

Université Kasdi Merbah - Ouargla
Faculté des Nouvelles Technologies de l'Information et
de la Communication

Département D'Electronique et des Télécommunications



Mémoire

MASTER PROFESSIONNEL

Domaine : Sciences et Technologies

Filière : Electronique

Spécialité : Instrumentations et Systèmes



Présenté par :

Mansouri Mohammed Khemissi

Slimani Redouane

Thème :

**Modernisation du système SCADA pour la
supervision et le contrôle des puits de gaz**

Soutenu le : 23/06/2024

Devant le jury :

M.Benhellal Belkhir	Dr	Président	UKM Ouargla
M.Smahi Mokhtar	Dr	Encadreur	UKM Ouargla
M.Hamza Azzedine	Dr	Examineur	UKM Ouargla

Année universitaire 2023 / 2024

Remerciements

Nous remercions **ALLAH** le tout puissant de nous avoir donné la force, la santé, le Courage, et la patience pour réaliser ce modeste travail sans lequel nous n'aurions pas pu progresser.

Nous tenons à remercier chaleureusement notre encadreur **Dr. Smahi Mokhtar** maitre de conférences au département d'électronique et des télécommunications, pour ses efforts, ses conseils et ses idées, son soutien constant et sa disponibilité.

Nos remerciements vont aussi au président de jury **Dr. Belkhir Benhellal** et **Dr. Hamza Azzedine** pour avoir accepté d'examiner et de juger ce modeste travail.

Pour son aide constant, ses conseils judicieux, et pour ses précieuses remarques.

Nous souhaitons adresser nos remerciements aux personnes qui nous ont apporté leurs aides, spécialement à Monsieur **Bouzbid Samir**.

Nos remerciements sont adressés également aux enseignants de notre département d'électronique et des télécommunications pour leurs contributions à notre formation. Enfin, nous remercions nos familles, nos amies et tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

Sommaires

Introduction Générale	1
1. Procédé et instrumentation	3
1.1 Introduction :.....	3
1.2 Situation Géographique :	3
1.3 Description de procédé :.....	4
1.3.1 Installations de réception du gaz brut (Slug-Catcher) :	4
1.3.2 Boosting:	5
1.3.3 Traitement du gaz :	6
1.4 Différentes phases des puits :	6
1.5 Instrumentation et équipements des puits :.....	7
1) Définition :.....	7
2) Les éléments d'un puits producteur :.....	8
3) Les vannes de sécurité :.....	8
• La vanne TRSCSSV (Tubing Retrievable Controlled Subsurface Safety Valve):	8
4) Inhibiteur de corrosion :.....	11
5) Système d'alimentation (Panneaux solaires et batteries) :.....	12
6) Pilotes :.....	12
7) Wellhead control panel (WHCP):	12
• Définition :.....	12
• Le rôle de WHCP :.....	13
• La partie hydraulique :.....	13
• Les pompes hydrauliques :.....	15
• Pompe manuelle :.....	15
• Accumulateurs :.....	15
• Régulateur de pression :.....	16
• Boutons poussoirs hydrauliques :	17
8) La partie électrique :.....	17
• Les transmetteurs :.....	18
9) Autres instruments :.....	19
Conclusion :	21
2 Système de commande de puits	22
2.1 Introduction :.....	22
2.2 Qu'est-ce qu'un DCS :	22

2.3	Les éléments d'un DCS :	22
2.4	Système EPKS du site TG :	23
2.5	Le système SCADA :	23
1)	Les éléments du SCADA :	23
2)	Unité de télémetrie à distance (RTU) :	23
3)	Unité terminale principale (MTU) :	24
2.6	Réseaux de communication :	24
2.7	Le système de contrôle de puits :	26
2.7.1	Serck Controls eNet :	26
2.7.2	Le software « RTU Configurator » :	28
2.7.3	Le software « ISaGRAF » :	28
2.8	Safety Manager :	29
2.8.1	Principaux composants du Safety Manager :	29
2.8.2	Safety Manager des puits :	30
2.9	Problématique :	30
2.9	Conclusion :	31
3	Simulation et supervision :	32
3.1	Introduction :	32
3.2	Définition de l'automate programmable :	32
3.2.1	Structure interne d'un API :	32
3.2.2	Critères de choix d'un automate programmable industriel :	33
3.2.3	Présentation de l'automate S7-1200 :	33
	• Conception et Flexibilité :	34
	• Interface de Communication :	34
	• Capacités de Contrôle et Programmation :	34
	• Modules d'Entrées/Sorties :	34
I.	Etude technique :	35
II.	Programmation :	36
	Logiciel de programmation :	36
III.	Simulation :	41
3.3.	Conclusion :	43
	Conclusion générale	44
	Bibliographies	32

Liste des figures

Figure 1-1 : Situation Géographique de champ Tiguentourine.....	3
Figure 1-2: Manifold.	4
Figure 1-3: Slug Catcher.	5
Figure 1-4: Installation Boosting.....	5
Figure 1-5 Arbre de Noël -Christmas Tree.	8
Figure 1-6 La vanne de sécurité TRSCSSV.....	9
Figure 1-8 la SDV-A commande à gaz.	10
Figure 1-7 SDV-A à commande hydraulique.	10
Figure 1-9 la choke valve.	10
Figure 1-10: La vanne SDV-B.	11
Figure 1-11: Inhibiteur de corrosion	11
Figure 1-12: Panneaux solaires et batteries.....	12
Figure 1-13: pilotes PSL et PSH.	12
Figure 1-14: panneau de commande WCP.....	13
Figure 1-15: Composition interne de WHCP Hydraulique.....	14
Table 1: Composition interne de WHCP Hydraulique.....	14
Figure 1-16: pompe hydraulique.	15
Figure 1-17: pompe manuelle.	15
Figure 1-18: Accumulateur de pression.	16
Figure 1-19: Régulateur de pression.	16
Figure 1-20: Bouton poussoir.....	17
Figure 1-21: Panneau électrique du WHCP.	17
Figure 1-22 : transmetteur de pression.	18
Figure 1-23: transmetteur de temperature.	18
Figure 1-24: : transmetteur de débit.	19
Figure 1-25: Manomètre de pression.	19
Figure 1-26: soupape de sécurité.....	19
Figure 1-27: électrovanne.....	20
Figure 1-28: Détecteur de gaz infrarouge.	20
Figure 2-1: architecture de communication MTU –RTU serck.	25
Figure 2-2: architecture de communication MTU –RTU saftey manager.	26
Figure 2-3: L'unité terminale distance RTU.	26

Figure 2-4:Le Controller Serck eNet.....	27
Figure 2-5: L'interface de la RTU Config.....	28
Figure 2-6: L'interface d'ISaGRAF.....	29
Figure 2-7: Configuration matériel de SM de puits.	30
Figure 3-1: l'automate S7 1200.....	33
Figure 3-2: La vue de Tia portal.....	37
Figure 3-3: La vue de projet.....	37
Figure 3-4: La configuration matérielle.	38
Figure 3-5: tables des variables API.	39
Figure 3-6: Main OB1.....	40
Figure 3-7: Block de fonction du pompe d'injection.	40
Figure 3-8: démarrer le programme de simulation.....	41
Figure 3-9: detection des erreurs de simulation.	41
Figure 3-10:Vue de HMI.....	42
Figure 3-11:Vue de HMI.....	42

Liste des tableaux

Table 1: Composition interne de WHCP Hydraulique.....	14
Table 2: connecteurs de Serck control eNet	27

Liste des abréviations

TG	Tiguentourine
API	Automate Programmable industriel
SIMATIC	Siemens Automation
S7	STEP 7(logiciel de programmation pour les automates SIEMENS)
TIA	Totally Integrated Automation
CPU	Central Processing Unit
HMI	Human Machine Interface
DCS	Distributed Control System
PLC	Programmable Logic Controller
WHCP	Well head control panel
RTU	Remote terminal unit
TRSCSSV	Tubing Retrievable Controlled Subsurface Safety Valve
ESD	Emergency shutdown
SDV	Shut Down Valve
PSH	Pressure switch high
PSL	Pressure switch low
PT	Pressure transmitter
PI	Pressure Indicator
PSV	Pressure Safety Valve
PS	Pressure Switch
SV	Solenoid Valve
IR	Infrared
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
MTU	Master terminal unit
CMS	Control and Monitoring System
EPKS	Experian process knowledge solution
F&G	Fire and gas
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
CCTV	Closed Circuit Television
FTE	Fault tolerant Ethernet
FO	Fiber optic
SM	Safety manager
UHF	Ultra High Frequency
DNP	Distributed Network Protocol

CPF	Center Production Facility
HPS	Honeywell Process Solution
SIF	Safety Instrument Function
QMR	Quadruple Modular Redundant
SIS	Safety Instrumented System
QPP	Quad Processor Pack
PSU	Power Supply Unit
FBD	Fonction block diagramme
E/S	Modules d'entrée/sortie
TOR	Tout Ou Rien
PM	Processor Manager
SCL	Langage structuré
FBD	Function Block Diagram
OB	Organziation block

Introduction Générale

Le gaz naturel joue un rôle crucial dans l'approvisionnement énergétique mondial en raison de ses propriétés de combustion plus propre par rapport aux autres combustibles fossiles comme le charbon et le pétrole. Avec la montée des préoccupations environnementales et la pression pour réduire les émissions de carbone, la demande mondiale de gaz naturel continue de croître, ce qui en fait une énergie stratégique pour la transition énergétique.

L'Algérie est un acteur majeur dans ce domaine grâce à ses vastes réserves de gaz naturel. Classée parmi les principaux exportateurs de gaz au niveau international, l'Algérie dispose d'infrastructures robustes pour l'extraction, le traitement et la distribution de gaz naturel. Son emplacement géographique stratégique, à la croisée des chemins entre l'Europe et l'Afrique, renforce encore son rôle central dans l'approvisionnement énergétique de plusieurs régions du monde.

Sonatrach, la compagnie nationale des hydrocarbures en Algérie, est le pilier de l'industrie pétrolière et gazière du pays. Fondée en 1963, Sonatrach est responsable de la gestion des ressources en pétrole et en gaz de l'Algérie, depuis l'exploration et la production jusqu'à la commercialisation et l'exportation. La société joue un rôle crucial dans l'économie algérienne et l'équilibre énergétique mondial, tout en étant pionnière dans l'adoption de nouvelles technologies pour optimiser l'extraction et la production d'hydrocarbures.

Le gisement de Tiguentourine, situé dans le sud-est de l'Algérie, est l'un des plus grands champs gaziers du pays. Découvert dans les années 1990 et exploité par un partenariat entre Sonatrach, BP, et Statoil, ce gisement représente une source importante de production de gaz naturel, contribuant significativement aux exportations algériennes. Il est équipé de technologies avancées pour maximiser la récupération de gaz et minimiser l'impact environnemental, illustrant les efforts continus de l'Algérie pour moderniser son industrie gazière.

L'automatisation des puits de production de gaz, notamment à travers l'utilisation de systèmes SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), est essentielle pour optimiser l'efficacité et la sécurité des opérations. SCADA permet la surveillance et le contrôle à distance des processus industriels, facilitant la gestion en temps réel des installations de production de gaz. Grâce à ces systèmes, les opérateurs peuvent détecter et réagir rapidement aux anomalies, réduire les temps d'arrêt et améliorer la performance globale des gisements de gaz, comme celui de Tiguentourine.

Dans le cadre de notre projet, nous visons à améliorer les solutions d'automatisation existantes des puits de gaz à Tiguentourine en installant une API (Automate Programmable Industriel) Siemens. Cette mise à jour permettra de moderniser les infrastructures de contrôle et de surveillance, offrant une meilleure fiabilité et une flexibilité accrue. En intégrant des API Siemens, nous pourrions optimiser les processus de production, réduire les coûts opérationnels et améliorer la sécurité des opérations. Notre projet s'inscrit dans la continuité des efforts de modernisation technologique de Sonatrach, garantissant ainsi une exploitation plus efficace et durable des ressources gazières du pays.

Afin d'organiser notre mémoire, nous avons suivi l'approche suivante : Le premier chapitre de ce document se base sur la présentation des puits en mettant en avant instrumentation et équipements des puits, ce chapitre offre une vue d'ensemble partielle de TIGUENTOURINE, de son processus de production, de ses composants WHCP et de son processus optimisé pour répondre aux exigences et aux objectifs de l'entreprise.

Dans le deuxième chapitre de ce document, nous avons basé sur le système de contrôle de puit (RTU) et logiciel associé.

Dans le troisième chapitre de ce document, nous avons étudié le fonctionnement de l'automate programmable (S7 1200) en mettant particulièrement l'accent sur la simulation avec logiciel TIA portal et la supervision de ces dispositifs essentiels dans le puit.

Chapitre 1

Procédée et Instrumentation

1. Procédé et instrumentation

1.1 Introduction :

SONATRACH est la compagnie algérienne de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de transformation et de commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés. Elle intervient également dans d'autres secteurs tels que la génération électrique, les énergies nouvelles et renouvelables et le dessalement d'eau de mer.

Depuis 1998 SONATRACH /BP/ STATOIL ont signé un contrat de 25 ans pour l'objectif d'exploitation des richesses hydrocarbures, canalisation transport. Tiguentourine est une organisation pétrolière ayant le but d'organiser, structurer, délimiter, agencer, ont vue d'atteindre un ensemble d'objectifs partagés par l'ensemble de ses membres.

Equinor, puis Statoil, sont entrées en Algérie en 2003 suite au rachat de 50% des parts de BP dans le champ de gaz à condensats d'Amenas et de 49% des parts de BP dans le champ de gaz sec de Salah. Ces deux accords ont été ratifiés par les autorités algériennes en 2004 ENI a acquis la participation de BP dans ces deux licences en 2023 [01].

1.2 Situation Géographique :

Le champ de Tiguentourine est situé dans la partie Sud du bassin d'Illizi, à environ 1300 Km au sud-est d'Alger et 850 Km au Sud de la ville de Hassi Messaoud et à 40 Km au Sud-Ouest de la ville d'In Amenas.

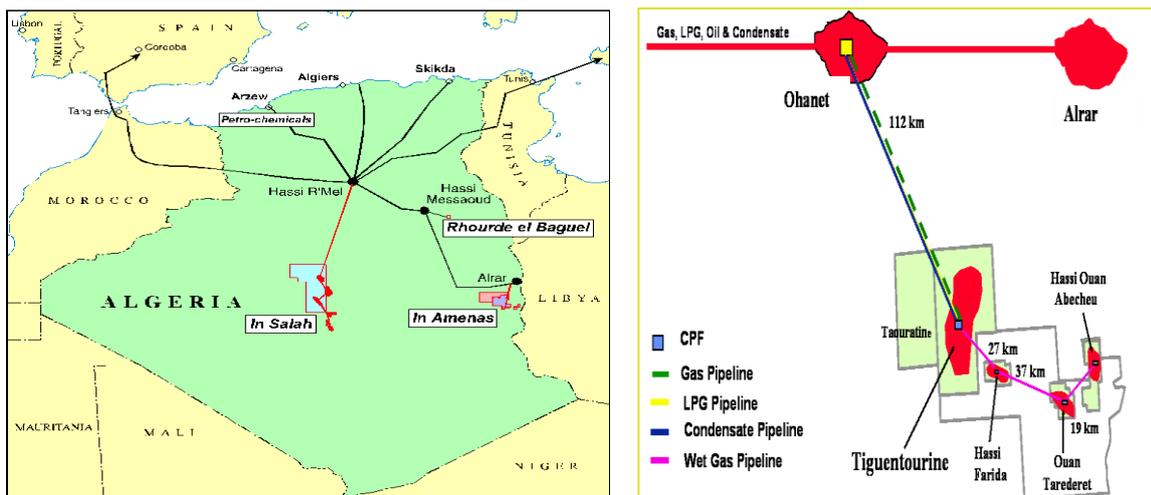


Figure 1-1 : Situation Géographique de champ Tiguentourine.

1.3 Description de procédé :

Un système de collecte recueille les fluides provenant des puits de production et les transporte vers la centrale de traitement (CPF), l'entrée du CPF les fluides sont reçus par le Slug Catcher et subissent une première séparation du gaz et liquides.

Le gaz est passé par le système de compression (Boosting) puis envoyé vers trois trains (identiques) de traitement, où il est traité pour produire du gaz exploitable.

Les phases liquides sont séparées afin d'extraire du GPL et du condensat stabilisé. Les produits sont livrés via des pipelines d'exportation. Des turbocompresseurs pour le gaz résiduel et des pompes 5.5 kV pour le GPL et condensât [2].

1.3.1 Installations de réception du gaz brut (Slug-Catcher) :

Le système de collecte de production est composé d'un réseau de ligne de collecte (Flow Line) individuelle connectées via les collecteurs du champ (Manifolds) aux quatre conduites principales (Trunk Lines), qui livrent les fluides produits aux installations de réception au CPF [2].



Figure 1-2: Manifold.

La production des quatre conduites principales s'écoule dans le collecteur d'entrée 42", qui transporte les fluides au Slug-Catcher.



Figure 1-3: Slug Catcher.

L'objectif du collecteur d'entrée et du Slug-Catcher est de :

- Recevoir les fluides du système de collecte de production ;
- Séparation primaire des fluides produits en phases gazeuse, liquide d'hydrocarbure et d'eau ;
- Fournir un volume augmenté, une charge de liquide pour le condensât et l'eau produite provenant du système de collecte ;
- Fournir une alimentation stable en gaz et en condensât pour les trains de traitement ;
- Fournir une source tertiaire en gaz combustible pour le système fuel gaz [2].

1.3.2 Boosting:

L'installation compression de gaz d'entrée permet de faire fonctionner le système de collecte sous une pression plus faible, donc augmenter la récupération des réserves en gaz du gisement [2].

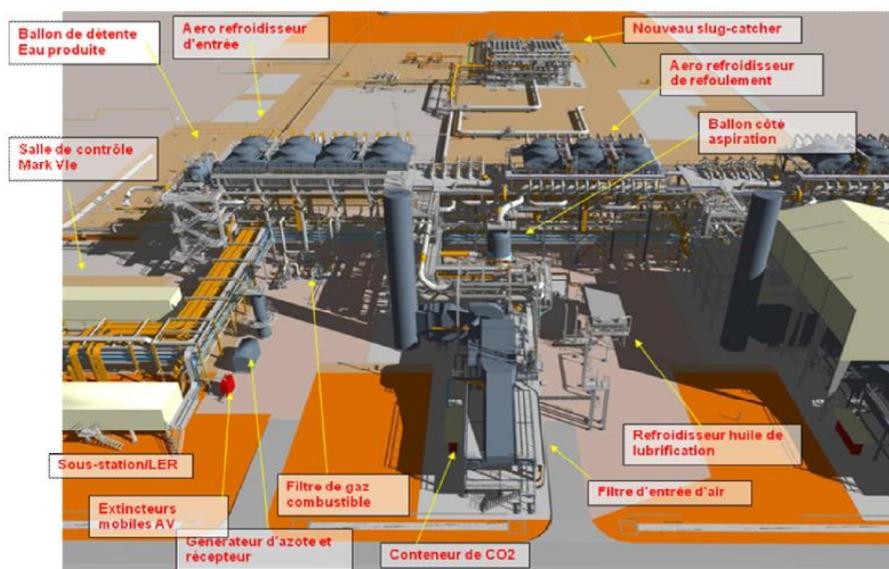


Figure 1-4: Installation Boosting.

1.3.3 Traitement du gaz :

Le système de traitement du gaz est composé de trois trains identiques, elles reçoivent le gaz des compresseurs (Boosting), le gaz récupéré du système de condensât par les compresseurs de récupération de vapeur, le gaz de régénération de la boucle de régénération des déshydrateurs et le gaz recyclé provenant des compresseurs de gaz export. Le gaz traité alimente le système de compression du gaz résiduel tandis que les liquides récupérés sont livrés au séparateur de produit dans le système de traitement des liquides ;

L'objectif du système de traitement est principalement de :

- Fournir un refroidissement initial et une séparation des liquides du gaz humide provenant des compresseurs Boosting ;
- Eliminer le H₂S, le mercure Hg et le CO₂ du gaz afin de se conformer à la spécification du gaz export ;
- Enlever l'éthane et les composants légers par le fractionnement ;
- Récupérer les composants liquides (propane et les lourds C₃+) du gaz par refroidissement pour produire un mélange de GPL et du condensât stable ;
- Réduire les exigences de refroidissement et d'échauffement pour les équipements en aval, en récupérant le chaud et froid des fluides circulant [2].

1.4 Différentes phases des puits :

Le forage, la construction et la mise en service des puits au champ de Tiguentourine sont effectués en quatre (04) phases. Ces phases sont relatives aux étapes de développement du site et à la conception de chaque puits.

- **Phase une (01) :**

Les puits de cette phase sont commandés en gaz instrument, le WHCP est associé avec une unité de séchage visant la déshydratation du gaz avant son utilisation comme gaz d'instrumentation. Le panneau de commande de la TRSCSSV est séparé du panneau de commande de la tête de puits. Le premier fournit une pression hydraulique générée par une pompe fonctionnant en gaz instrument et la deuxième commande les vannes de la tête de puits par gaz instrument. La RTU est de marque Serck Control, communique avec la MTU à travers les ondes radio.

- **Phase deux (02) :**

La commande de toutes les vannes dans cette phase est hydraulique. Le WHCP fournit la pression nécessaire pour le fonctionnement de l'ensemble des vannes à l'aide de deux pompes électriques (24 Vdc), à l'exception de la vanne de linge (Bravo) qui a un panneau de contrôle indépendant du WHCP. La RTU est de marque Serck Control, communique avec la MTU à travers les ondes radio et/ou en fibre optique.

- **Phase trois (03) :**

Les puits de cette phase sont identiques aux puits de la phase deux (02), sauf une légère différence dans le panneau solaire.

- **Phase quatre (04) :**

Le panneau solaire, le système d'injection d'inhibiteur de corrosion, le WHCP et la RTU sont installés sur une seule plateforme. La commande de l'ensemble des vannes est hydraulique. Un détecteur de gaz est installé dans le but de détecter les fuites du gaz au niveau des pilotes. La RTU est de type Safety Manager (Honeywell), communique avec un Getway du même type à travers un anneau fibre optique.

1.5 Instrumentation et équipements des puits :

1) Définition :

Un puits sert à mettre en liaison le fond à la surface. Il permet, principalement, de ramener l'effluent (mélange d'hydrocarbures et d'eau) du gisement aux installations de surface dans lesquelles il sera traité ultérieurement pour répondre aux spécifications commerciales [03].

Cependant, le puits peut avoir plusieurs fonctions telles que :

- **Les puits producteurs :** ils véhiculent l'effluent du fond à la surface, puis il est transporté vers les centres de traitement par un réseau de conduites ;
- **Les puits injecteurs :** En effet, l'extraction des hydrocarbures cause une déplétion de gisement (chute en pression) ; il faudra alors réinjecter un autre effluent (eau, gaz) pour pouvoir conserver la pression du gisement ou de moins ralentir sa chute, afin de pouvoir récupérer un maximum d'hydrocarbures. Pour ce faire nous utiliserons des puits injecteurs ;
- **Les puits témoins :** Ces puits sont implantés en périphérie de certains réservoirs (Gaz ou pétrole) et servent à contrôler le niveau de pression du réservoir ainsi que son niveau aquifère. Leur technologie est sensiblement la même qu'un puits producteur ou injecteur [03].

2) Les éléments d'un puits producteur :

Un puits se décompose en deux sous-ensembles élémentaires, les équipements du fond et les équipements de surface. Par la suite nous allons définir que les équipements de commande (du fond et de surface).

◆ L'arbre de Noel (Christmas Tree) :

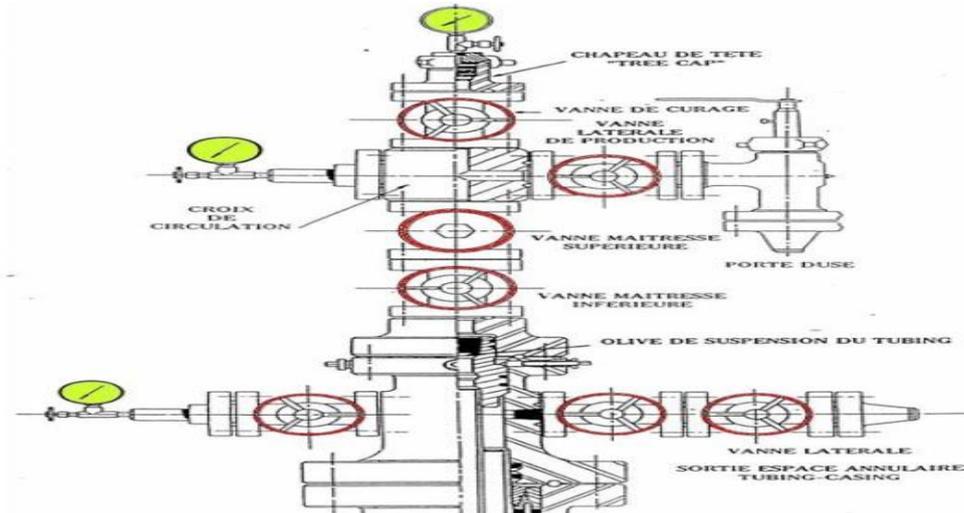


Figure 1-5 Arbre de Noël -Christmas Tree.

C'est l'équipement qui est utilisé pour contrôler le débit de l'effluent, elle se trouve au-dessus de la tête de puits et composée des éléments suivants :

- **Vannes maitresses (Inférieure et Supérieure) :** sont des vannes manuelles utilisées pour ouvrir le puits en exploitation ou le fermer quand il y d'autres vannes qui doivent être entretenues ou enlevées ;
- **Vanne de curage (Swap Valve) :** cette vanne se trouve en haut de l'arbre de Noel et permet un accès vertical à l'intérieur du puits ;
- **Vannes latérales de production (Wing Valve) :** sont utilisées pour ouvrir ou fermer l'écoulement de l'effluent du puits vers la production. La première est manuelle et l'autre est équipée d'un mécanisme de commande pneumatique ou hydraulique ;
- **La Duse (Choke Valve) :** Permet de contrôler le débit du puits et donc augmenter la pression différentielle de la ligne de production. Elle peut être manœuvrée localement ou à distance depuis la salle de contrôle ;

3) Les vannes de sécurité :

- La vanne **TRSCSSV** (Tubing Retrievable Controlled Subsurface Safety Valve): Est une vanne de sécurité sous-terrienne placée en dessous de la tête de puits à une

profondeur entre 60 et 80 m environ selon le gisement. Sa fonction principale est de fermer le puits en dessous de la surface d'une manière automatique et fiable en cas d'urgence ;

Elle est maintenue ouverte par une pression de commande hydraulique. Cette pression est assurée depuis le panneau de commande de la tête de puits (WHCP). Cette vanne est « Fail Close », cela signifie qu'en cas de problème sur l'alimentation en fluide hydraulique, la chemise remontera sous l'action d'un ressort (comprime lors de l'ouverture de la chemise) et que la vanne se fermera ;

Cette vanne ne doit jamais être utilisée pour la fermeture routinière du puits. Elle ne doit être fermée que pour des situations critiques ou d'urgence comme un ESD. Elle est également fermée pour l'essai d'étanchéités requis pour l'intégrité du puits [03].

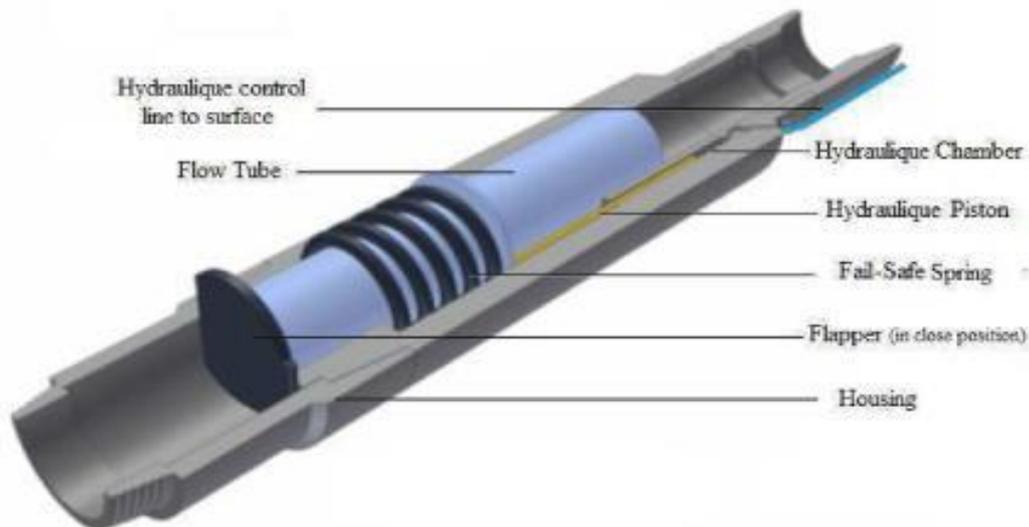


Figure 1-6 La vanne de sécurité TRSCSSV.

- **La SDV ALPHA :**

La vanne **SDV-A** (Wing Valve) : **Shut Down Valve Alpha** est installée juste après la vanne manuelle latérale de production. C'est une vanne de sécurité utilisée pour isoler l'écoulement du puits. Il s'agit d'une action totalement ouverte ou totalement fermée et ne doit pas être utilisée pour le contrôle de flux.



Figure 1-7 SDV-A à commande hydraulique.



Figure 1-8 la SDV-A commande à gaz.

- **La choke valve :**

Elle contient un volant manuel pour régler le débit manuellement et un positionneur de marque FICHER pour une commande automatique via la salle de contrôle.



Figure 1-7 la choke valve.

- **La vanne SDV-B (Shut Down Valve Bravo) :**

C'est une vanne à fermeture automatique, elle est installée après la vanne à Duse dans la ligne de production, elle présente la troisième barrière automatique après la TRSSSV et SDV A. C'est une vanne de contrôle à commande hydraulique à une pression de 200 bars avec la possibilité de la rendre manuelle.



Figure 1-8: La vanne SDV-B.

4) **Inhibiteur de corrosion :**

Dans chaque puits producteur de gaz, il existe un package pour l'injection d'inhibiteurs de corrosion : le point d'injection se trouve sur la tête de puit pour bien protéger toute l'installation contre la corrosion.

Il existe dans cette unité deux pompes (une pompe en service et l'autre en standby) et pour chaque pompe il y a un régulateur de débit, et il existe aussi un transmetteur de niveau pour surveiller le niveau de réservoir de produit chimique et un débit mètre pour contrôler le débit envoyer par la pompe vers le point d'injection et un PSH pour chaque pompe pour les protéger [04].



Inhibiteur de corrosion



point d'injection dans le tete de puits

Figure 1-9: Inhibiteur de corrosion .

5) Système d'alimentation (Panneaux solaires et batteries) :

Ce système est constitué par des panneaux solaires surélevés chargent les batteries utilisées pour alimenter le système de commande des postes de raccordement et de vanne de pipeline d'exportation.



Figure 1-10: Panneaux solaires et batteries.

6) Pilotes :

C'est un système de protection contre la haute pression et la basse pression de la ligne de production, il est installé après le transmetteur de pression de la ligne c'est-à-dire c'est une deuxième mesure de sécurité il nous donne un arrêt de puits lorsque la pression de la ligne est moins ou dépassée les seuils déterminés [04].



Figure 1-11: pilotes PSL et PSH.

7) Wellhead control panel (WHCP):

- **Définition :**

Le panneau de contrôle de tête de puits (WHCP) est un moyen de contrôle et de sécurité pour les puits producteurs de gaz. Le panneau de commande de la tête de puits (WHCP) est un

système d'arrêt d'urgence, il contrôle automatiquement toutes les vannes automatiques (vanne du fond, vanne latérale,), il peut réaliser non seulement l'arrêt d'urgence local mais aussi l'arrêt d'urgence à distance, il possède les performances comme la protection contre la haute et la basse pression ;

Ce système de contrôle est conformé aux exigences techniques du contrôle de la qualité et des standards de design et de fabrication, il a une performance fiable et facile à opérer, il peut élever la sécurité du chantier de puits, économiser le coût de travail et protéger les ressources pétrolières et gazières [04].



Figure 1-12: panneau de commande WCP.

- **Le rôle de WHCP :**

Chaque tête de puits possède son panneau local, qui facilite le démarrage de puits. Le panneau de contrôle locale de la tête de puits (WHCP) sert également à communiquer avec le DCS et à commander les différents équipements se trouvant à proximité de puits. Il fournit l'énergie nécessaire aux équipements afin de pouvoir les commander. Il assure également la protection de la tête de puits grâce à des transmetteurs installés en différents points. L'armoire possède sa propre logique de commande pour les équipements.

Les opérations normales se font à partir du WHCP en utilisant les commandes manuelles et l'instrumentation locale.

Toutes les commandes des vannes d'arrêt de surface et les états des équipements sont reliés au DCS par l'intermédiaire d'une remonte terminale unit (RTU).

- **La partie hydraulique :**

Elle est constituée d'un réservoir d'huile de 75 litres avec seuils de niveau bas et son détecteur de niveaux, des accumulateurs, deux pompes électriques, des filtres, des régulateurs

de pression, les distributeurs, soupapes hydrauliques pour les vannes et soupape hydrauliques pour la protection des pompes, des électrovannes, des vannes manuelles, des transmetteurs de pression PT, des manomètres PI, des relais, ... etc.

Le WHCP hydraulique fournit de l'huile hydraulique haute pression au système de commande de puits.

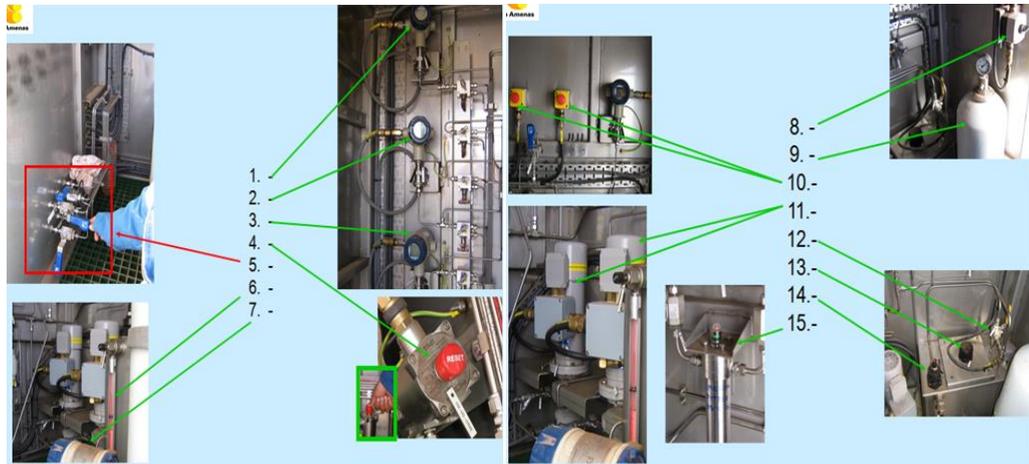


Figure 1-13: Composition interne de WHCP Hydraulique.

Composition interne de WHCP Hydraulique	
1	Transmetteur de pression.
2	Transmetteur de pression.
3	Transmetteur de pression pour TRSCSSV.
4	Botton poussoir.
5	Vannes d'isolement.
6	Réservoir d'huile hydraulique.
7	Transmetteur de niveau d'huile.
8	Interrupteur de lampe de la cabine du WHCP.
9	Accumulateur.
10	Boutons d'arrêt d'urgence des pompes hydrauliques, primaire (à gauche), secondaire (à droite).
11	Pompes électriques primaire / secondaire
12	Vanne à trois voies.
13	Bouchon de remplissage du réservoir d'huile hydraulique.
14	Filtre secondaire d'huile hydraulique.
15	Filtre principal d'huile hydraulique, indication, vert- bon état, rouge- colmaté.

Table 1: Composition interne de WHCP Hydraulique.

- **Les pompes hydrauliques :**

Les pompes sont des éléments fondamentaux qui assurent le transfert et la circulation des liquides dans de multiples secteurs. Elles jouent un rôle essentiel dans de nombreux processus et contribuent au bon fonctionnement de divers systèmes et infrastructure et assurer la pressurisation automatique des circuits du WHCP [05].



Figure 1-14: pompe hydraulique.

- **Pompe manuelle :**

Une pompe manuelle hydraulique est un dispositif qui utilise la force humaine pour actionner un système hydraulique. Elle est souvent utilisée dans des applications où une source d'énergie électrique n'est pas disponible et pour assurer la pressurisation manuelle des circuits du WHCP.



Figure 1-15: pompe manuelle.

- **Accumulateurs :**

Les accumulateurs sont des dispositifs utilisés dans les systèmes hydrauliques pour stocker de l'énergie sous forme de liquide hydraulique sous pression. Ils jouent un rôle crucial dans de nombreux systèmes hydrauliques en fournissant de l'énergie supplémentaire lorsque

cela est nécessaire et en absorbant les fluctuations de pression pour maintenir un fonctionnement stable.

En cas de fuite d'huile dans la ligne, cela entraîne une diminution de pression. L'accumulateur joue alors un rôle essentiel en détectant cette baisse de pression et en la compensant à l'aide d'une boule de gonflement d'azote. Son objectif principal est d'éviter la nécessité d'interventions de maintenance en assurant une compensation automatique de la pression.



Figure 1-16: Accumulateur de pression.

- **Régulateur de pression :**

Un régulateur de pression est un dispositif utilisé dans les systèmes hydrauliques pour contrôler et maintenir la pression du fluide hydraulique à un niveau prédéfini. Il s'agit d'un composant essentiel pour garantir le bon fonctionnement des équipements hydrauliques et la sécurité des opérations.



Figure 1-17: Régulateur de pression.

- **Boutons poussoirs hydrauliques :**

Les boutons poussoirs hydrauliques sont des dispositifs utilisés dans les systèmes hydrauliques pour activer ou désactiver des fonctions spécifiques. Agir sur l'ouverture/fermeture des vannes en pressurant ou dépressurant. Certains boutons poussoir ont une fonction « auto-maintien » avec une prise « pilote hydraulique » qui comprime le ressort en cas de pression.



Figure 1-18: Bouton poussoir.

8) **La partie électrique :**

Le WHCP contient une partie électrique comprenant :

- Un bloc d'alimentation.
- Une arrivée 24 volts.
- Isolateurs (switchers) électriques.
- Contrôleur de pression (la pression des pompes).
- Relais.



Figure 1-19: Panneau électrique du WHCP.

- **Les transmetteurs :**
 - **Transmetteur de pression :**

Les transmetteurs de pression sont utilisés dans une grande variété d'applications, telles que le contrôle de processus industriels, la surveillance des équipements hydrauliques et pneumatiques, la surveillance de la pression des liquides et pour fonction d'acquérir la pression et de transmettre les informations à l'automate programmable par l'intermédiaire de convertisseur analogique.



Figure 1-20 : transmetteur de pression.

- **Transmetteur de température :**

Un transmetteur de température est utilisé dans les processus industriels pour surveiller et contrôler avec précision les températures. Les capteurs de température génèrent des signaux électriques qui sont convertis en un signal de sortie normalisé par le transmetteur, généralement en un signal 4-20 mA ou 0-10 V. Cette conversion permet de transmettre les valeurs mesurées de manière très sûre et fiable, même sur de longues distances [6].



Figure 1-21: transmetteur de température.

➤ **Transmetteur de débit :**

Un transmetteur de débit est un dispositif utilisé dans les processus industriels pour mesurer le débit de liquides, de gaz ou de vapeur. Il convertit le débit en un signal électrique de la ligne de production a pour but d'acquérir le débit de gaz, Et de transmettre les informations à l'automate programmable RTU par l'intermédiaire de convertisseur analogique.



Figure 1-22: : transmetteur de débit.

9) **Autres instruments :**

➤ **PI ou les manomètres :** C'est un instrument d'indication de pression locale.

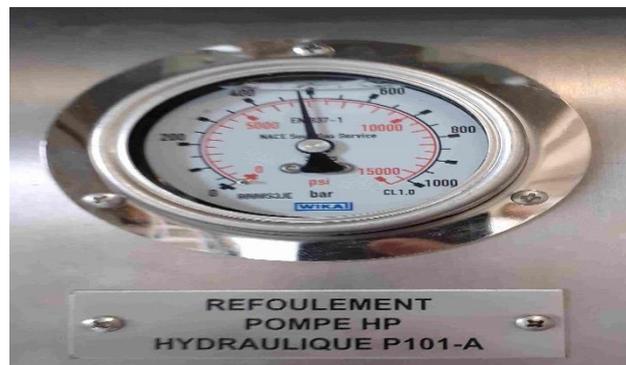


Figure 1-23: Manomètre de pression.

➤ **PSV (Pressure Safety Valve) :** c'est une soupape la dernière sécurité de surface qui crache à l'atmosphère pression tarage.



Figure 1-24: soupape de sécurité.

- **PS (Pressure switch) :** il existe deux modes de pressure Switch :
 - 1- **Pressure Switch hydraulique :** Est un dispositif qui détecte le déplacement d'une valeur de pression prédéterminé de la pression d'un fluide, l'information rendu est hydraulique.
 - 2- **Pressure Switch électrique (pressostat) :** Le même rôle avec le pressure switch hydraulique mais le signale de sortie c'est un signal électrique.
- **SV (Solénoïde Valve) :** Une électrovanne avec réarmement, alimentée par 24V elle est commandé par le RTU, par l'intermédiaire des relais électroniques.



Figure 1-25: électrovanne.

➤ **Detector de gaz :**

La détection ponctuelle de gaz par IR repose sur le principe selon lequel les gaz combustibles hydrocarbonés absorbent des longueurs d'onde spécifiques de la lumière IR. Les détecteurs utilisant cette technologie comprennent une source de lumière IR et un capteur qui mesure l'intensité de la lumière aux longueurs d'onde IR. Si du gaz est présent dans le chemin optique, l'intensité de la lumière IR est réduite. Cette modification fournit les données nécessaires au calcul de la concentration de gaz.

Le détecteur de gaz infrarouge installé dans l'armoire des pilotes (PSL&PSH) dans les puits de la phase 4 seulement.



Figure 1-26: Détecteur de gaz infrarouge.

Conclusion :

On a vu dans ce chapitre la représentation théorique et une description des puits dans le champ TIGUENTOURINE et représentation théorique sur la tête de puits et les panneaux WHCP qui ont un rôle essentiel dans le control et la sécurité.

Chapitre 2 :

Systeme de commande de puits.

2 Système de commande de puits

2.1 Introduction :

Dans le monde de l'industrie, la gestion efficace des opérations est essentielle pour assurer la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des processus. C'est là que le système SCADA entre en jeu. SCADA, acronyme de Supervisory Control And Data Acquisition, représente une technologie complexe mais vitale qui permet la surveillance et le contrôle à distance des infrastructures critiques telles que les pipelines de gaz et de pétrole, les centrales électriques, les réseaux de distribution d'eau, et bien plus encore.

Ce chapitre se penche sur les composants essentiels du système SCADA et leur fonctionnement. Au cœur de ce système se trouvent les Unités de Télémétrie à Distance (RTU), des appareils électroniques sophistiqués qui facilitent la communication entre les équipements physiques sur le terrain et le centre de contrôle. Grâce à ces RTU, les données de télémétrie sont collectées et transmises aux unités de contrôle centrales, également connues sous le nom d'Unités Terminales Principales (MTU), où elles sont traitées et analysées.

Une attention particulière est portée aux réseaux de communication qui relient les RTU aux MTU. Dans le cadre du projet TG examiné ici, une combinaison de technologies de communication est utilisée, notamment les ondes radio et les connexions câblées directes, ainsi que la fibre optique pour les transmissions à longue distance. Cette architecture complexe garantit une transmission fiable des données, même dans des environnements industriels exigeants.

2.2 Qu'est-ce qu'un DCS :

Le DCS est un système numérique de contrôle à commandes réparties, utilisé pour le contrôle des procédés industriels, en fonction des tâches qui lui ont été confiées. Le DCS a été développé principalement pour surmonter l'abaissement du niveau de fiabilité, qui est typique du système commande centralisé tel que la commande numérique directe ;

La caractéristique principale du DCS est la distribution du contrôle pour l'amélioration de la fiabilité et la disponibilité du système. Le système améliore également l'opérabilité et la contrôlabilité de l'usine par le traitement en temps réel des données [7].

2.3 Les éléments d'un DCS :

Le système DCS se compose généralement de :

- ✓ Un ensemble d'ordinateurs utilisés comme interface de conduite et de supervision.

- ✓ Contrôleurs à base de microprocesseurs utilisés pour le traitement des données échangées avec le procédé.
- ✓ Cartes d'entrées/sorties utilisées comme interface avec le procédé industriel.
- ✓ Interfaces de communication utilisées pour communiquer avec d'autres sous-systèmes à base d'automates programmables.
- ✓ Réseaux de communication (terrain, contrôle et information).

2.4 Système EPKS du site TG :

Le système de contrôle distribué installé au site In Amenas est le système de contrôle Honeywell Experion PKS (R410.8). Le CMS (Control and Monitoring System) contrôle et surveille l'ensemble de l'installation, y compris les principaux systèmes associés au contrôle des processus et à la gestion des pipelines qui sont les suivants :

- Le système d'arrêt d'urgence et feu & gaz (ESD, F&G).
- Le système de contrôle de toutes les installations du CPF.
- Le système de comptage Gaz, GPL et condensat.
- Acquisition des données des turbines.
- MTU et les RTU du système SCADA des installations distantes.
- Le Système de détection de flamme et de surveillance CCTV.

2.5 Le système SCADA :

Le système SCADA est un système de télégestion à grande échelle reparté, employé pour surveiller ou commander les canalisations de gaz et de pétrole, et d'autres protocoles industriels. Le champ d'application SCADA se reporte habituellement sur un système central contrôlé par des moniteurs et des commandes sur un emplacement complet ou un système étendu sur une longue distance. La majeure partie de la commande d'emplacement est en fait effectuée automatiquement par l'Unité du Terminal à Distance (RTU) ou par un automate programmable industriel (PLC) [08].

1) Les éléments du SCADA :

Les systèmes SCADA déployant des éléments matériels et logiciels multiples qui permettent aux organisations industrielles à surveiller, rassembler, et traiter les données [08].

2) Unité de télémétrie à distance (RTU) :

Dans les systèmes SCADA, les objets physiques sont connectés à des dispositifs électroniques contrôlés par microprocesseur, appelés unités terminales distantes (RTU). Ces

unités sont utilisées pour transmettre les données de télémétrie du système de surveillance et recevoir des messages du système maître pour contrôler les objets connectés. Ils sont donc également appelés unités de télémétrie à distance [09].

3) Unité terminale principale (MTU) :

Cet élément est installé au niveau de la salle de contrôle, il collecte toutes les informations venues des RTU et les stocker dans une base de données, qui rend ces informations disponibles pour le système de contrôle et les stations de supervision. Au site de TG, on distingue deux types de MTU à savoir le type de contrôleur (RTU). Les puits de phases 1, 2 et 3 ont deux serveurs redondants A et B configurés en mode standby rapide, chacun peut fonctionner comme serveur ou client. Ces serveurs récupèrent les données à travers la Communication radio ou connexion câblée.

Les données des puits de la phase 4 sont transmises à travers deux portes SM via la fibre optique (FO). Les serveurs EPKS A et B sont reliés aux portes SM via le réseau FTE (Fault Tolerant Ethernet). Donc le serveur EPKS devient le MTU par rapport aux puits phase 4.

2.6 Réseaux de communication :

Au projet de TG, la combinaison de la radio et de connexions câblées directes est utilisée pour relier les contrôleurs des puits (RTU) aux serveurs (MTU) à la salle de contrôle.

2.6.1 Architecture de communication MTU - RTU (Serck) :

Deux différentes liaisons de communication sont appliquées pour la transmission des données depuis et vers les puits de phases 1, 2, et 3.

2.6.2 Communication par ondes radio :

La RTU envoie les données du puits vers le MTU au moyen d'une communication série à travers les ondes électromagnétiques UHF (Ultra High Frequency) grâce à un modulateur et une antenne émettrice installés au niveau de puits. Une autre antenne réceptrice reçoit toutes les données émises par les RTU. Ces données sont acheminées vers un démodulateur (Trio) via un câble Coaxial, ensuite vers deux commutateurs via une fibre optique. Ces derniers sont connectés vers les deux serveurs MTU.

2.6.3 Communication en Fibre optique :

Le concept de cette architecture est basé sur un anneau (Ring) Ethernet, chaque RTU serck avait une connexion Ethernet au commutateur (switch Case). Les commutateurs sont

interconnectés à travers la fibre optique. La figure suivante (2.1) représente les deux modes de communication.

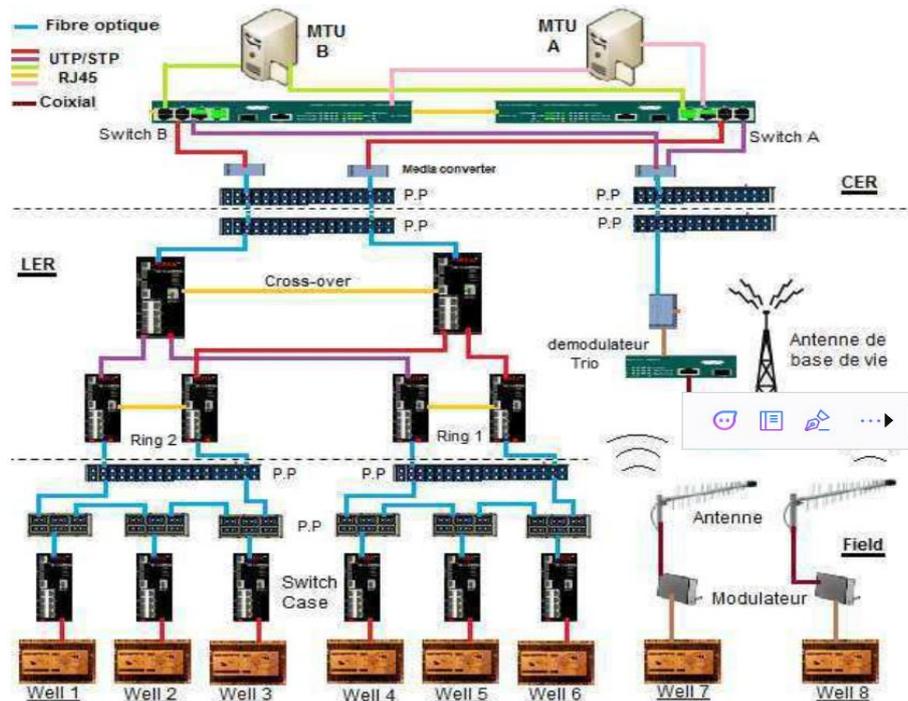


Figure 2-1: architecture de communication MTU –RTU serck.

2.6.4 Architecture de communication MTU - RTU (Safety Manager) :

Pour les puits de la phase 4, les contrôleurs SM sont connectés dans une topologie anneau(Ring) Safe-Net, chaque SM avait deux connexions Ethernet au commutateur (switch Case), fournissant une communication redondante Safe-Net. L'anneau comporte un commutateur maître qui permet de l'alternance des moitiés de l'anneau en cas de coupure de la boucle [10].

Deux contrôleurs SM sont utilisés comme portes (Gateway) pour communiquer avec L'EPKS à travers le réseau FTE d'une part et avec tous les puits via le réseau Safe-Net. La figure (2.2) représente une architecture de communication typique des RTU (SafetyManager) avec le système EPKS.

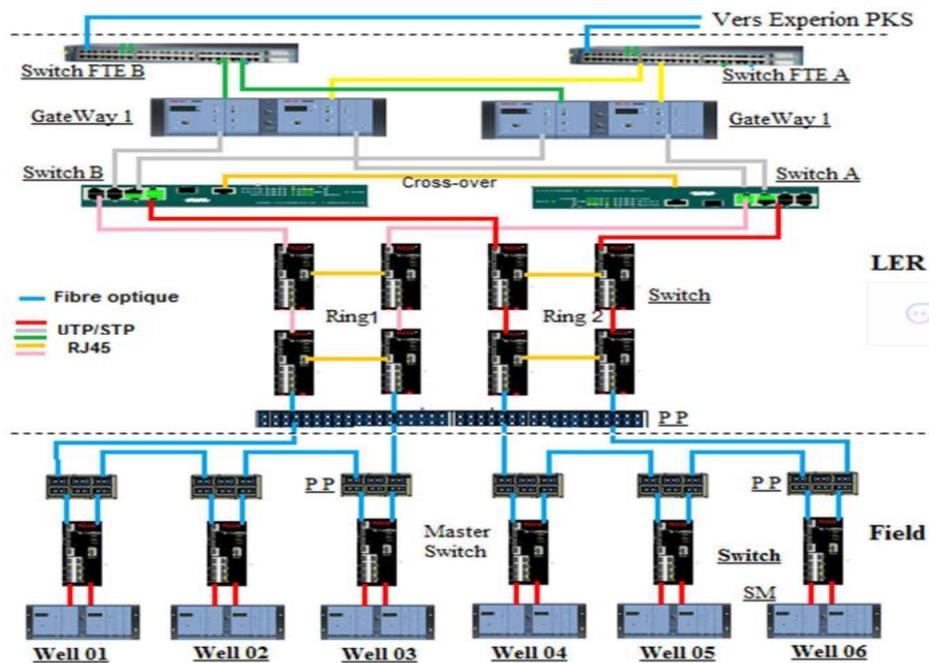


Figure 2-2: architecture de communication MTU –RTU safety manager.

2.7 Le système de contrôle de puits :

Une unité terminale distante (RTU) est un dispositif à commande électronique qui s'interface à un système de commande distribue (DCS) ou SCADA système (contrôle et d'acquisition de données) [11].

La RTU peut fonctionner de manière autonome pour assurer l'acquisition des données, le contrôle du processus et les fonctions de télémétrie.

Deux types de contrôleurs de marques différentes sont installés au niveau des puits du site TG.



Figure 20-3: L'unité terminale distance RTU.

2.7.1 Serck Controls eNet :

Ce type de contrôleur est installé dans les puits des phases 1, 2 et 3. L'eNET RTU est un module électronique compact à base de microprocesseur. Il possède des interfaces

d'entrées/sorties analogiques et logiques, et d'autres de communication.

Des opérations de type PLC à virgule flottante sont fournis, qui peuvent être programmées dans l'un des cinq langages de programmation.

Les protocoles de communication des systèmes ouverts tels que le DNP3 (*Distributed Network Protocol*) et MODBUS, y compris le TCP/IP et Open Modbus /TCP sont fournis avec ce type de contrôleur [12].

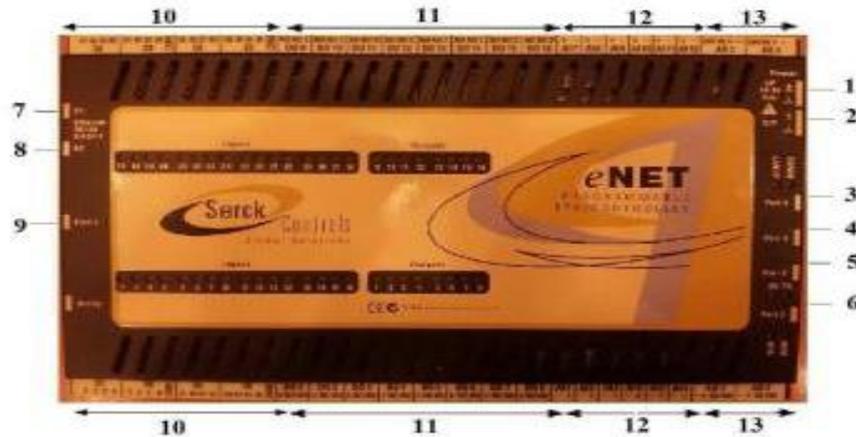


Figure 2-4: Le Controller Serck eNet.

Les instruments et les vannes actionnées par solénoïde s'interfacent avec la salle de Control au CPF via un système de contrôle de supervision et d'acquisition de données SCADA.

Le système SCADA est doté des unités RTU (Remote Terminal Unit) et une unité MTU (Master Terminal Unit) installée au CPF qui communique via un système de communication radio (dans les anciens puits) ou fibre optique (les nouveaux puits) pour transmettre les données entre les RTU et le MTU. Cela permettra de surveiller l'état de puits et l'arrêt de puits à partir du CPF.

N° :	Connecteur	Type de connecteur	Description
1	DC-In	SL3	Alimentation entrée (12 ou 24 VDC) et la terre.
2	DC-Out	SL3	Alimentation sortie (10 ou 24 VDC) et la terre.
3	Port 0	RJ12	Port de communication série configurable comme (RS-232C, RS-422 / 485).
4	Port 1	RJ12	Port de communication série configurable comme (RS-232C, RS-422 / 485).
5	Port 2	RJ12	Port de communication série configurable comme (RS-232C, RS-422 / 485).
6	Port 3	RJ12	Port de communication série (RS-232C).
7	Ethernet 1	RJ45	Port Ethernet avec deux connections type UTP (10Base-T) pour une liaison point à point. Le port Ethernet 1 à une priorité s'il est actif.
8	Ethernet 2	RJ45	
9	DIAG	RJ12	Port de communication série configurable comme (RS-232C, RS-422 / 485), généralement utilisé pour le diagnostic et programmation.
10	DI #1...32	SL4/SL5	32 Entrées logiques (un commun pour 8 entrées).
11	DO #1...16	SL3	16 Sorties logiques (Relais, NO/NC contacts).
12	AI #1...12	SL2	12 Entrées analogiques (4-20 mA, 0-20 mA, 1-5 V, 0-5V).
13	AO #1...4	SL4	4 Sorties analogiques (0-20 mA, 4-20 mA).

Table 2: connecteurs de Serck control eNet .

2.7.2 Le logiciel « RTU Configurator » :

Le logiciel RTU Configurator est un outil de configuration fonctionnant sous Windows. Cette application utilise des fonctionnalités de style Windows standard tels que des barres d'outils, des menus et les pages de propriétés. Il utilise le protocole DNP3 pour communiquer avec les RTU ;

Ce logiciel peut être utilisé dans divers scénarios de communication avec la RTU pour objectifs de configuration, de mise en service et de diagnostic, il est utilisé en mode hors ligne pour créer ou modifier une configuration d'une RTU, ou bien en mode en ligne dans le but de charger ses configurations ;

La connexion directe à une RTU locale est prise en charge via une communication série RS-232. La connexion à distance aux RTU est également prise en charge via une interface série RS-232 via une connexion DNP3 ou TCP/IP supportant plusieurs protocoles de communication (ISaGRAF, MODBUS, etc....) [13].



Figure 2-5: L'interface de la RTU Config.

2.7.3 Le logiciel « ISaGRAF » :

Est un logiciel de programmation fonctionnant sous Windows, il supporte les cinq langages de programmation standard IEC 61131-3 (échelle rapide (LD), schéma fonctionnel de fonction (FBD), diagramme séquentiel de fonction (SFC), le texte structuré (ST), liste d'instruction (IL), plus l'organigramme (FC)). Cette application permet l'élaboration et la simulation du programme hors ligne, chargement du programme dans la RTU, la mise au point en ligne, la surveillance et le contrôle [13].

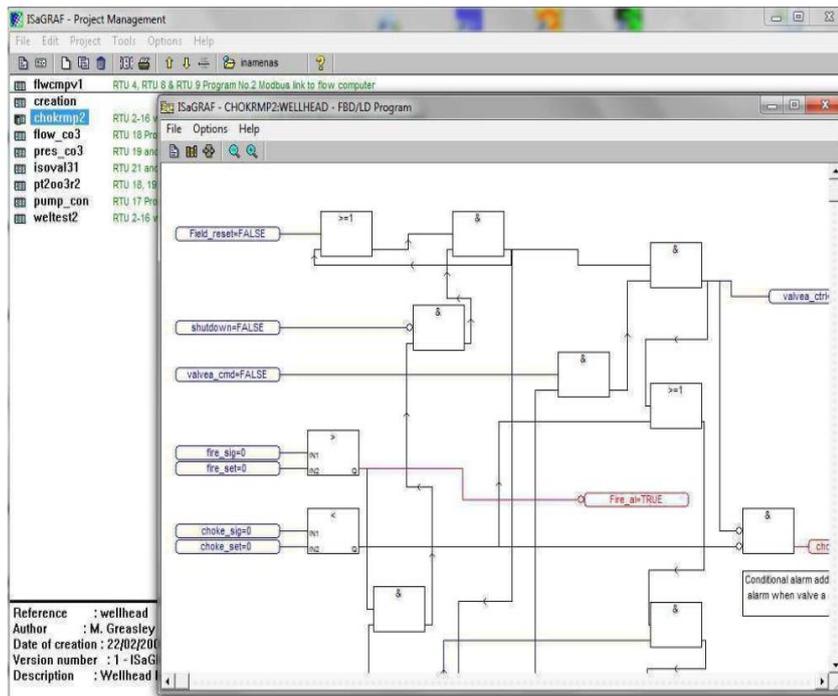


Figure 0-6: L'interface d'ISaGRAF.

2.8 Safety Manager :

Safety Manager est la solution sécurité de Honeywell Process Solution (HPS), c'est un centre de traitement d'un système instrumenté de sécurité (SIS), effectuer des fonctions spécifiques de sécurité instrumentées (SIF) pour s'assurer que les risques sont maintenus à des niveaux prédéfinis. Le SM basé sur une architecture Quadruple Modulaire Redondant(QMR) [14].

2.8.1 Principaux composants du Safety Manager :

Safety Manager est un contrôleur modulaire de sécurité se compose généralement des composants suivants :

- ✓ Une armoire métallique pour la protection mécanique des équipements électroniques ;
- ✓ Système d'alimentation électrique composé d'unités d'alimentation 24 Vdc (et 48 Vdc ou 110 Vdc), un interrupteur principal et un rail de distribution ;
- ✓ Le châssis de contrôleurs comporte les processeurs quadripôles (QPP), modules de communication (USI), module d'alimentation (PSU) et un module de batterie et de commutation (BKM) ;
- ✓ Châssis d'entrées / sorties avec tous les modules d'entrée et de sortie [14].

2.8.2 Safety Manager des puits :

Un contrôleur redondant est installé au niveau des puits phase 4, tous les processeurs de contrôle sont doublés, à l'exception du module BKM qui est partagé entre les deux contrôleurs. La Figure (2.7) montre la configuration matérielle du SM et la position des différents modules.

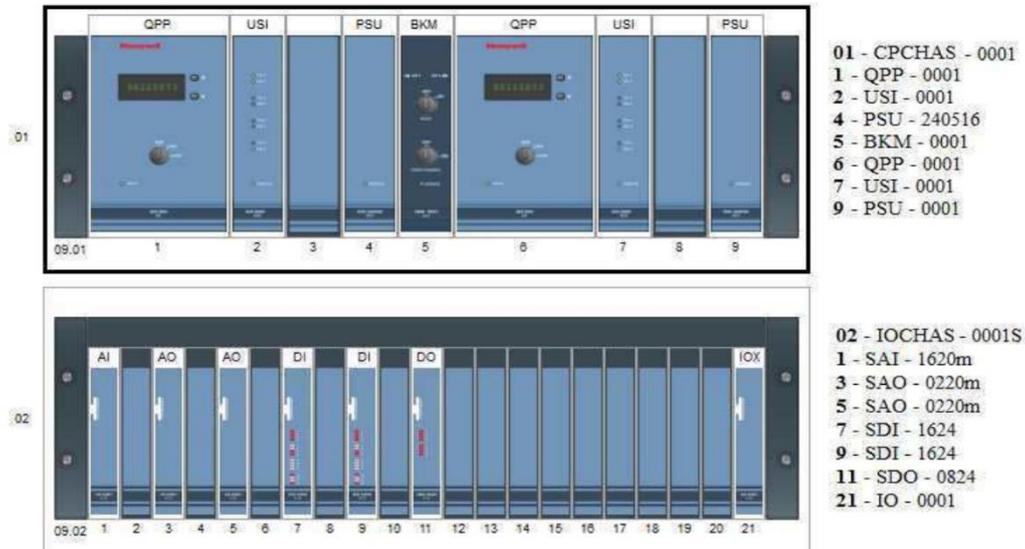


Figure 0-7: Configuration matérielle de SM de puits.

2.9 Problématique :

Les unités terminales distantes (RTU) installées dans les anciens puits sont obsolètes. Les pièces de rechange ne sont pas disponibles en cas de défaillance pour le remplacement, le support technique est indisponible, la technologie est ancienne et son intégration avec le système DCS est difficile. Il est donc nécessaire de remplacer le contrôleur par une solution plus moderne, fiable et disponible sur le marché.

Pour ce faire, il est préférable d'utiliser des contrôleurs programmables répondant aux besoins de notre application tout en étant à jour et en phase avec les nouvelles technologies, tels que les contrôleurs Siemens. Il est important de choisir un automate programmable compatible avec les équipements et capable de communiquer avec les autres systèmes existants.

Cette transition permet de réduire les points de défaillance potentiels du système actuel en éliminant un serveur MTU intermédiaire tout en assurant une communication directe entre les PLC et le serveur du système de contrôle distribué (DCS).

Le principal objectif de ce projet est de transcrire la logique de contrôle actuellement implémentée dans les RTU vers les nouveaux PLC Siemens S7 1200, ainsi que de concevoir une architecture de contrôle adaptée aux capacités des PLC Siemens S7 1200.

En outre, ce projet propose d'inclure une nouvelle fonctionnalité au système de contrôle, à savoir la possibilité d'opérer manuellement et en local les vannes des puits sans initier un déclenchement total du puit. Cette fonctionnalité sera activée par une permissivité émise par la salle de contrôle principale et ce pour des raisons de sécurité, offrant ainsi une flexibilité pour les opérations de maintenance sur place et évitant des demandes répétitives à la salle de contrôle pour l'ouverture et la fermeture des vannes.

2.9 Conclusion :

L'évolution technologique et la nécessité de maintenir la performance et la compatibilité avec les nouveaux systèmes, le remplacement des anciennes RTU par des PLC Siemens S7 1200 est une étape cruciale. Cette transition vers des PLC modernes offre non seulement une fiabilité et une disponibilité accrues, mais permet également d'introduire de nouvelles fonctionnalités, telles que le contrôle local des vannes des puits, améliorant ainsi la flexibilité opérationnelle et la sécurité des processus.

Chapitre 3 :

Simulation & supervision

3 Simulation et supervision :

3.1 Introduction :

Les Automates Programmables Industriels (API) sont apparus aux États-Unis dans l'année 1969 en répondant aux besoins d'industrie automobile en matière de développement de chaînes de production automatisées capables de s'adapter à l'évolution des techniques et des exigences du marché.

Voici quelques généralités sur les Automates :

Les Automates Programmables Industriels (API) sont des machines électroniques conçues pour être programmables par du personnel non spécialisé en informatique. Leur fonction principale est de contrôler en temps réel des processus industriels dans des environnements industriels. Elles sont conçues pour être très polyvalentes pouvant s'adapter aux différentes applications en termes de traitement, de composants et de langage. Leur conception modulaire permet de s'adapter.

En général, les API sont manipulées par du personnel électromécanicien. Avec le développement de l'industrie, les fonctions électroniques des automatismes ont été évoluées de manière significative. C'est pourquoi les API ont remplacé les armoires à relais en offrant une plus grande souplesse dans leur utilisation et réduisant les coûts de câblage et de maintenance.

3.2 Définition de l'automate programmable :

L'Automate Programmable Industriel (API) est un dispositif électronique spécialisée dans le traitement logique d'informations. Son programme de fonctionnement a été établi en fonction du processus à réaliser, conçu pour être utilisé dans les environnements industriels, il est capable de générer des ordres vers les pré-actionneurs de la partie opérative en se basant sur les données d'entrée fournies par des capteurs et un programme préalablement défini [15].

3.2.1 Structure interne d'un API :

La structure interne d'un automate programmable industriel (API) présente des similitudes avec celle du système informatique simple. Son unité centrale regroupe le processeur et la mémoire centrale responsables de l'interprétation et de l'exécution des instructions du programme. Ces instructions sont exécutées séquentiellement sous la commande d'une horloge.

Les API se composent généralement de quatre parties principales :

- Une unité de traitement portant un processeur (CPU).

- Une mémoire utilisée pour stocker le programme et les données nécessaires à son exécution.
- Des interfaces d'entrées-sorties permettant la communication avec les capteurs, actionneurs et d'autres périphériques externes.
- Un système électrique produit une tension de 230 V alternatif (AC) et de 24 V continu (DC).

3.2.2 Critères de choix d'un automate programmable industriel :

Le choix d'un automate programmable industriel (API) dépend largement aux besoins spécifiques de l'utilisateur qui doit établir un cahier de charge pour le développement de la recherche sur le marché de l'API le mieux adapté. Plusieurs critères sont à prendre en compte :

- Compétences et expériences en programmation de l'API.
- Nombre et type d'entrées et de sorties requis.
- Méthodes de communication avec d'autres systèmes.
- Capacités de traitement du CPU.
- Options de sauvegarde disponibles.
- Fiabilité et robustesse de l'API.
- Coûts d'investissement, d'exploitation et de maintenance.
- Qualité du service après-vente.

En tenant compte à ces critères et pour répondre de ces besoins, nous avons opté pour l'automate S7-1200 de Siemens qui représente la nouvelle gamme de produits de cette entreprise.

3.2.3 Présentation de l'automate S7-1200 :

L'automate SIMATIC S7-1200, fabriqué par Siemens, est conçu pour offrir des solutions d'automatisation simples à moyennement complexes. Cet automate est idéal pour une variété d'applications industrielles, allant du contrôle de petites machines aux systèmes d'automatisation de processus plus élaborés.



Figure 3-1: l'automate S7 1200.

- **Conception et Flexibilité :**

Le S7-1200 se distingue par sa conception compacte et modulaire, qui permet une installation facile et une intégration flexible dans divers environnements industriels. Sa modularité permet d'ajouter des modules d'extension pour répondre aux besoins spécifiques de chaque application, que ce soit pour des entrées/sorties supplémentaires, des communications ou des fonctions technologiques avancées.

- **Interface de Communication :**

Cet automate est équipé d'interfaces de communication qui supportent les protocoles standards de l'industrie, tels que PROFINET, Modbus TCP, et autres, assurant une connectivité fiable et efficace avec d'autres systèmes et dispositifs. Le S7-1200 peut être intégré facilement dans des réseaux d'automatisation existants, facilitant ainsi la communication et le contrôle centralisé.

- **Capacités de Contrôle et Programmation :**

Le SIMATIC S7-1200 offre des capacités de contrôle robustes et fiables pour une gamme étendue d'applications. Il prend en charge des fonctions de contrôle séquentiel, de régulation PID et de gestion des données, permettant une automatisation efficace des processus industriels.

La programmation du S7-1200 se fait via le TIA Portal (Totally Integrated Automation) de Siemens, un environnement de développement intégré qui supporte des langages de programmation standards tels que LAD (Ladder Logic), FBD (Function Block Diagram), et SCL (Structured Control Language). Cette plateforme intuitive et puissante facilite la création, la configuration et la maintenance des programmes d'automatisation.

- **Modules d'Entrées/Sorties :**

Le S7-1200 peut être équipé de divers modules d'entrées/sorties (E/S) pour répondre aux besoins spécifiques de chaque application. Ces modules incluent des E/S numériques et analogiques, permettant une flexibilité maximale dans la configuration du système.

- **Modules d'Entrées/Sorties Numériques (TOR) :** Pour des applications nécessitant des E/S tout ou rien, le S7-1200 propose des modules avec un nombre variable de canaux, adaptés à différentes configurations de système.

- Modules d'Entrées/Sorties Analogiques : Pour des applications nécessitant la mesure et le contrôle de signaux analogiques, des modules d'E/S analogiques sont disponibles, offrant une précision et une flexibilité élevées.

I. Etude technique:

Dans le cadre de l'amélioration continue de nos systèmes de contrôle et de surveillance, le remplacement des unités terminales distantes (RTU) est une étape cruciale pour maintenir et optimiser la performance opérationnelle. Cette étude technique a pour objectif d'analyser les besoins spécifiques de notre infrastructure actuelle et de proposer des solutions adaptées pour l'intégration d'une nouvelle RTU.

L'objectif principal de cette étude est d'assurer une transition fluide vers une technologie plus avancée, capable de répondre aux exigences croissantes en termes de performance, de fiabilité et de flexibilité. Il s'agit également d'identifier les avantages potentiels d'une nouvelle RTU, notamment en termes de réduction des coûts de maintenance, d'amélioration de la sécurité et d'augmentation de l'efficacité énergétique.

- **Le choix de la CPU pour le SIMATIC S7-1200 :**

Le système SIMATIC S7-1200 offre une gamme de CPU adaptées à différentes exigences de performance et de capacité, permettant ainsi de répondre à une variété de besoins en matière d'automatisation industrielle.

➤ **Critères de Sélection de la CPU 1215C :**

- **Nombre d'Entrées/Sorties :** La CPU 1215C offre un bon nombre d'entrées/sorties intégrées, ce qui est suffisant pour une application de complexité moyenne à élever.
- **Capacité de Mémoire :** Dispose d'une mémoire suffisante pour des programmes d'automatisation plus grands et des données de processus.
- **Performance de Traitement :** Offre des performances de traitement robustes pour des tâches exigeantes en temps réel.
- **Capacités de Communication :** Inclut des interfaces de communication PROFINET intégrées, facilitant la connectivité avec d'autres systèmes et dispositifs.
- **Possibilités d'Extension :** Compatible avec une large gamme de modules d'extension pour augmenter le nombre d'entrées/sorties et ajouter des fonctionnalités spécifiques.

➤ **Control narrative:**

L'exploitation d'un puits de gaz nécessite une gestion précise afin d'assurer une production efficace et sécurisée. Cette narrative de contrôle a pour objectif de fournir une description détaillée des opérations du système de contrôle du puits de gaz, en couvrant les séquences de contrôle, les conditions de fonctionnement et d'arrêt de puit.

Start Up Over-ride (SOR) : Dans cette partie, on trouve principalement le signal commande du SOR, qu'envoi l'opérateur depuis la salle de contrôle, ce dernier déclenche une temporisation qui maintien le signal pour 15 minutes, afin de donner la permissive de démarrage du puits, au-delà de ces 15minutes, la permissive sera perdu et si le puits n'est pas encore démarré il faut que l'opérateur de la salle de contrôle renvoi à nouveau le signale et tout recommencé ;

Wing valve (SDV Alpha) : Sur cette partie on trouve toutes les conditions de tripe de la Wing valve, aussi les conditions d'ouverture de celle-ci comme le SOR, le reset local et la condition que la chock ne soit pas ouverte à plus de 10% au démarrage du puit.

Flow line valve (SDV Bravo) : Cette partie comporte les conditions d'ouverture et de trip de la vanne de line ;

Inhibiteur de corrosion pompe : Cette partie sert à la gestion du système de l'inhibiteur de corrosion, on trouve la commande des pompes, la génération des alarmes (niveau bas et débit faible) ainsi que le temporisateur de 4 heures qui garde le puits en production en cas de trip de CI.

II. Programmation :

Logiciel de programmation :

Pour la programmation de notre système, nous avons utilisé le logiciel Siemens STEP 7 Professional V16 (TIA Portal V16). Le TIA Portal, abréviation de Totally Integrated Automation Portal, offre une gamme complète de fonctionnalités pour réaliser nos tâches d'automatisation, regroupées au sein d'une plateforme logicielle unifiée. Le TIA Portal permet d'avoir un environnement de travail commun, facilitant ainsi une ingénierie transparente avec différents systèmes SIMATIC. Tous les outils nécessaires de la configuration matérielle à la visualisation des processus en passant par la programmation, sont intégrés dans ce cadre complet d'ingénierie.

Lorsqu'on lance le TIA Portal, l'environnement de travail se divise en deux types de vue :

➤ **Vue du TIA portal :**

Dans le TIA Portal, chaque portail correspond à une catégorie spécifique de tâches (Actions). L'interface du portail affiche une liste des actions pouvant être réalisées pour la tâche sélectionnée.

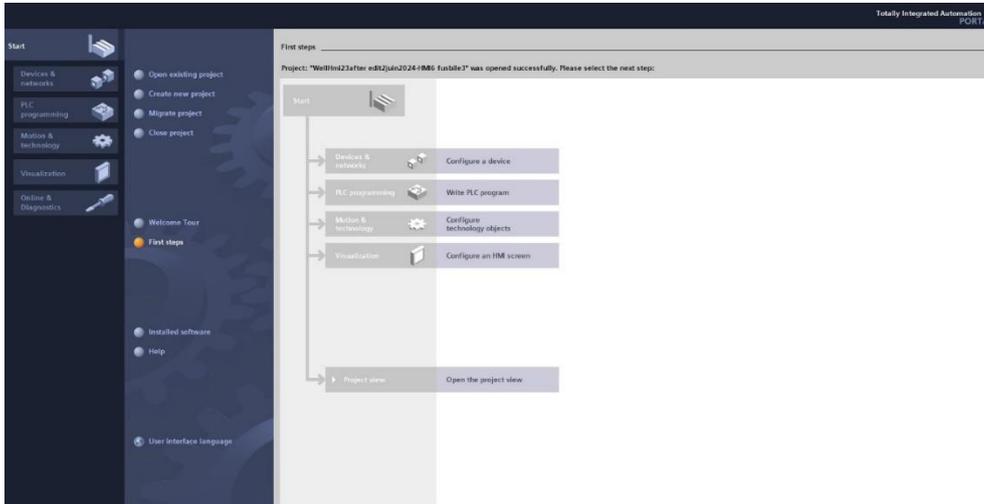


Figure 3-2 : La vue de Tia portal.

Vue du projet :

L'élément "Projet" dans le TIA Portal regroupe l'ensemble des éléments et des données nécessaires pour mettre en œuvre la solution d'automatisation souhaitée.

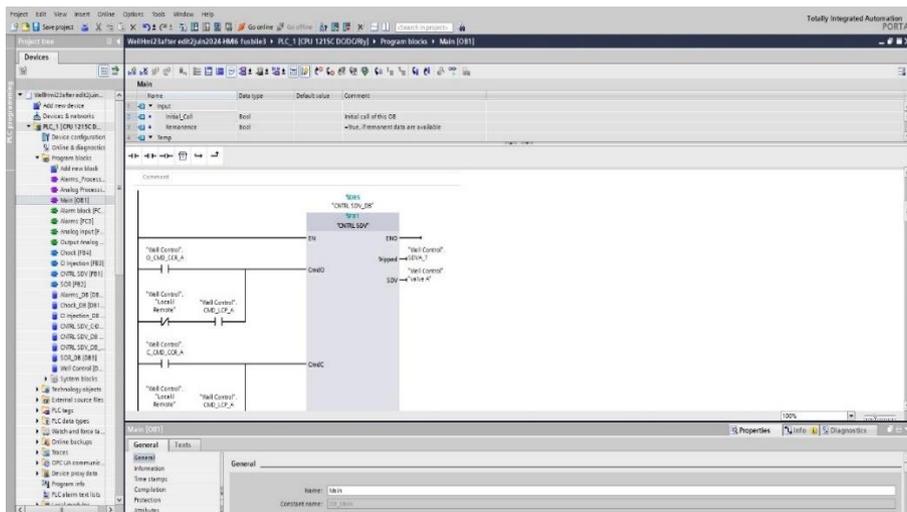


Figure 3-3 : La vue de projet.

Avec STEP 7 Professional (TIA Portal), plusieurs fonctions sont disponibles pour automatiser une installation :

- Configuration et paramétrage du matériel : Permet de définir les composants matériels de l'installation tels que les automates et les modules d'E/S, etc.
- Paramétrage de la communication : Permet de configurer les paramètres de communication entre les différents composants de l'installation.
- Programmation : Permet de créer et de programmer la logique de contrôle de l'installation en utilisant des langages de programmation tels que le langage graphique Ladder, le langage de blocs fonctionnels (FBD), ou le langage structuré (SCL).
- Test, mise en service et dépannage : Permet de tester et de mettre en service l'installation, ainsi que de diagnostiquer et de résoudre les problèmes éventuels.

➤ **La configuration matérielle :**

Dans la vue matérielle du TIA Portal, les opérations telles que la configuration de racks, l'assignation d'adresses, l'insertion des modules, etc., peuvent être effectuées.

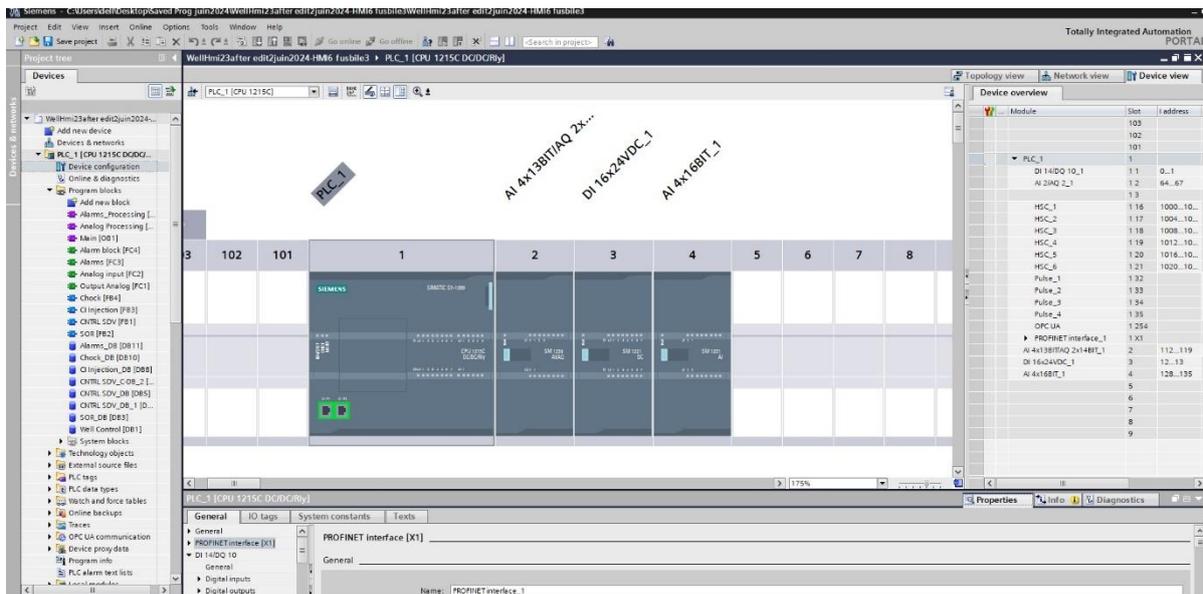


Figure 3-4: La configuration matérielle.

Cette vue offre plusieurs fonctionnalités, notamment :

- Enregistrement en mémoire temporaire et réutilisation des modules matériels configurés : Les configurations de modules peuvent être sauvegardées temporairement et réutilisées dans d'autres projets.

- Affichage des E/S avec leur nom symbolique ou leur adresse : Les entrées et sorties sont affichées avec leurs noms symboliques ou leurs adresses, ce qui facilite leur identification et leur configuration.

➤ Table des variables API :

Dans la table des variables API, vous pouvez déclarer toutes les variables et constantes utilisées dans le programme.

Lors de la définition d'une variable API, il est nécessaire de spécifier :

- Un nom : il s'agit de l'adressage symbolique de la variable ;
- Le type de données : BOOL, INT, etc. ;
- L'adresse absolue : par exemple, Q1.3 ;

Il est également possible d'ajouter un commentaire pour fournir des informations sur cette variable. Ce commentaire peut être visible dans chaque réseau utilisant la variable [16].

	Name	Data type	Address	Retain	Acces...	Writa...	Visibl...	Comment
1	LocalRemote	Bool	%I.0	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Local remote selctor
2	start	Bool	%I.1	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Start pump CI
3	stop	Bool	%I.2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Stop pump CI
4	SOR(1)	Bool	%I.3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Start up override
5	pump	Bool	%I.4	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
6	Open valve A	Bool	%I.5	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Open valve SDV A
7	Close valve A	Bool	%I.6	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	Close valve SDV A
8	Open valve B	Bool	%I.7	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
9	Close valve B	Bool	%I.8	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
10	Hydraulic Pressur transmitter	Bool	%I.11	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
11	Pressur transmitter	Bool	%I.12	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
12	Chemical Flow Transmitter	Bool	%I.13	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
13	Gaz Flow Transmitter	Bool	%I.14	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
14	Level Transmitter	Bool	%I.15	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
15	RUN Hydraulic Pump	Bool	%I.16	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
16	Hydroic Pump	Bool	%I.17	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
17	Pressure Transmitter wellhead i.	Bool	%I.20	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
18	Temperature Transmitter input	Bool	%I.21	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
19	Valve C	Bool	%I.22	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
20	Startup Ovr	Bool	%I.23	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
21	Reset RTU	Bool	%I.24	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
22	Valve C CMD	Bool	%I.25	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	

Figure 3-5 : tables des variables API.

Bloc de TIA Portal :

STEP 7 offre les blocs utilisateur suivants pour la programmation structurée :

-OB1 (Bloc Organisation) : exécuté cycliquement pendant le fonctionnement normal de l'automate et contient généralement la logique du programme principal du système ;

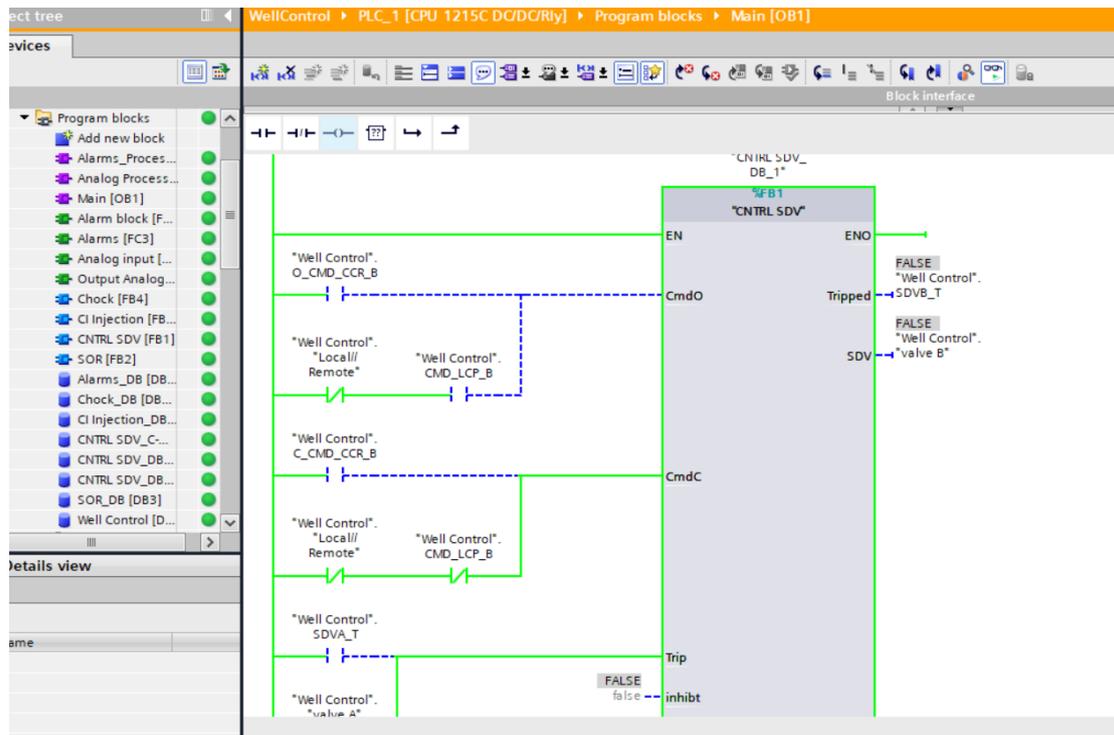


Figure 3-6 : Main OB1.

-FB (Bloc de Fonction) : Le FB dispose d'un espace mémoire dédié. Lorsqu'un FB est appelé, un bloc de données (DB) lui est attribué. Les données de cette instance DB peuvent être accédées via des appels depuis le FB ;

Nous utilisons ce bloc pour contrôler la logique de démarrage et d'arrêt de la pompe d'injection chimique et les conditions de déclenchement.

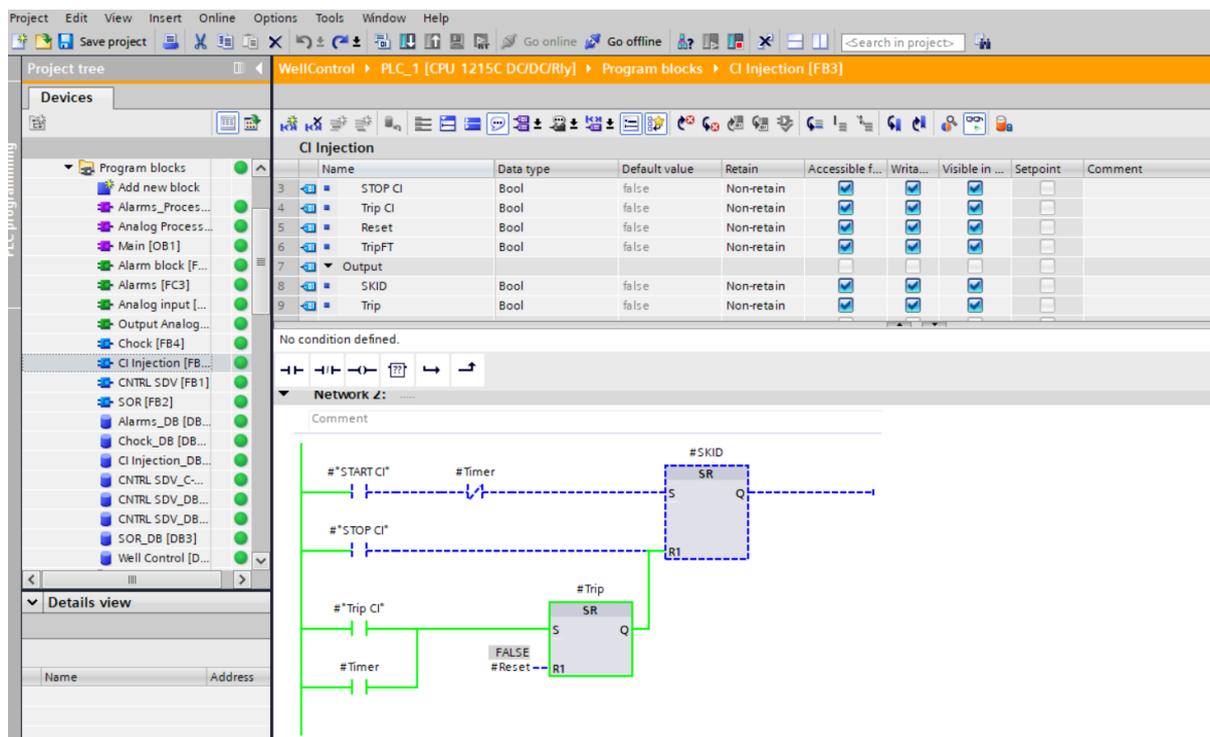


Figure 3-7 : Block de fonction du pompe d'injection.

-FC (Fonction) : Une FC n'a pas d'espace mémoire attribué. Les données locales d'une fonction sont perdues après son traitement. Une fonction peut appeler d'autres FB et FC via des commandes d'appel de blocs ;

-DB (Bloc de Données) : Les DB fournissent un espace mémoire pour les variables de données [17].

III. Simulation :

Dans TIA Portal, PC Station offre la possibilité de concevoir des applications HMI performantes qui offrent aux opérateurs une visualisation graphique du système de contrôle. La simulation de notre projet de contrôle le puit est illustrée comme suit :

Etape 1 : exécuter le programme du Tia portal puis le simulateur PLCSIM.

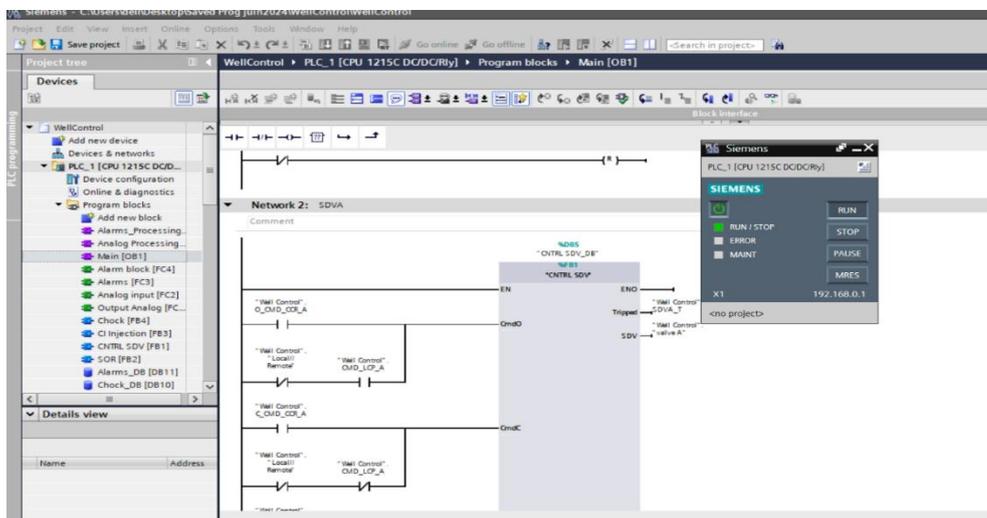


Figure 3-8 : démarrer le programme de simulation.

Etape 02 : en cliquant sur "Compile" dans la barre d'outils. Après on cliquons sur le bouton "Monitor" pour vérifier qu'il n'y a pas d'erreurs.

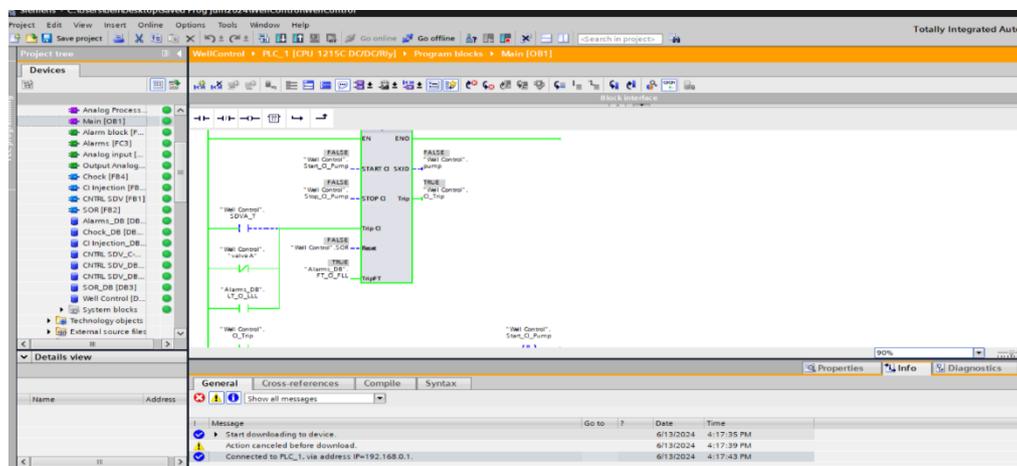


Figure 3-9 : détection des erreurs de simulation.

Etape 03 : Sur l'écran HMI_ RT nous avons sélectionné l'HMI de notre projet puis nous cliquons sur le bouton lancer la simulation.

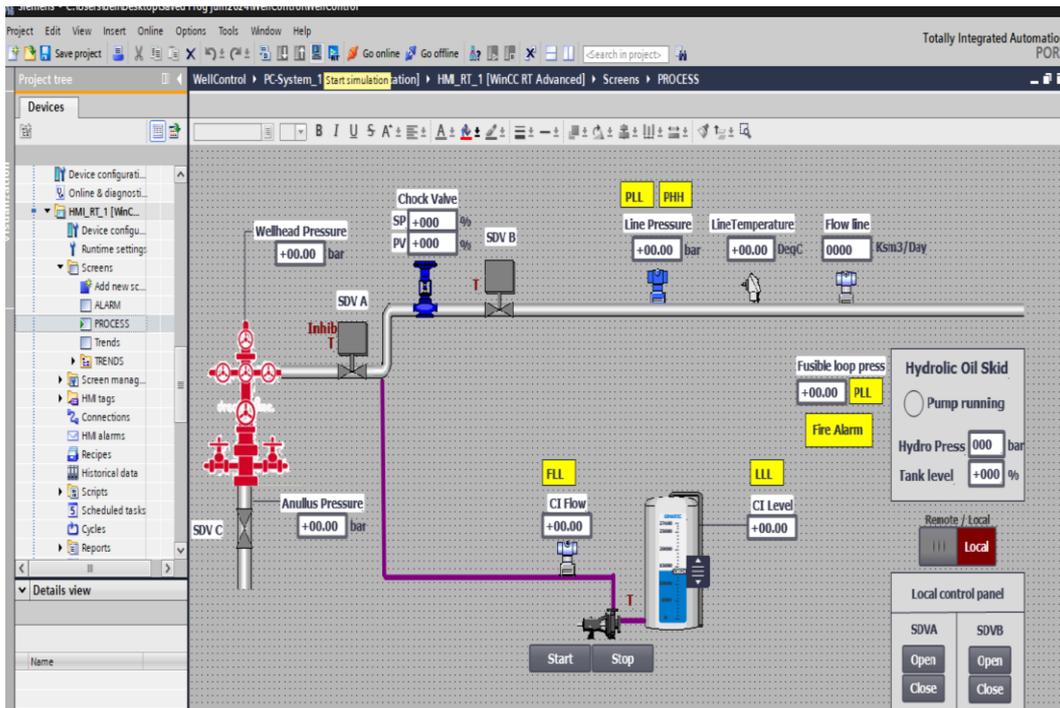


Figure 3-10 : Vue de HMI.

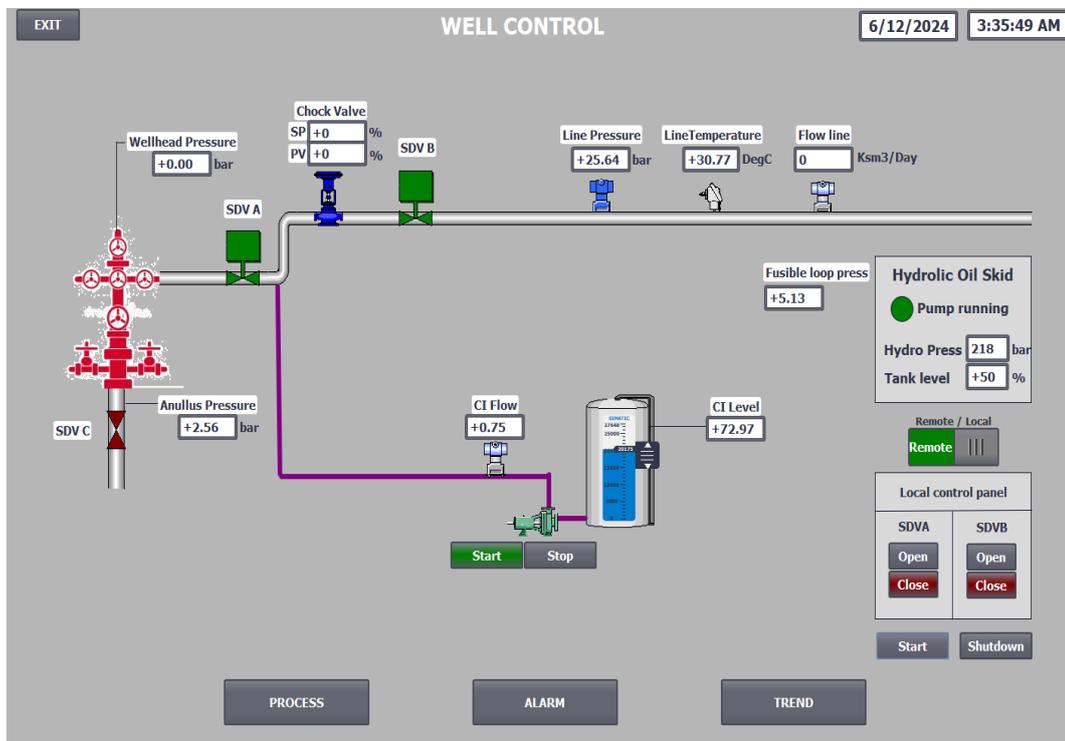


Figure 3-11 : Vue de HMI.

3.3. Conclusion :

Les automates programmables sont considérés comme des éléments essentiels dans le domaine de l'automatisation industrielle et nous avons étudié attentivement les caractéristiques et les capacités de l'automate S7-1200. De plus, nous avons discuté du logiciel de programmation TIA Portal et de l'importance de mettre en place une configuration matérielle appropriée. De plus, nous avons abordé la gestion narrative et logique des puits.

Enfin, nous avons examiné la simulation HMI en tant que technologie indispensable pour représenter et superviser les processus des industries.

Conclusion générale

L'application de l'automate Siemens S7-1200 pour le contrôle et la sécurisation des puits de gaz représente une avancée significative dans le domaine de l'automatisation industrielle. Ce mémoire a permis d'explorer en profondeur les capacités et les avantages de cette technologie dans un contexte spécifique et exigeant.

Tout d'abord, nous avons examiné les spécifications techniques de l'automate S7-1500 et ses capacités en termes de contrôle et de sécurisation des processus industriels. Nous avons constaté que sa flexibilité, sa fiabilité et ses fonctionnalités avancées en matière de sécurité en font un choix idéal pour les applications critiques telles que la surveillance et le contrôle des puits de gaz.

Ensuite, nous avons détaillé le processus de configuration et de programmation de l'automate S7-1200 pour répondre aux exigences spécifiques des puits de gaz. Cela comprenait la mise en place de logiques de contrôle sophistiquées pour assurer un fonctionnement efficace et sûr des installations, ainsi que l'intégration de fonctionnalités de sécurité pour prévenir les incidents potentiels.

Nous avons également réalisé des tests et des simulations pour évaluer les performances de l'automate S7-1200 dans des conditions réelles. Les résultats ont démontré sa capacité à gérer avec succès les opérations des puits de gaz tout en garantissant leur sécurité et leur fiabilité.

En conclusion, l'automate Siemens S7-1200 représente une solution avancée et fiable pour le contrôle et la sécurisation des puits de gaz. Son adoption offre des avantages significatifs en termes d'efficacité opérationnelle, de sécurité des installations et de réduction des risques d'incidents. Nous sommes convaincus que cette technologie continuera à jouer un rôle crucial dans l'industrie du gaz, contribuant ainsi à son développement et à sa durabilité à long terme.

Bibliographies

- [01] : <https://www.equinor.com/where-we-are/algeria>.
- [02] : Manuel d'exploitation IAP
- [03] : Support de formation TOTAL cours.
- [04] : système de contrôle des puits document interne.
- [05] : <https://wilo.cdn.mediamid.com/cdndoc/wilo162176/1055866/wilo162176.pdf>.
- [06] : https://www.wika.com/fr-fr/transmetteurs_de_temperature.WIKA.
- [07] : UNIVERSITE BADJI MOKHTAR ANNABA Composants d'un système de contrôle industriel.
- [08]: AZIZI Abd Ellatif ,LASRIR Brahim Arbi, Etude d'une implémentation d'un système SCADA au niveau de la société ONA d'Ouargla
- [09]: KAHHOUL Zineddine Sarhani Configuration, Interfaçage et Surveillance de DCS et RTU Schneider Saitel DP(SCADA) Utilisant Logiciel Easergy Builder.
- [10]: Test repport Honeywell Ethernet ring testing.
- [11]: ALLAOUA CHARIF & KICHAH RABAH Télécommande et Supervision D'un Poste Source électrique.
- [12]: eNet Hardware User Manual Revision 1.18.
- [13]: E –Series Configurator User and Reference Manual 2005 Control Microsystems Inc.
- [14]: Safety Builder: The Integrated Tool for Configuration Saftey Manager.
- [15]: BOUDJELAL RAFIK, KACI MASSINISSA Etude et automatisation des pompes d'alimentation en huile finie des lignes de production avec le réseau PROFIBUS
- [16] : LEMLEM Charaf Eddine et ELMAGBED Elwalid Automatisation D'une Machine D'essai Hydrostatique Par API S7 1200.
- [17] : SOLTANI MOHAMED SMAIL & BOUTERAA MOUHMED AYMEN Automatisation et Supervision de Filtre à Manche par l'automate Siemens S7-1500 (BISKRIA CIMENTERIE).

Abstract:

This project was implemented during the final year of the Master's program in Instrumentation and Systems. The main goal of this project was to study, automate and supervise the operation of wells and control the integrity of wellheads. In this context, we proposed an automated well control function using the S7-1200 PLC.

Providing a detailed look at the Tiguentourine site, the production process, and the control system components used in the facilities, we examine in-depth the S7-1200 PLC and associated software, which plays a vital role in automating industrial processes. Finally, we study well operation in detail, with a particular focus on simulating and supervising these essential devices in industrial

Key words: SCADA, DCS, PLC, RTU

Résumé :

Ce projet a été mis en œuvre au cours de la dernière année du Master Instrumentation et Systèmes. L'objectif principal de ce projet était d'étudier, d'automatiser et de superviser l'exploitation des puits et de contrôler l'intégrité des têtes de puits. Dans ce contexte, nous avons proposé une fonction de contrôle de puits automatisé utilisant l'automate S7-1200.

En fournissant un aperçu détaillé du site de Tiguentourine du processus de production et des composants du système de contrôle utilisés dans les installations, nous examinons en profondeur l'automate S7-1200 et les logiciels associés, qui jouent un rôle essentiel dans l'automatisation des processus industriels. Enfin, nous étudions en détail le fonctionnement des puits, avec un accent particulier sur la simulation et la supervision de ces dispositifs essentiels dans les systèmes industriels.

Mots clés : SCADA, DCS, API, RTU

المخلص:

تم تنفيذ هذا المشروع خلال السنة الأخيرة من برنامج الماجستير في الأجهزة والنظم. كان الهدف الرئيسي لهذا المشروع هو دراسة وأتمتة والإشراف على تشغيل الآبار والسيطرة على سلامة رؤوس الآبار. في هذا السياق، اقترحنا وظيفة تحكم آلية للآبار باستخدام وحدة التحكم المنطقي القابلة للبرمجة S7-1200.

نقدم نظرة تفصيلية على موقع تيغنتورين، وعملية الإنتاج، ومكونات نظام التحكم والحماية المستخدمة في المنشآت، وكذلك العملية المحسنة التي تم تنفيذها لتحسين الكفاءة والإنتاجية وجودة العمليات. بعد ذلك، نفحص بشكل معمق وحدة التحكم المنطقي القابلة للبرمجة S7-1200 والبرمجيات المرتبطة بها، والتي تلعب دورًا حيويًا في أتمتة العمليات الصناعية. وأخيرًا، ندرس تشغيل الآبار بالتفصيل، مع التركيز بشكل خاص على محاكاة هذه الأجهزة الأساسية والإشراف عليها في الأنظمة الصناعية.

الكلمات المفتاحية: نظام التحكم الإشرافي وجمع البيانات (SCADA)، نظام التحكم الموزع (DCS)، جهاز التحكم المنطقي القابل للبرمجة (PLC)، وحدة الطرفية البعيدة