.

Flamme A/B/C : présence de flamme.

UV4750 A/B/C: vannes pilots.

HV4750 A/B/C: électrovannes bruleur.

F421 A/B: filtres de glycol (élimination des solides)

F422 : filtre à charbon de glycol (élimination des hydrocarbures).

RDY TO START: prêts au démarrage.

CP pompe: capteur de pompe.

TZHH4751: très haute température de glycol dans le rebouilleur.

PZHH4750: très haute pression du fuel gaz combustible.

PZLL4751: très basse pression du gaz combustible.

LZLL4755: très bas niveau du glycol hydraté dans le rebouilleur.

LZLL4751: très bas niveau du glycol régénéré dans le rebouilleur.

Les LEDs sont des lampes témoins.

### 5. Simulation de la séquence de l'unité pk420 :

La figure 5.2 montre que l'unité est à l'arrêt ou à l'état initial ( première utilisation ou cas d'arrêt d'urgence).

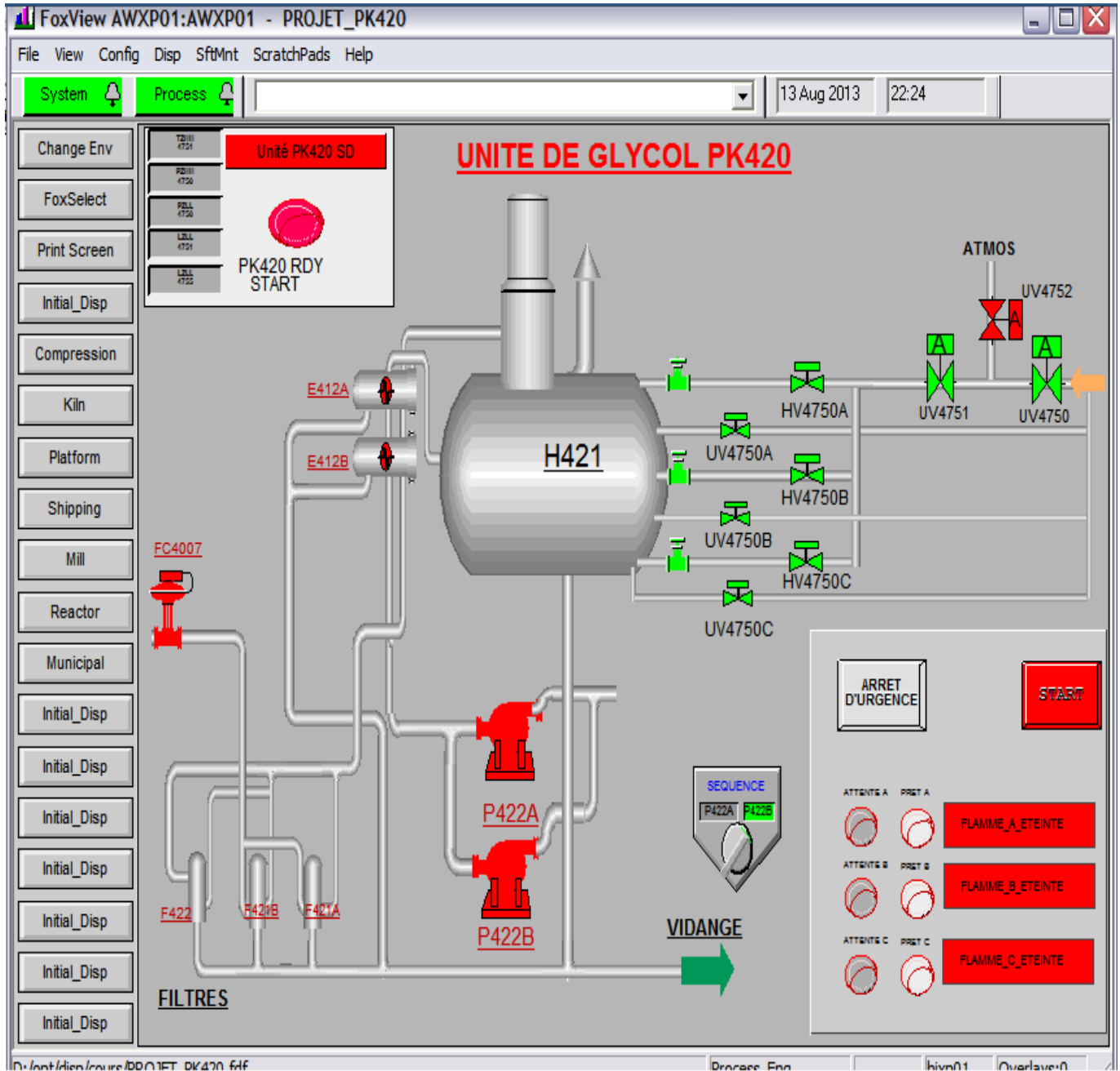


Figure 5.2 : l'Etat Initial de l'Unité PK420.

Lorsqu'on appuie sur le bouton START les deux vannes de sécurité (UV4750 et UV4751) s'ouvrent ainsi que la vanne FC4007 et la vanne d'évent(UV4752) se ferme, la séquence de démarrage de l'unité commence et ce si il n'y a aucun facteur de déclenchement et arrêt d'urgence activé.

Le Circuit de brûleur pilote est alimenté en premier par le fuel gaz, le Circuit de brûleur principal sera alimenté par la suite, les pilotes vont s'allumer un par un et indépendamment les uns des autres comme le montre la figure 5.3.

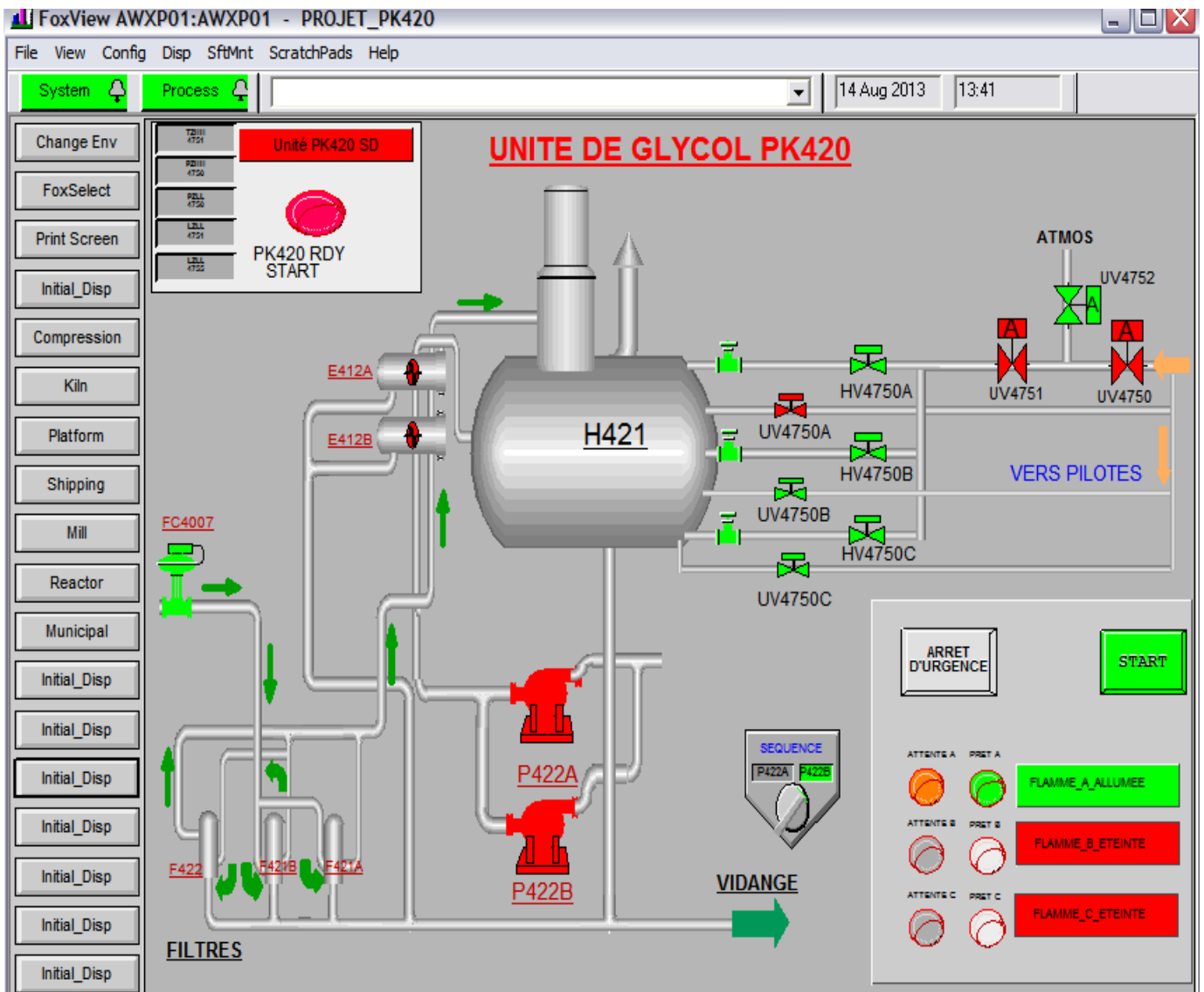


Figure 5.3 : Démarrage de l'Unité.

La figure 5.4 montre que le démarrage de l'unité est terminé, dans ce cas tous les pilotes sont opérationnels, la lampe témoins **PK420 RDY START** devient verte ce qui signifie qu'il n'y a aucun facteur de déclenchement et que l'unité est prête à être mise en marche.

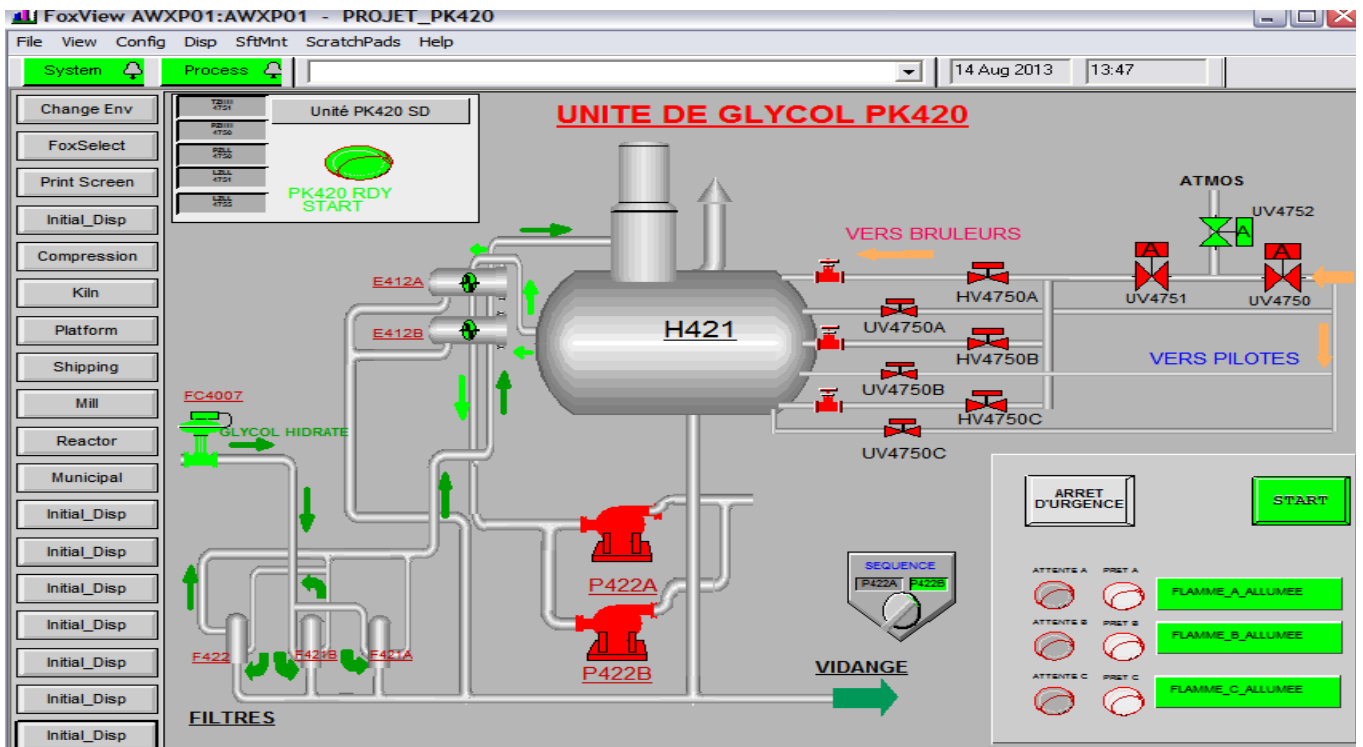


Figure 5.4 : Démarrage Terminé.

La figure 5.5 montre que l'unité est en service, l'une des pompes **P422A/B** est activé et l'autre est inactive (assure la redondance).

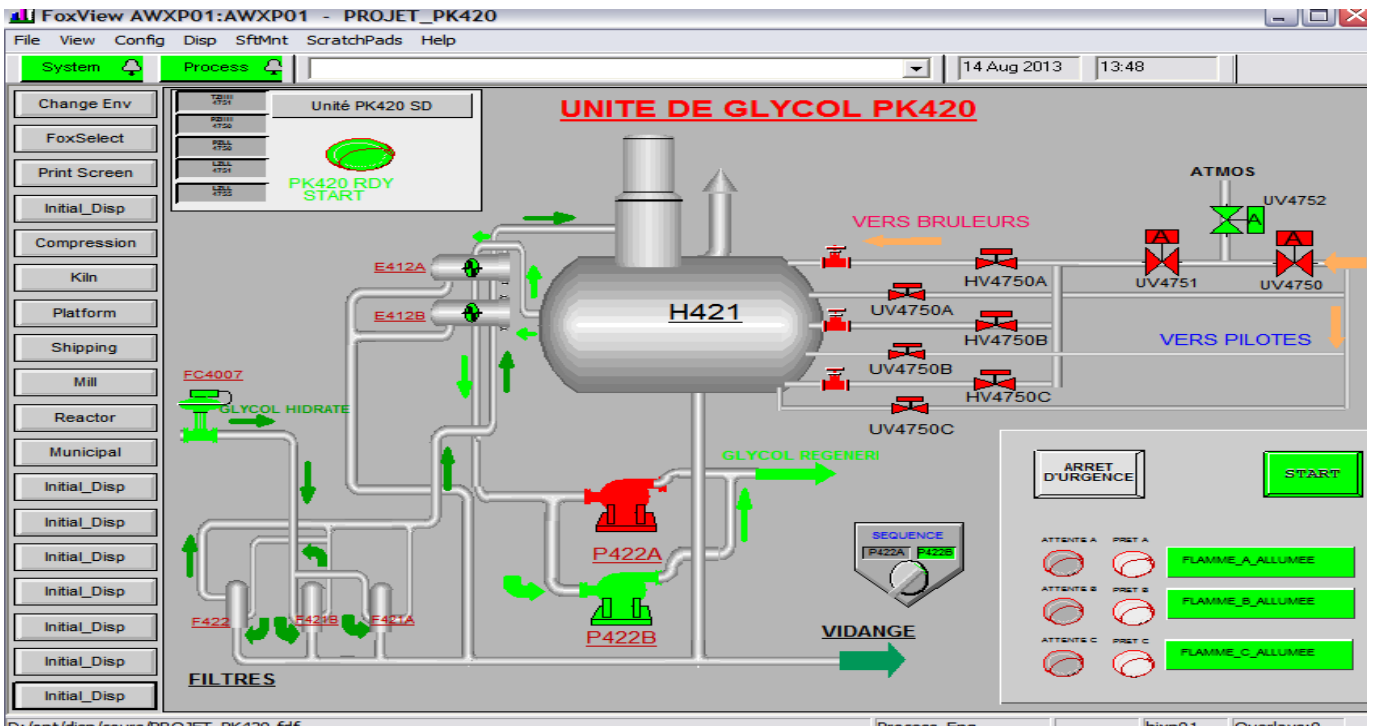


Figure 5.5 : Unité Mise en Marche.

La figure 5.6 montre que l'unité fonctionne avec deux pilotes seulement mais avec un rendement qui diminue.

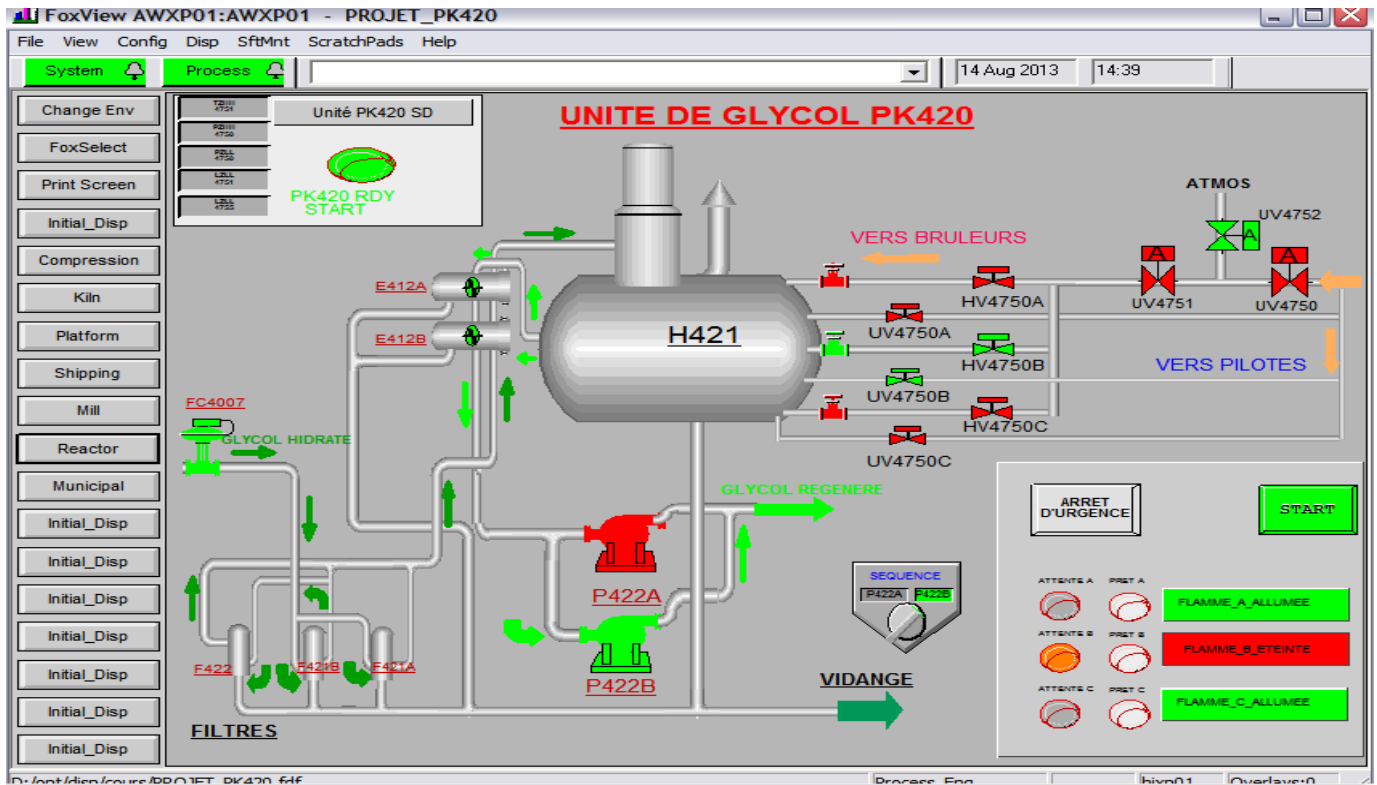


Figure 5.6 : l'Unité Mise en Marche avec Deux Pilotes.

## 6. Résultats dans FOX SELECT :

Figure 5.7 : Blocs à l'état initial.

Les figures 5.8, 5.9 et 5.10 montrent l'état des blocs quand l'unité est mise en marche.

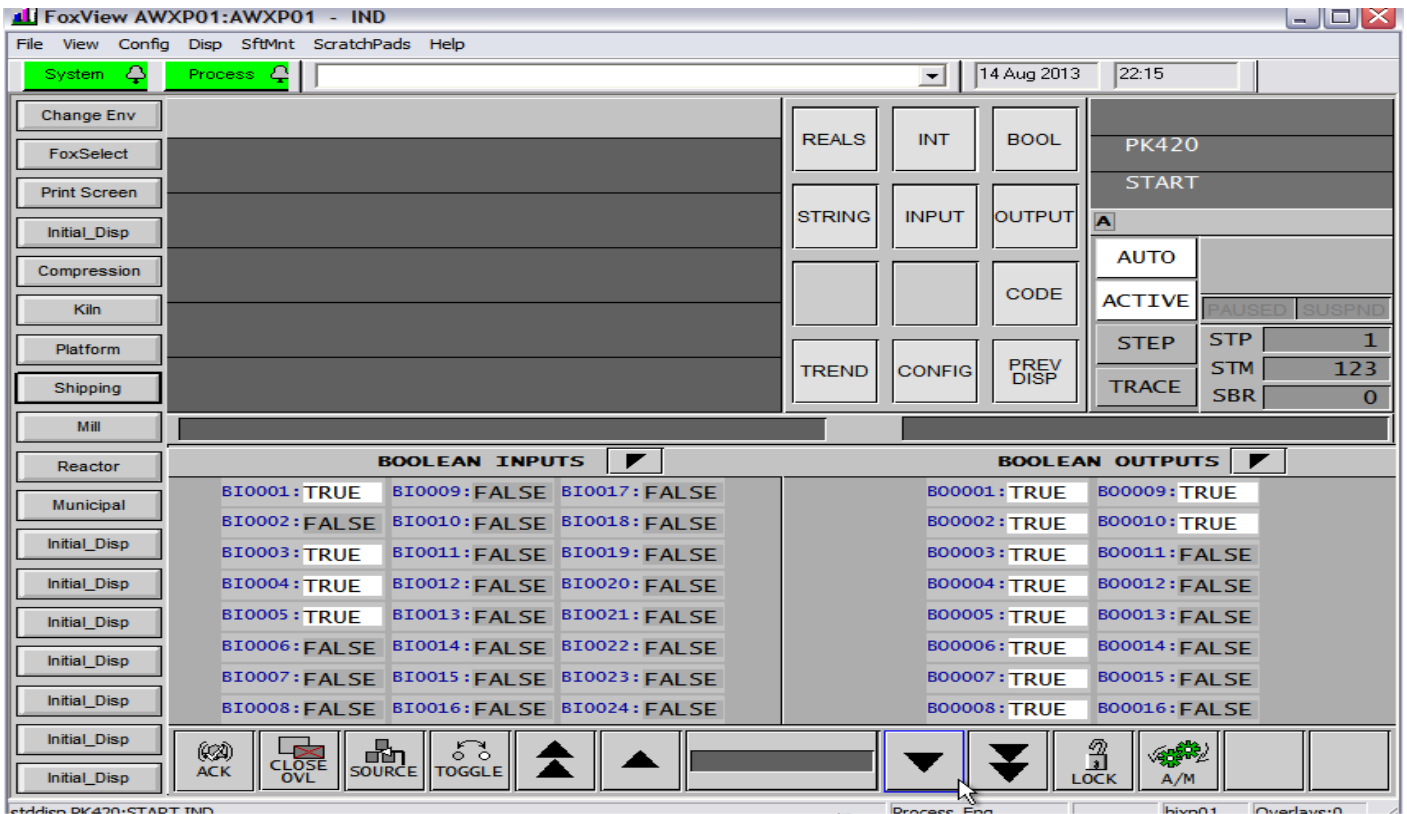


Figure 5.8 : Bloc START.

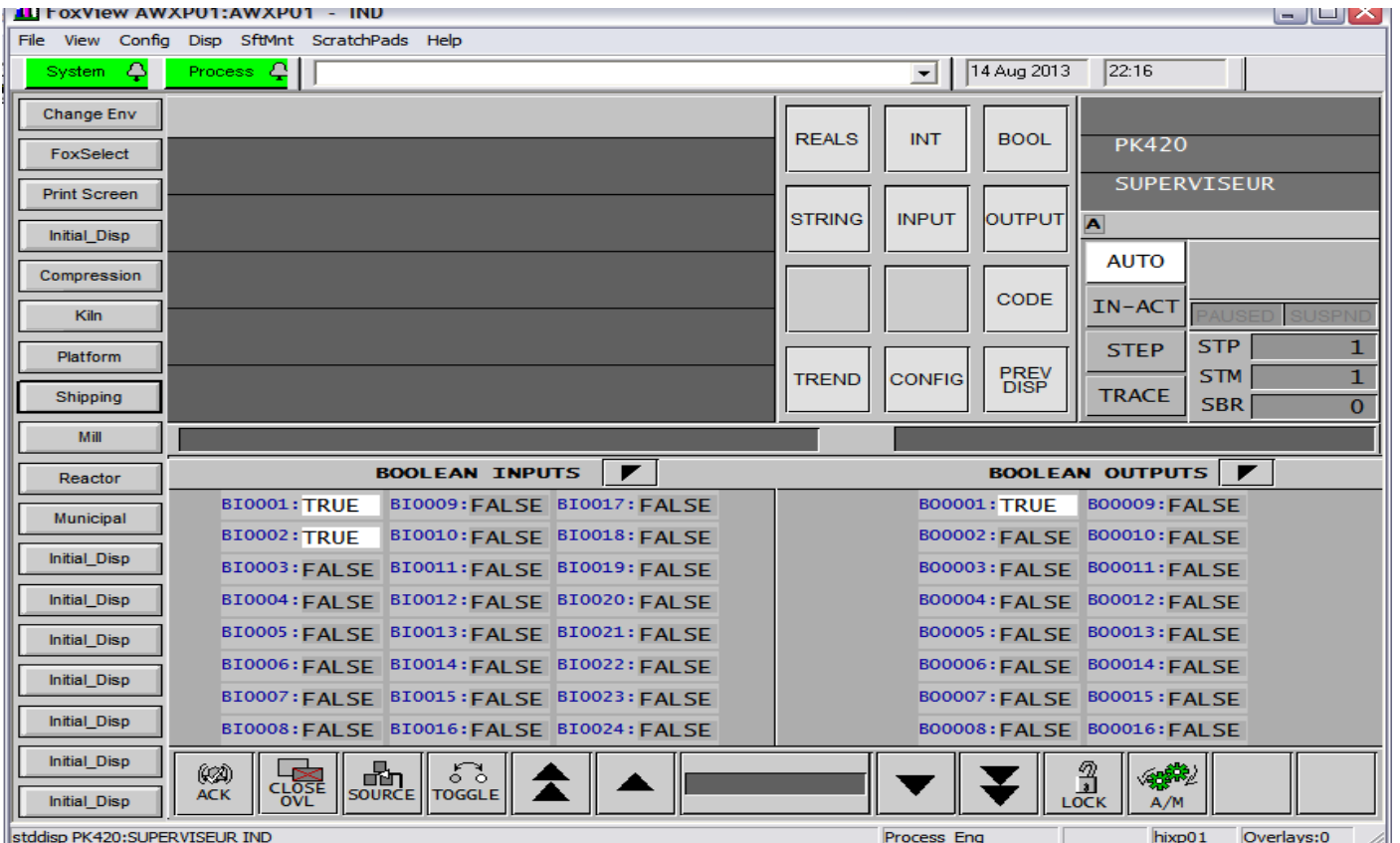


Figure 5.9 : Bloc SUPERVISEUR.

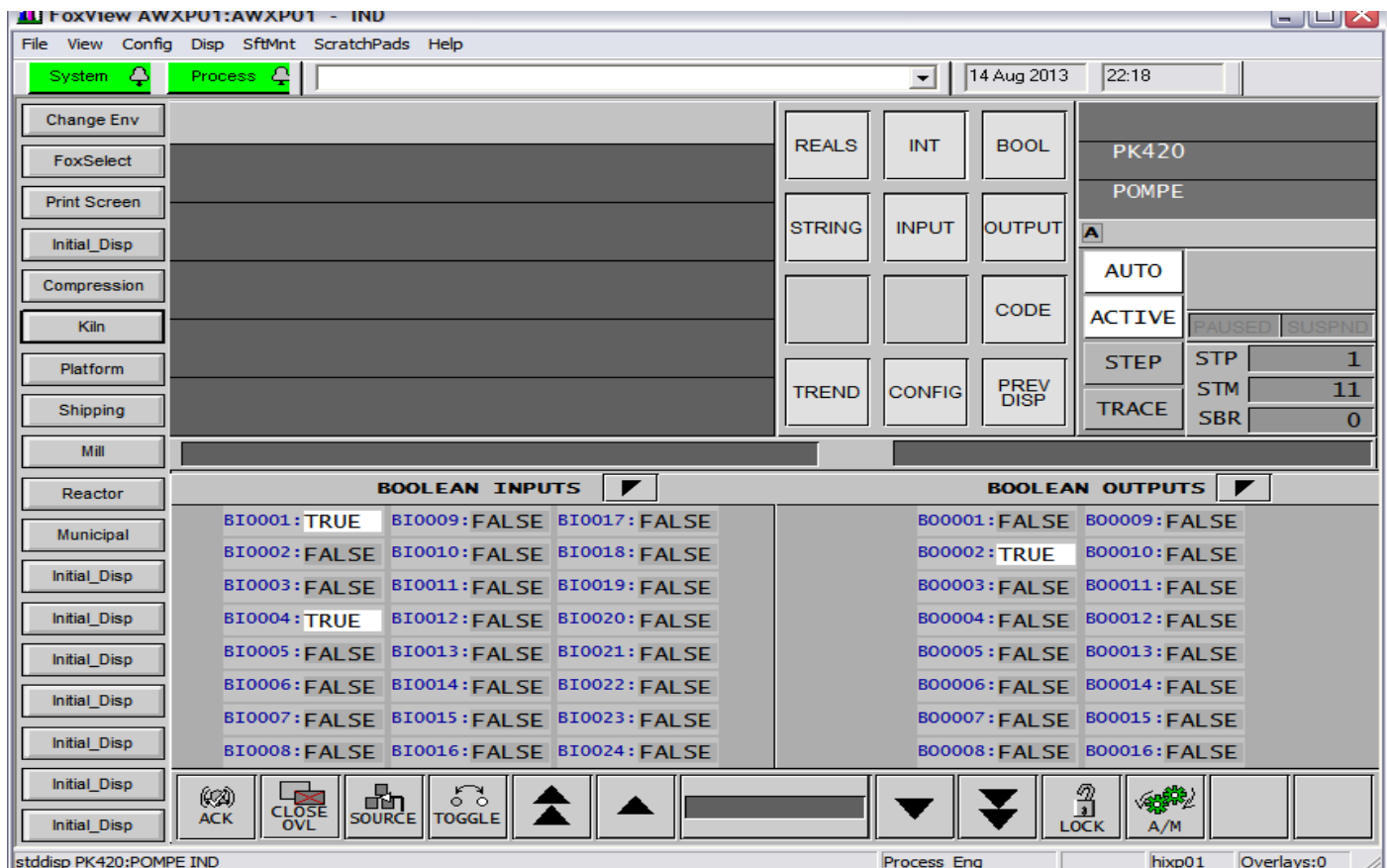


Figure 5.10 : Bloc POMPE.

## 7. Conclusion :

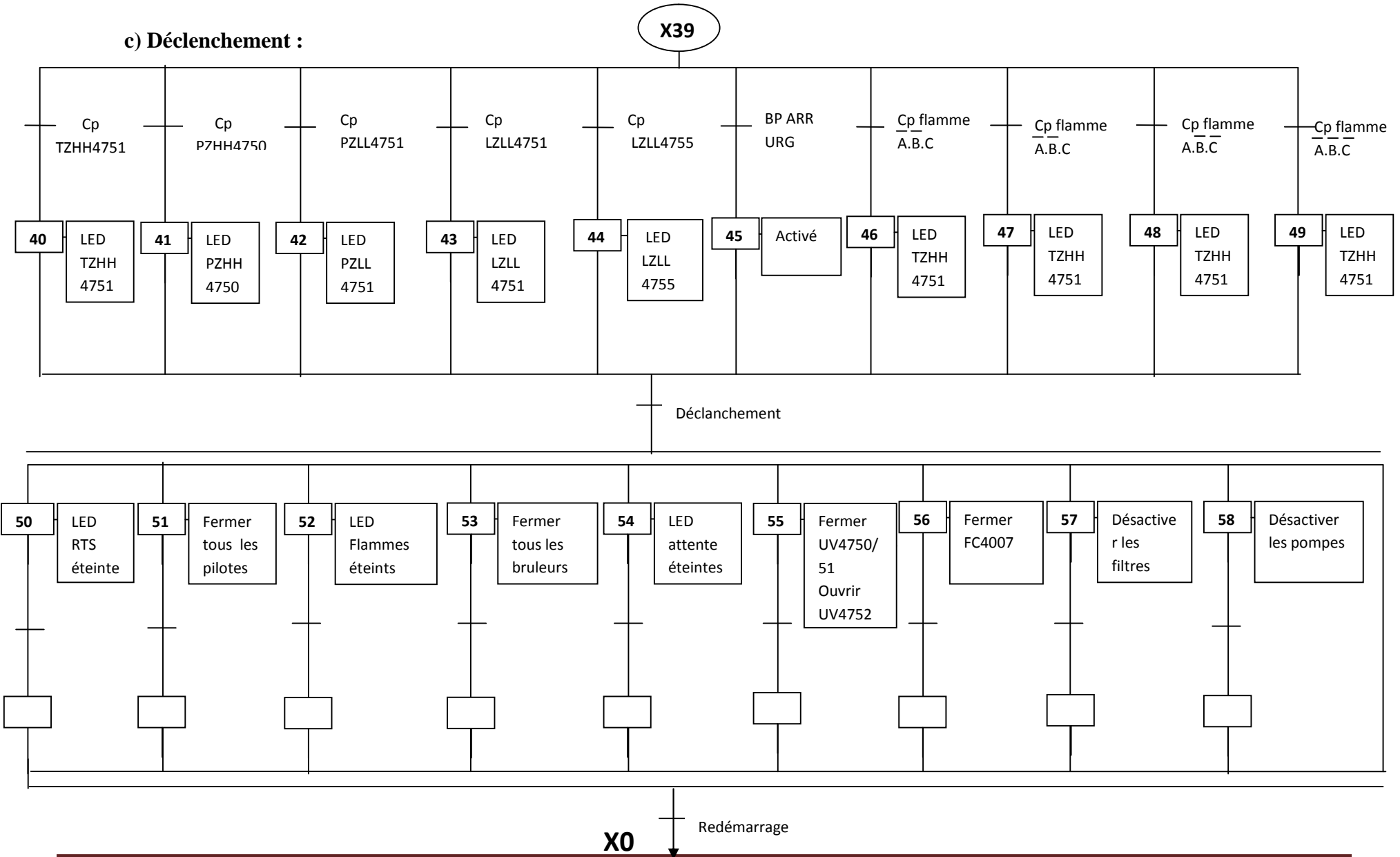
L'analyse détaillée du système de commande actuel a permis de proposer une nouvelle solution de supervision. Celle-ci, illustre l'importance de la supervision des procédés industriels et les outils nécessaires pour la réaliser. L'élaboration des vues permet la visualisation et le contrôle direct de l'unité par l'opérateur en temps réels.

Après la simulation, on peut conclure ce qui suit :

- Un contrôle total du fonctionnement du procédé peut être ressenti ;
- Un historique important peut être obtenu à partir du DCS ;
- L'erreur humaine devient un événement rare (grâce à des actions du DCS et aux alarmes).

## Simulation de la Séquence de l'Unité PK420 sous DCS

### c) Déclenchement :



# Conclusion Générale

## Conclusion générale :

Ce mémoire est un compte rendu du travail que nous avons effectué lors de notre projet de fin d'études. Le sujet qui nous a été proposé au cours de notre stage de mise en situation professionnel portait sur la modification du système de commande de l'unité glycol faisant partie d'une unité de traitement de gaz naturel à SONATRACH, Hassi R'mel.

Pour mener à bien notre tâche, nous avons effectué deux actions complémentaires, visant l'amélioration du fonctionnement de l'unité de régénération glycol PK\_420 de la division de production de SONATRACH à Hassi R'mel.

La première étape a consisté en l'étude de la commande qui, initialement, se faisait manuellement et posait par conséquent des problèmes de fonctionnement dus, d'une part à une vétusté des appareils et du manque de pièces de rechange impliquant des difficultés dans la maintenance et, d'autre part, au fait même de l'aspect manuel de la commande.

La deuxième étape de notre travail a porté sur l'automatisation du démarrage et de l'arrêt d'urgence de l'unité glycol PK\_420. Pour ce faire, un nouveau système de contrôle plus fiable et plus sûr, appelé DCS acronyme de *Système de Contrôle Distribué*, a été choisi. Ce choix est lié principalement au fait qu'il présente un large succès dont les systèmes de niveau de sécurité exigé très élevé comme dans les installations de raffinage, de traitement de gaz, les installations nucléaires,...etc.

Dans cette application, différents synoptiques ont été créés pour informer à tout instant l'opérateur des états de l'installation, de leurs changements ainsi que des anomalies qui pourraient survenir.

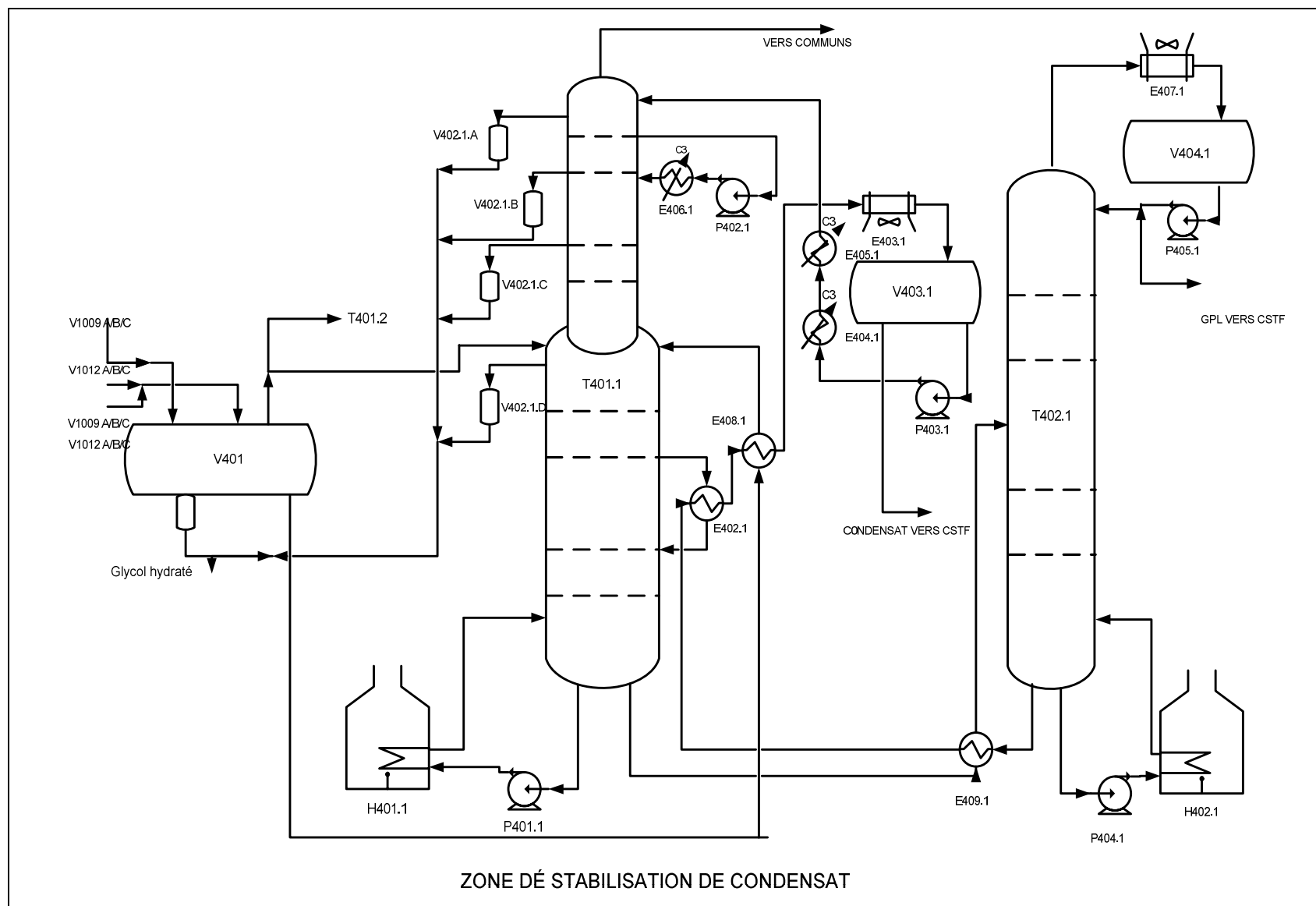
Le DCS de FOXBORO (I/A séries) joue un rôle primordial dans le contrôle, la commande et la régulation d'une chaîne de production entière.

Grâce aux logiciels de configuration (FoxDraw, FoxView et ICC), il a été étudié les différentes étapes d'élaboration d'un projet software et hardware et l'établissement d'une commande à base du DCS FOXBORO type I/A séries.

Les résultats de simulation obtenus sont conformes aux objectifs fixés et l'automatisation du démarrage et de l'arrêt d'urgence de l'unité de régénération glycol PK\_420 est réalisée d'une façon effective.

*Annexes*





# ***Bibliographie***

- [1] Fichier de présentation du champ de Hassi R'mel, 2003.A.
- [2] Manuel exploitation de procédé (MPP0), 1986.
- [3] Manuel de l'unité du MPP0, 1986.
- [4] T.BOUDELAA :« Introduction aux Système de Contrôle Distribués », SONATRACH HASSI R'MEL.
- [5] R.SABKI : « Présentation générale DCS et SCADA ». Division production Rhoude Nouss.
- [6] M.OULHADJ : « Système de contrôle Distribué DCS », rapport de training.
- [7] Documentation de la SONATRACH : « System Définition: A step by procédure », Centre de formation Foxboro France.
- [8] Documentation de la SONATRACH: « Integrated Control Configuration », Centre de formation Foxboro France.
- [9] Documentation de la SONATRACH: « Display Engineering for Fox View. Software and Display Manager Software », Centre de formation Foxboro France.
- [10] Documentation de la SONATRACH: «High Level Batch Langage (HLBL). User's guide »Centre de Formation Foxboro France.
- [11] Documentation de la SONATRACH: « Fox Draw Software », Centre de formation Foxboro France.
- [12] Documentation FOXBORO sur les systèmes DCS.
- [13] Documentation de la SONATRACH sur la PK420 est instrumentation.
- [14] Publication de l'Institut Français du Pétrole par J.LE NOGUES, étude des unités de glycol pétrolières et pétrochimiques, 1961.