



**DISEÑO Y SIMULACION DE UN SISTEMA DE CONTROL MEDIANTE EL
USO DE PLC-HMI PARA LA RECUPERACION DE GASES DE LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO**

**GERMAN ANDRES GALLO GORDILLO
KEVIN FELIPE NARANJO RONCANCIO**

21131211952
21131422645

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Electromecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Villavicencio, Colombia

2021

**DISEÑO Y SIMULACION DE UN SISTEMA DE CONTROL MEDIANTE EL
USO DE PLC-HMI PARA LA RECUPERACION DE GASES DE LOS
TANQUES DE ALMACENAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDO PESADO**

GERMAN ANDRES GALLO GORDILLO

KEVIN FELIPE NARANJO RONCANCIO

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:
Ingeniero Electromecánico

Director (a):
Ingeniero Luis Ferney Gaitán A.

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Electromecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Villavicencio, Colombia

2021

NOTA DE ACEPTACIÓN

El trabajo de grado titulado

_____.

Cumple con los requisitos para optar

Al título de _____.

Ing. Alberto Villarraga

Ing. Peter Velázquez

TABLA DE CONTENIDO

	Pag
1. INTRODUCCIÓN.....	14
2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	15
2.1. DESPERDICIOS PETROLEROS.....	15
2.2. CRUDO PESADO	19
2.3. GRAVEDAD API	20
2.4. PROCESO DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO.....	22
2.5. GASES DERIVADOS DEL PROCESAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDO.....	23
2.5.1. Propano.....	24
2.5.2. Butano	25
2.5.3. Gas Licuado de Petróleo	26
2.6. ANTECEDENTES.....	27
2.7. CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	31
3. DISEÑO INGENIERIL	35
3.1. REQUERIMIENTOS PARA LA RECUPERACION DE GASES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.....	35
3.1.1. Descripción general de la unidad recuperadora de gases	36
3.1.2. Secuencia de control de la unidad recuperadora de gases.	36
3.2. SELECCIÓN Y DESCRIPCION DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL.....	40
3.3. DIRECCIONAMIENTO DE ENTRADAS/SALIDAS EN LA MEMORIA DEL PLC, ASIGNACION DE DIRECCIONES IP	52
4. RESULTADOS	56

4.2.	PRINCIPALES RUTINAS DE LA LÓGICA DE PROGRAMACIÓN LADDER	
	57	
4.2.	PANTALLAS Y VENTANAS GUI HMI	60
5.	CONCLUSIONES.....	63
6.	BIBLIOGRAFÍA.....	64
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	70

LISTA DE FIGURAS

	Pag
Figura 1. Basurero de desechos petroleros	15
Figura 2. Crudo pesado.....	19
Figura 3. Efecto de la desodorización sobre BaP.....	22
Figura 4. Quema de gases generados por el petróleo	24
Figura 5 Distribución de propano convencional.....	25
Figura 6 Calentadores de gas butano	26
Figura 7 Cilindro para transportar el GLP.....	27
Figura 8. Jack compresor de gas	30
Figura 9. Modelo en modo calefacción carga / descarga de crudo	32
Figura 10. Comparación del rendimiento del control lineal y modelo no lineal.	33
Figura 11 Comparación del rendimiento de MPC lineal y NMPC en presencia de perturbaciones y ruido de medición.....	34
Figura 12. Rack PLC-Fuente-E/S.....	41
Figura 13. Anatomía PLC familia 1769 (L36ERM)	42
Figura 14. Fuente de poder 1769-PA2.....	44
Figura 15. Tarjeta de comunicaciones ProSoft MVI69-MNET	45
Figura 16. Módulo 1769-IQ32.....	46
Figura 17. Anatomía módulo 1769-IQ32	46
Figura 18. Módulo 1769-IF8	48
Figura 19. Módulo 1769-OB16	49
Figura 20. Módulo 1769-OF4CI.....	50
Figura 21. Terminación del CompactBus	50
Figura 22. Módulo 1769-ECR.....	51
Figura 23. Panelview Plus 600	52
Figura 24. Rutina de selección del modo de arranque	57
Figura 25. Condiciones de arranque del sistema	58
Figura 26. Rutinas de temporizador, contador para mantener la presión en la unidad	58
Figura 27. Parámetros de sintonización del lazo PID.....	59

Figura 28. Pantalla de inicio HMI.....	60
Figura 29. Ventana, variables de proceso-Compresor	61
Figura 30. Parámetros del sistema de control	61
Figura 31. Estados del sistema de recuperación de gases	62

LISTA DE TABLAS

	Pag
Tabla 1 Rango API de crudo	21
Tabla 2. Selección de los componentes de control	40
Tabla 3. PLC CompactLogix L33ER, características.....	41
Tabla 4. Descripción general módulo 1769-IQ32	47
Tabla 5. Entradas/salidas sistema de control	53

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Lenguaje LADDER programación del Sistema de Recuperación de Gases.

ANEXO B. Elaboración de las ventanas de la HMI.

DEDICATORIA

*A mis hijos, Andres David y
Valeria.*

German Andres Gallo Gordillo.

*A mis papas, Luis Gabriel y
Yaneth, a mi hermana, Laura
Vanessa.*

Kevin Felipe naranjo Roncancio.

AGRADECIMIENTOS

Dar gracias a Dios, por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente, por haber puesto en mi camino a aquellas personas que han sido mi soporte y compañía durante todo el periodo de estudio.

Agradecer hoy y siempre a mi Esposa e Hijos que siempre han procurado mi bienestar y que, si no fuese por el esfuerzo realizado por ellos, mis estudios no hubiesen sido posibles; a mis papás y hermanos, por haberme forjado como la persona que soy en la actualidad; muchos de los logros se los debo a ustedes, en los que incluyo este. Me formaron con reglas y ciertas libertades, pero al final de cuentas, me motivaron con constancia para alcanzar mis anhelos.

A Ladi, por ser tan comprensiva y paciente, por su apoyo y amor; porque en su compañía las cosas malas se convierten en buenas, la tristeza se transforma en alegría y la soledad no existe.

De igual manera mi más sincero agradecimiento al Ingeniero Stick Rodríguez y familia Confipetrol por haberme sugerido el tema para esta tesis, por su apoyo y consejos durante la ejecución del tema.

GERMAN ANDRES GALLO GORDILLO

En primer lugar, quiero agradecer a Dios que permitió llegar a este punto de mi carrera profesional, donde estoy culminando una meta más de mi vida, gracias a él por su sabiduría, fortaleza y entrega que me ha dado siempre.

Agradezco también a esta prestigiosa universidad por la oportunidad de hacer parte de ella, a mis tutores quienes me brindaron herramientas que fueron fundamentales y necesarias en la elaboración de este proyecto de grado, gracias a mis compañeros por su aprecio y amistad a lo largo de este proceso.

De una manera especial quiero agradecer a mis padres y hermana quienes han estado en todos los momentos de mi vida pues sin el apoyo incondicional de ellos habría sido imposible llegar al cumplimiento de esta meta, Dios recompense todo lo que han hecho por mí y permita que pueda yo también brindarles lo mejor cada día, mi respeto, mi cariño, agradecimiento, ayuda y sostén hasta el día que Dios nos permita y nos dé la oportunidad de compartir en esta tierra, gracias por ser promotores de mis sueños y darme siempre animo cuando faltaron fuerzas, gracias a todos, los amo y los bendigo.

Dios los bendiga.

KEVIN FELIPE NARANJO RONCANCIO

Resumen

En la actualidad, los docentes universitarios son conscientes de la importancia que tiene potenciar la realización de prácticas en materias de corte técnico en la formación académica de sus estudiantes. Como consecuencia, los docentes buscan nuevas pedagogías para facilitar el acceso al conocimiento mediante la experimentación, haciendo énfasis en el diseño y selección de elementos para el control de los procesos industriales.

Siendo el Meta el departamento con mayor producción de hidrocarburos a nivel nacional, así lo afirma (Gerente.com, 2021) “Con cifras de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, en los primeros seis meses del año, el departamento del Meta produjo un promedio de 423.500 barriles diarios de petróleo que corresponden al 49,9% del total de la producción de Colombia”, la empresa Colombia de petróleos ECOPETROL S.A, incluye dentro de sus operaciones un ámbito de procesos en la recolección y tratamiento de crudos pesados, el control y monitoreo de las variables del proceso, es fundamental, para su veracidad y confiabilidad; contar con dispositivos de programación de alta complejidad y su respectiva lógica.

El sistema de recuperación de gases en las estaciones de recolección y tratamiento consiste en la instalación de un conjunto de accesorios y dispositivos mecánicos, eléctricos y electrónicos en el que se resalta el controlador lógico programable PLC y la interfaz hombre-máquina HMI para la recuperación y el control de las emisiones de gases generados durante las reacciones químicas y transporte del crudo pesado. Para lograr el automatismo del sistema, se implementa una lógica de programación a una serie de parámetros, entre ellos, las variables de proceso (temperatura, presión, flujo y nivel) que son medidas por los instrumentos que hacen parte de los componentes de dicho sistema; adicional, se debe de tener un control sobre las RPM, temperaturas de devanados y vibraciones tanto en el motor y compresor, dado que se ajusta a las condiciones operativas según la cantidad de gas disponible en los tanques que se presenten, estos generados, por alta temperatura, química, trasegado y la disponibilidad de tanques.

Summary

Currently, university teachers are aware of the importance of promoting internships in technical matters in the academic training of their students. As a consequence, teachers seek new pedagogies to facilitate access to knowledge through experimentation, emphasizing the design and selection of elements for the control of industrial processes.

Meta being the department with the highest hydrocarbon production nationwide, as stated (Gerente.com, 2021) "With figures from the National Hydrocarbons Agency, ANH, in the first six months of the year, the Meta department produced a average of 423,500 barrels of oil per day, corresponding to 49.9% of the total production of Colombia ", the company Colombia de petroleum ECOPETROL SA, includes within its operations a scope of processes in the collection and treatment of heavy crude oil, the control and monitoring of the process variables is essential for its veracity and reliability; have highly complex programming devices and their respective logic.

The gas recovery system in the collection and treatment stations consists of the installation of a set of accessories and mechanical, electrical and electronic devices in which the PLC programmable logic controller and the HMI man-machine interface are highlighted for recovery and control of gas emissions generated during chemical reactions and transportation of heavy crude oil. To achieve the automation of the system, a programming logic is implemented to a series of parameters, among them, the process variables (temperature, pressure, flow and level) that are measured by the instruments that are part of the components of said system. ; Additionally, you must have control over the RPM, winding temperatures and vibrations both in the motor and compressor, since it adjusts to the operating conditions according to the amount of gas available in the tanks that are present, these generated, by high temperature, chemistry, transfer and availability of tanks.

1. INTRODUCCIÓN

En la industria, numerosos sistemas de manufactura y procesos continuos requieren máquinas y/o plantas productivas típicamente controladas mediante algoritmos generados en controladores lógicos programables (PLC), pudiendo ser modificados ante nuevos requerimientos de las máquinas o plantas de manera fácil, rápida y segura (Ljungkrante et al., 2009; Gulpanich et al., 2005) mediante el uso de PLC, existen aplicaciones desde el control de motores hasta sistemas de control inalámbrico (Ahmed y Soo, 2009; Alheraish et al., 2006; Johnson, 2008). Los algoritmos de control desarrollados en PLC deben asegurar la confiabilidad del proceso mediante reglas que permitan incluir "todas" las posibilidades de riesgo, tanto para las personas como para la planta misma (Konaka et al., 2003; Devinder et al., 2005). Para el desarrollo de este proyecto se implementa la lógica de programación por lenguaje LADDER, estableciendo el algoritmo y los parámetros de control cargados en el PLC manejados desde la interfaz máquina-hombre HMI.

Por otra parte, las interfaces humano máquina (HMI), ejecutadas en una panelview, en la actualidad se utilizan para representar de forma "idéntica" la realidad de los procesos, permitiendo a los operadores una interrelación de los equipos físicos de la planta con los equipos virtuales de las interfaces gráficas de usuario (GUI) (Devinder et al., 2005; Mathiesen et al., 2006). Además, las HMI permiten incluir eventos (principalmente a través del ratón de la PC, mediante los comandos de configuración "mouse-down" y "mouse-up") para realizar acciones de control y protección de los equipos del sistema, así como "leer" información de las variables de los PLC (mediante el acceso a las memorias donde se encuentra el estado de las variables del proceso) y poder utilizar el estado de esas variables para indicar, mediante cambios de color en los equipos virtuales, la condición que guardan en el proceso real y facilitar al operador del sistema la toma de decisiones (Hall et al., 2002).

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1. DESPERDICIOS PETROLEROS

El petróleo crudo representa una de las principales fuentes de energía actuales, con el continuo aumento de la población mundial y la industrialización, hay un aumento en la demanda mundial de petróleo crudo y productos derivados. En julio de 2012, Endurance International Group, Inc. (EIG) informó de existencias mundiales totales de petróleo crudo de 7148 millones de barriles, con un flujo diario estimado de producción de petróleo de alrededor de 75 millones de barriles[1]. En el procesamiento de este crudo, la industria petrolera genera anualmente cantidades masivas de lodos aceitosos durante las diferentes operaciones de crudo, desde la exploración hasta el refinado[2]. La mayor cantidad de lodos aceitosos se genera en las refinerías de petróleo durante las operaciones de almacenamiento de petróleo como se ve en la figura 1.

Figura 1. Basurero de desechos petroleros



Fuente: Tomada de <https://opsur.org.ar/2017/05/23/basureros-petroleros-que-son-y-donde-se-encuentran/>

La mayoría de los tanques de almacenamiento de petróleo crudo contienen sedimentos de sedimentación en el fondo acumulados a lo largo del tiempo que se denominan lodos del fondo del tanque de petróleo crudo (COTBS). Durante los procesos de limpieza, todos

los desechos se eliminan y se vierten en los estanques designados. La generación continua de COTBS durante el almacenamiento a granel de petróleo crudo es un fenómeno inevitable[4]. COTBS generalmente contiene una cantidad significativa (30-50%) de petróleo (hidrocarburos pesados) [5], además de agua (30-50%) y sólidos (10-12% (p / v) [6]. Sin embargo, su composición es muy variable de una instalación a otra y de un tanque a otro dentro de la misma instalación, esta depende de la composición del aceite almacenado, las condiciones de almacenamiento, el período de almacenamiento y el diseño y las condiciones mecánicas del tanque de almacenamiento[7].

Debido a la acumulación de grandes cantidades de COTBS junto con su naturaleza peligrosa y las dificultades asociadas en la gestión de residuos, donde se ha convertido en un problema crítico en la mayoría de las refinerías de petróleo[8]. En 2001, se estimó que la industria del petróleo de los EE. UU. Generaba alrededor de $1,5 \times 10^6$ barriles de estos desechos por año [9], mientras que las grandes refinerías de petróleo (que procesaban $2-5 \times 10^5$) barriles / día se estimaba que producían $10 \times 10^3 \text{ m}^3$ por año [10]. En la India, las refinerías de petróleo generan alrededor de 50×10^3 toneladas (t) por año de COTBS rico en petróleo (30-40% de petróleo) [8]. En China, la industria petroquímica descarga cerca de 3×10^6 t al año. Un tercio de esta cantidad (1×10^6 t) se derivó de las operaciones de limpieza asociadas a los tanques de almacenamiento de crudo[11]. Paralelamente a las refinerías de petróleo, los campos petroleros también generan cantidades significativas de desechos. En 2010, Shengli Oilfield por sí solo descargó más de 10×10^4 t [12].

La acumulación de COTBS dentro de los tanques de petróleo reduce su capacidad de almacenamiento de petróleo y la introducción de lodos aceitosos en la refinería puede, en última instancia, perturbar los procesos de refinación [13]. Por el contrario, el derrame en el medio ambiente sin tratamiento representa un riesgo significativo para el medio ambiente y la población circundantes. Es importante destacar que el almacenamiento prolongado de residuos en estanques de acumulación conduce a la filtración y contaminación del agua subterránea, así como a la reducción de las fracciones ligeras (volátiles).

Se sabe que muchos de estos compuestos volátiles son carcinógenos y mutágenos sospechosos, y su liberación al aire representa una amenaza significativa para el ecosistema y la población humana. Además, si los desperdicios se eliminan de manera inapropiada, el lodo aceitoso salpicará en el suelo donde cientos de compuestos individuales contaminarán el suelo [14], [15]. Como muchos de los componentes de hidrocarburos se consideran tóxicos, mutagénicos o cancerígenos [16], en 1992 la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US EPA) anunció una regla final (57 FR 37194, 37252) que establece las regulaciones y normas de tratamiento bajo la disposición en tierra. programa de restricciones para varios desechos peligrosos, incluidos los materiales de hidrocarburos (COTBS) [17].

Estos se generan y eliminan continuamente en grandes cantidades [18]. Recientemente, el desarrollo de estrategias de tratamiento para COTBS para reducir su carga ambiental ha recibido una mayor atención mundial [4] y se han propuesto diferentes técnicas de remediación efectivas [17] que incluyen métodos físicos, químicos y biológicos. Entre las técnicas descritas, se han destacado el vertido, la incineración, la licuefacción por microondas, la centrifugación, la encapsulación, la biodegradación en la agricultura terrestre, las biopilas y los biorreactores [19]. Sin embargo, algunos métodos (por ejemplo, la incineración) se han restringido en algunos países mediante la aplicación de rigurosas normas medioambientales debido a su posible impacto medioambiental [20].

Dado el alto contenido de hidrocarburos de desechos aceitosos, los métodos de tratamiento convencionales, como el cultivo de la tierra, el vertedero y la incineración, consumen mucho tiempo, son ineficaces, costosos y pueden liberar potencialmente más contaminantes ambientales no deseados [21][22]. Además, dado que los desperdicios aceitosos se reconocen como un recurso energético potencialmente valioso, las técnicas de descomposición (biorremediación) que utilizan microorganismos tampoco son aconsejables [22].

La fuerza impulsora actual para un mayor interés en el estudio y caracterización de las sobras es la recuperación de aceite de los lodos aceitosos residuales para evaluar el

potencial comercial de reciclar el aceite. Los beneficios serían dobles: en primer lugar, mejorar la eficiencia de la utilización del petróleo y, en segundo lugar, reducir la contaminación ambiental asociada con la industria de los hidrocarburos petrogénicos [23], [24].

Para caracterizar y clasificar el aceite recuperado para uso comercial, se deben conocer sus propiedades fisicoquímicas. Para clasificar el aceite, la gravedad API es la propiedad más importante. Es la densidad relativa de los líquidos derivados del petróleo y la densidad del agua, y se utiliza para comparar las densidades relativas de los productos derivados del petróleo. API es una escala para denotar la 'ligereza' o 'pesadez' de los productos y aceites crudos de petróleo.

Cuanto más ligero sea el hidrocarburo, mayor gravedad API y cuanto más ligero el hidrocarburo, mayor valor de mercado. Los aceites con API de más de 30 ° se conocen como ligeros, mientras que los aceites en el rango entre 22 ° y 30 ° son medianos, pero los API de menos de 22 ° son pesados y por debajo de 10 ° son extrapesados. Es preferible entre 25 ° y 30 ° [25]. Además de la densidad, la viscosidad, que es la resistencia al flujo, es otro factor importante que afecta las capacidades de bombeo y transporte a través de las tuberías. Tratar con aceite de alta viscosidad es una de las principales dificultades en el transporte a través de la red de tuberías [26].

Por lo general, la viscosidad de los aceites de hidrocarburos varía de 100 mPa a 105 mPa y la viscosidad máxima deseada es 400 mPa [27], pero la alta viscosidad se puede reducir al valor deseado reduciendo la temperatura del líquido mediante la adición de diluyentes gaseosos o líquidos [26]. Además, el punto de inflamación, que es la temperatura mínima a la que pueden arder los vapores del material, es el indicador de la inflamabilidad de los aceites hidrocarbonados. El manejo seguro de los aceites, incluido el procesamiento, el almacenamiento y el transporte, requiere conocer los valores exactos del punto de inflamación [28].

Es más; La presencia de cenizas en el aceite puede afectar la calidad del aceite. El contenido de cenizas proporciona conocimiento de los componentes metálicos que

quedan después de la combustión completa del aceite en condiciones específicas. El alto contenido de cenizas reduce los valores caloríficos y no es deseable para la combustión directa debido a la formación de incrustaciones y escorias [29]. Por lo general, el petróleo crudo contiene una pequeña cantidad de sales expresadas como presencia de NaCl. Si el contenido de sal es superior a 1000bbl, la sal debe minimizarse para reducir el ensuciamiento y la corrosión, además de la formación de ácidos por los cloruros de sales [30].

2.2. CRUDO PESADO

El petróleo pesado es un tipo de petróleo crudo muy viscoso, lo que significa que es espeso y no fluye fácilmente, como se aprecia en la figura 2. Esto se debe tanto a una baja proporción de hidrógeno a carbono en la composición molecular como a la presencia de otros minerales como asfáltenos, resinas, azufre y metales como el vanadio y el níquel, que aumentan su densidad.

Figura 2. Crudo pesado.



Fuente: Tomada de <http://oilproduction.net/no-convencionales/heavy-oil-oil-sands/item/2129-la-importancia-del-petroleo-pesado>

Casi todos los depósitos de aceite pesado son restos degradados de aceites convencionales. La degradación comienza cuando el petróleo migra hacia la superficie de la tierra y se encuentra con agua que contiene oxígeno y bacterias. Se forma un material similar al alquitrán en contacto con el agua y el aceite que eventualmente invade toda la acumulación de aceite. Un proceso conocido como "lavado con agua" elimina los hidrocarburos ligeros más solubles en agua, dejando una acumulación de aceite pesado.

Las acumulaciones de aceite pesado pueden representar tan solo el 10 por ciento del aceite convencional original [31].

Debido a su alta densidad y viscosidad, se necesitan métodos de extracción especiales para recuperar el petróleo pesado de manera eficiente. Estos métodos incluyen: minería a cielo abierto, producción en frío y recuperación térmica. El petróleo pesado también puede requerir un procesamiento adicional, generalmente denominado mejora, después de ser producido para ser transportado y refinado. Se invierten grandes cantidades de energía en la extracción y producción de petróleo pesado, alrededor del 20% al 30% de la energía que realmente se produce [32].

El petróleo pesado constituye una parte significativa de los recursos petrolíferos descubiertos en el mundo, mientras que hasta ahora solo se ha producido una fracción muy pequeña de estos recursos. La alta densidad y viscosidad tradicionalmente han hecho que su recuperación de energía sea exigente en comparación con los aceites más ligeros.

Se espera que los crudos pesados contribuyan en gran medida a las necesidades energéticas del mundo en el futuro, a medida que disminuyan los suministros convencionales. Sin embargo, los costos tecnológicos para producir un barril son actualmente mucho más altos que con los recursos convencionales. Además, el aumento de los requisitos de energía y las prácticas no convencionales en la producción plantean diversas preocupaciones ambientales, como la alteración de la tierra, los estanques de relaves y mayores emisiones de gases de efecto invernadero.

2.3. GRAVEDAD API

La gravedad API es un índice comúnmente utilizado de la densidad de un petróleo crudo o productos refinados, API significa American Petroleum Institute, que es la organización industrial que creó esta medida [34], cuyas consideraciones se encuentran en la tabla 1, en ella se expresa el tipo de crudo con su respectivo valor de API, cuya normativa es un

estándar a nivel mundial y dependiendo de las zonas de extracción se considera el campo de producción,

Tabla 1 Rango API de crudo

Tipo de crudo	Rango API
Extrapesado	≤9,9
Pesado	Entre 10 y 19,9
Mediano	Entre 20 y 29,9
Liviano	Entre 30 y 39,9
Condensado	≥40

Fuente: Tomada de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html>

Cálculo de la gravedad API

El API se calcula a partir de la gravedad específica de un hidrocarburo utilizando esta fórmula:

$$\text{API} = (141,5 / \text{gravedad específica}) - 131,5$$

Gravedad API de los grados de petróleo crudo

Un crudo tendrá típicamente un API entre 15 y 45 grados. Un API más alto indica un crudo más ligero (menor densidad). Un API más bajo indica un crudo más pesado (más denso). Generalmente, los crudos más livianos (alto API) son más valiosos porque producen más productos livianos de alto valor cuando pasan por una refinería.

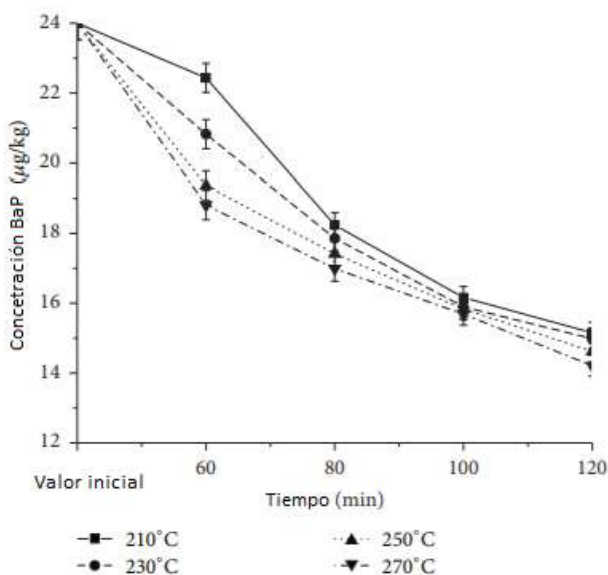
El crudo ligero se encuentra típicamente en el rango API 35-45, que incluye la mayoría de los crudos de mayor valor como el Brent y el WTI. Los crudos más livianos que 45 generalmente se consideran crudos extra livianos o condensados y tienen un valor más bajo que el crudo liviano porque contienen muchos extremos livianos como propano y butano. Un crudo medio está en el rango de API 25-35 y un crudo pesado está en el rango API 15-25. Cualquier cosa por debajo de 15 API se consideraría un crudo extra pesado.

2.4. PROCESO DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

La influencia de las operaciones tecnológicas durante el proceso de refinación de petróleo sobre los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) en aceites neutralizados, blanqueados y desodorizados se investigó sobre la base de un estudio a escala de laboratorio. En las mejores condiciones experimentales, el benzo(a)pireno disminuyó en un 85,1%, 99,7% y 40,8% en los aceites neutralizados, blanqueados y desodorizados, respectivamente. El total de 16 analitos disminuyó en un 55,7%, 87,5% y 47,7%, respectivamente. El blanqueo con carbón activado fue el procedimiento más eficaz para reducir los PAH en el petróleo crudo. La neutralización tuvo una influencia modesta en dieciséis analitos; sin embargo, la desodorización solo fue responsable de una ligera disminución en los contenidos de HAP ligeros y HAP pesados.

como se aprecia en la figura 3, donde se compara la concentración de BaP con respecto al tiempo.

Figura 3. Efecto de la desodorización sobre BaP



Fuente: Tomada de Y. Ma, L. Shi, Y. Liu, and Q. Lu

Los datos obtenidos en este estudio sugieren que el uso de carbón activado durante el proceso de refinación de petróleo es muy recomendable; Además, estos resultados proporcionan una guía útil para que la planta de refinación de petróleo reduzca el riesgo de seguridad y garantice la calidad de los productos de aceite vegetal [36].

2.5. GASES DERIVADOS DEL PROCESAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDO

Una vez que el petróleo crudo se extrae del suelo, se envía a una refinería donde se separan diferentes partes del petróleo crudo en productos de petróleo utilizables. Estos productos del petróleo incluyen gasolina, destilados como combustible diésel y aceite de calefacción, combustible para aviones, materias primas petroquímicas, ceras, aceites lubricantes y asfalto.

Un barril de petróleo crudo de 42 galones de EE. UU. Produce alrededor de 45 galones de productos petrolíferos en las refinerías de EE. UU. Debido a la ganancia en el procesamiento de las refinerías, donde además se produce la quema de gases producidos, como se aprecia en la figura 2. Este aumento de volumen es similar a lo que ocurre con las palomitas de maíz cuando se abren. Un grano de maíz es más pequeño y más denso que un grano reventado. La cantidad de productos individuales producidos varía de un mes a otro y de un año a otro a medida que las refinerías ajustan la producción para satisfacer la demanda del mercado y maximizar la rentabilidad.

Figura 4. Quema de gases generados por el petróleo



Fuente: Tomada de <http://blogs.edf.org/texascleanairmatters/un-enfoque-vecinal-para-limpiar-el-aire-en-el-sur-de-texas/>

2.5.1. Propano

El propano es un subproducto del procesamiento de gas natural y la refinación de petróleo crudo, con cantidades casi iguales de producción derivadas de cada una de estas fuentes. La mayor parte del propano que se consume en los Estados Unidos se produce en América del Norte. Además del propano convencional, también se está explorando el propano renovable, que se produce a partir de materias primas renovables [38] y es utilizado para la cocción de alimentos en los hogares, siendo el usado por la estufa como se ve en la figura 5.

Figura 5 Distribución de propano convencional



Fuente: Tomada de <https://gruposinelec.com/gas-propano-usos-tipos-y-caracteristicas/>

- **Producción**

El propano se produce a partir de componentes líquidos recuperados durante el procesamiento del gas natural. Estos componentes incluyen etano, metano, propano y butano, así como hidrocarburos más pesados. El propano y el butano, junto con otros gases, también se producen durante la refinación del petróleo crudo.

Químicamente idéntico al propano convencional, el propano renovable se produce a partir de materias primas basadas en biomasa, que incluyen aceite de cocina usado, grasas animales o éter dimetílico al 20%. Aunque el número de productores es pequeño, el propano renovable se produce actualmente en refinerías de biodiesel.

2.5.2. Butano

El butano es uno de los dos hidrocarburos saturados, o alcanos, con la fórmula química C_4H_{10} de la serie de las parafinas. En ambos compuestos, los átomos de carbono están unidos en una cadena abierta. En el n-butano (normal), la cadena es continua y no ramificada, mientras que en el i-butano (iso) los átomos de carbono forman una rama lateral. Esta diferencia en la estructura da como resultado diferencias pequeñas pero claras en las propiedades. Por tanto, el n-butano se funde a $-138,3^\circ C$ y hierve a $-0,5^\circ$

C, y el i-butano se funde a $-145\text{ }^{\circ}\text{C}$ y hierve a $-10,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, por lo cual es usado para los calentadores de los hogares, como se aprecia en la figura 6.

Figura 6 Calentadores de gas butano



Fuente: Tomada de <https://www.calderasycalefaccion.es/climatizacion/gas-natural-o-gas-butano/>

2.5.3. Gas Licuado de Petróleo

La perforación de pozos, el procesamiento, el transporte, el envasado, la vaporización, los reguladores de gas y los propios aparatos de gas forman parte de la cadena de suministro de GLP. El GLP se extrae de pozos de petróleo y gas.

El GLP suele estar presente en mezclas de otros hidrocarburos, como el petróleo crudo y el gas natural. La producción de gas natural y la extracción de petróleo se utilizan para producir GLP.

A presiones comparativamente bajas, el GLP se comprime en un líquido y se contiene en botellas, cilindros o tanques de gas especialmente diseñados, como el de la figura 7. El GLP generalmente se contiene en recipientes de acero o compuestos como líquido,

que varían en tamaño, desde pequeñas botellas de gas para barbacoa hasta cilindros de gas más grandes y tanques de almacenamiento de GLP

Figura 7 Cilindro para transportar el GLP



Fuente: Tomada de <https://norgas.com.co/blog/como-es-el-cilindro-de-glp/>

2.6. ANTECEDENTES

La quema siempre ha sido una parte inseparable de la producción y exploración de petróleo. Anteriormente, los gases residuales recolectados de diferentes partes de las instalaciones se liberaban por razones de seguridad u operativas y se quemaban en la parte superior de una chimenea de antorcha ya que no existía la posibilidad de tratar o utilizar este tipo de gas.

Las preocupaciones sobre el calentamiento global llevaron a varias iniciativas para reducir la llamarada o incluso eliminar la combustión. El tratamiento del gas de antorcha fue posible gracias a la introducción de sistemas de recuperación de gas de antorcha que se han vuelto cada vez más obligatorios. La mayoría de las soluciones añaden un sistema de recuperación de gas de antorcha a un sistema de antorcha existente. En un escenario típico, después de analizar la instalación existente y recopilar los datos

necesarios, se proponen diseños alternativos y se determinan los criterios para elegir entre las alternativas propuestas. En este trabajo se proponen dos diseños de un sistema de control de gas y se eligió la confiabilidad como factor decisivo. Utilizando árboles de fallas dinámicas reparables, se han implementado los modelos de fallas de los dos diseños. Posteriormente, se utiliza una novedosa técnica híbrida, el Stochastic Hybrid Fault Tree Automaton, para modelar las condiciones de trabajo en las que opera el sistema, con el objetivo de lograr una valoración más realista y evaluar la probabilidad de desastre asociada a estas fallas. Se muestra que esto último permite un análisis más rico donde se pueden evaluar mejor los efectos de la falla. Esto es importante para la elección correcta entre las alternativas de diseño porque, como se muestra en el estudio de caso, los resultados de los dos análisis pueden llevar a conclusiones contrastantes de la solución a adoptar. Se han llevado a cabo más investigaciones centradas en los subsistemas de seguridad y en los eventos básicos de cada diseño. El análisis de la Medida de Importancia reveló que algunos de los componentes eran responsables de la mayoría de las fallas críticas, localizando así algunas áreas de posible mejora del diseño [42].

El gas de antorcha es gas de hidrocarburo ligero, subproducto de cualquier actividad de la industria del petróleo, que se quema; y no pudo pasar a las instalaciones de producción debido a la baja presión. El volumen de la llamarada de gas con frecuencia es significativo, lo que provoca emisiones de gases de efecto invernadero, lo que genera un problema medioambiental grave. Objetivos: El propósito de esta investigación es utilizar gas de antorcha en campos de petróleo y gas para reducir los problemas ambientales. Metodología y resultados: El gas de antorcha en un campo productor de petróleo se comprime para producir un flujo de gas a mayor presión, mediante el uso de tres compresores alternativos integrados de una etapa para ingresar a la línea troncal de producción. El gas se envía a la Planta de Eliminación de CO₂, ya que el gas sería venta de gas. El campo sujeto en Java Occidental, los pozos de producción experimentan una disminución de la presión; Como resultado, la presión que fluye en la boca del pozo se vuelve baja, por lo que el gas se quema. El sistema de recuperación de llamarada de gas es económicamente rentable tanto para escenarios de compra como de alquiler. Alquilar

el equipo es más rentable y tiene un menor riesgo técnico, porque todos los riesgos recaen sobre el proveedor de servicios de alquiler. Conclusión, importancia e impacto del estudio: La monetización del gas de antorcha reducirá los problemas ambientales y se utiliza para uso propio o para la venta de gas. El mejor escenario económico es el escenario de alquiler [43].

La recuperación de gas de antorcha es necesaria para manejar antorchas de gas en campos de petróleo y gas. Los pozos de producción del campo C experimentan una disminución como resultado de que la presión del flujo de gas en la boca del pozo se vuelve baja. El gas de baja presión ingresa al separador de LP y luego se quema como una llamarada de gas que contiene CO₂ de 33,38 mol y GHV de 1048,9 BTU / pie³. El sistema de recuperación de gas de antorcha se aplica para reducir las antorchas de gas con la unidad de compresor alternativo integrado para compresión a presión de succión ± 10 psig, presión de descarga ± 100 psig y caudal total ± 1 MMSCFD. Luego, la planta de remoción de CO₂ produce gas con un contenido de CO₂ de 7.09% mol y GHV de 1314.9 BTU / ft³. Durante la operación, requiere gas combustible que oscila entre 11 MSCFD y la potencia real oscila entre 36,46 HP y 39,64 BHP, para lo cual se utiliza un compresor de gas del tipo Jack como se ve en la figura 8. Análisis de aspectos económicos, monetización de la antorcha de gas para el período 2015 hasta 2022, reservas brutas 2,062,917 MMBTU e ingresos brutos de US \$ 6,026,744. El costo operativo del esquema de compra de arrendamiento, el gobierno US \$ 2,079,696 y el contratista US \$ 1,386,464 con POT 1.7 años y TIR 151.5% [44].

Figura 8. Jack compresor de gas



Fuente: Tomada de T. Sitorus, R. Sitaresmi, and H. H. Oetomo.

En una caldera de servicio público, la mayor pérdida de calor proviene de los gases de combustión de escape. Para reducir la temperatura de los gases de combustión y aumentar aún más la eficiencia de la planta, se proponen un sistema mejorado de recuperación de calor indirecto de los gases de combustión y un sistema economizador adicional. El calor residual de los gases de combustión se utiliza para el calentamiento de regeneración de condensado a alta presión. Esto reduce la extracción de vapor a alta presión de la turbina de vapor y se genera más energía. La recuperación de calor residual de los gases de combustión reduce el consumo de carbón. En este trabajo también se consideran otros enfoques para la recuperación de calor de los gases de combustión, la utilización directa de la energía de los gases de combustión y el sistema indirecto de recuperación de calor de los gases de combustión. Los sistemas propuestos junto con una central eléctrica de referencia de 330 MWe se simulan utilizando el método de caída de entalpía equivalente. Los resultados muestran que el esquema de economizador adicional tiene el mejor rendimiento. Cuando la temperatura de los gases de combustión disminuye de 153 ° C a 123 ° C, la producción de energía aumenta en 6,37 MWe y el incremento en la eficiencia de la planta es de aproximadamente 1,89%. Para el sistema

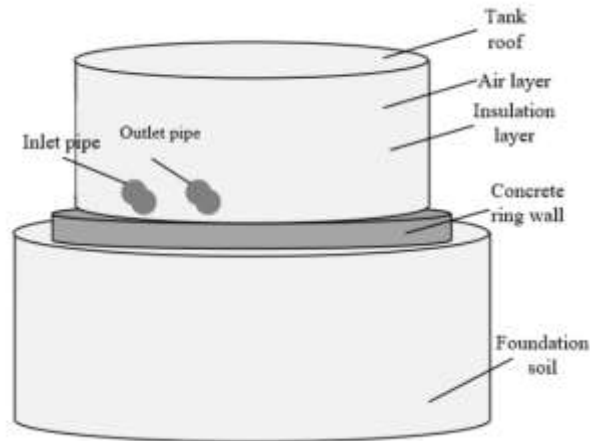
mejorado de recuperación de calor indirecto de los gases de combustión, la producción de energía aumenta en 5,68 MWe y el incremento en la eficiencia de la planta es del 1,69% [45].

2.7. CONTROL DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO

Si el petróleo crudo en el tanque de almacenamiento se calienta directamente sin considerar su distribución de temperatura, ocurrirán varios problemas, a saber, la expansión térmica del petróleo crudo y el grosor desigual de la capa de condensado, lo que dificulta la gestión segura del almacenamiento de petróleo crudo y transporte. Sin embargo, pocos académicos han analizado la distribución del campo de temperatura del tanque de almacenamiento de petróleo crudo bajo calefacción, o la fuerza interna bajo fuerza estática. Por lo tanto, este documento investiga la tensión térmica de la pared del tanque y la prevención de riesgos y el control del mismo [45].

En primer lugar, se analizaron las propiedades de transferencia de calor, se construyó un modelo de balance de energía y se seleccionaron varias variables para evaluar el efecto de transferencia de calor del tanque bajo diferentes modos de calefacción, incluida la potencia de diseño térmico, la tasa de aumento de temperatura y el calor. tasa de utilización de energía. Luego, se seleccionó la sección transversal de la pared para el análisis de estrés térmico. Con base en los extremos de tensiones térmicas circunferenciales y verticales, se determinaron las partes débiles susceptibles a riesgos como fugas, y se presentaron varias medidas y sugerencias para reducir los riesgos del almacenamiento y transporte de crudo[46], como se aprecia en la figura 9.

Figura 9. Modelo en modo calefacción carga / descarga de crudo

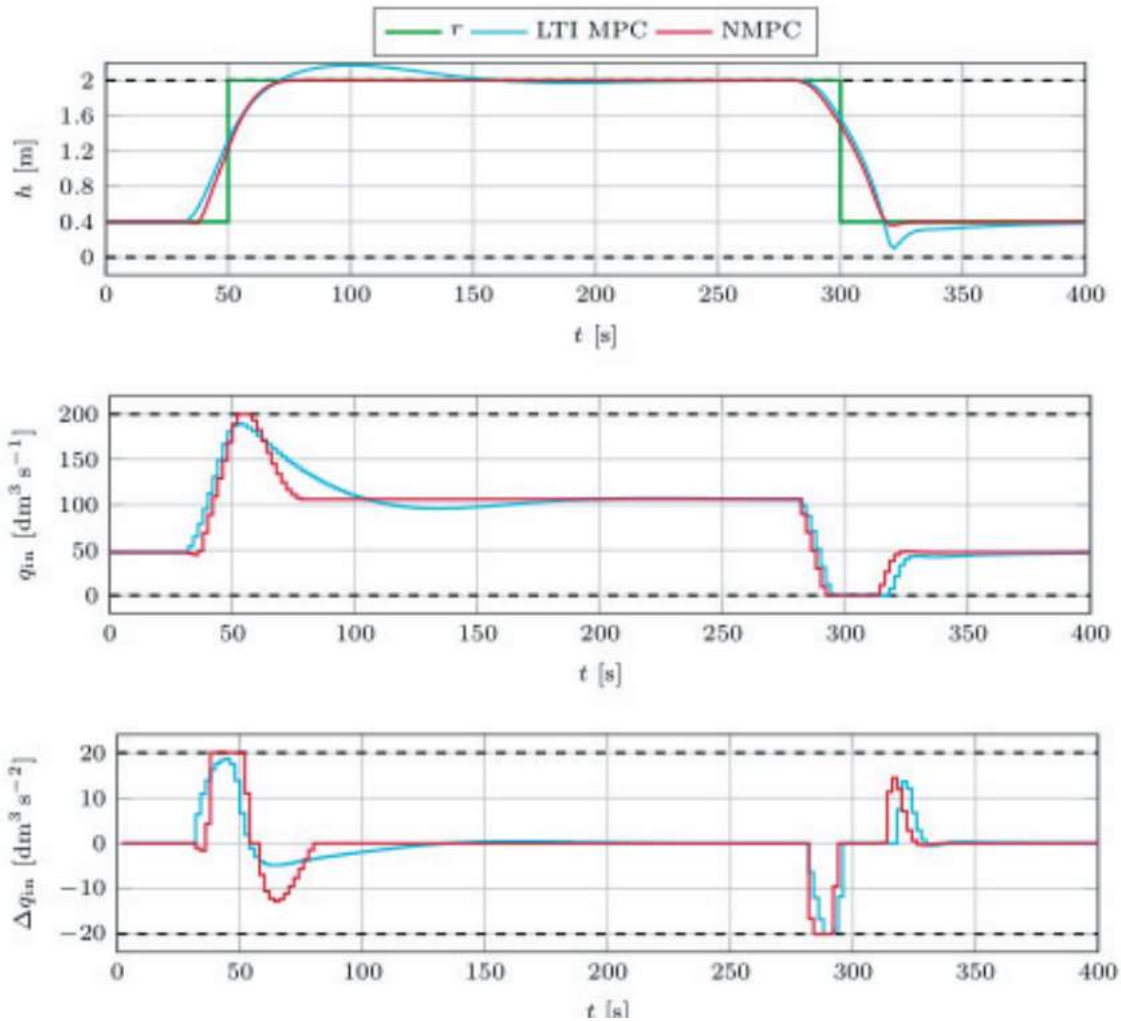


Fuente: Tomada de O. E. Odipe, H. O. Sawyerr, and S. O. Adewoye

En el año 2018 Klaučo, Čirka, y Kukla realizaron un estudio que trata del análisis y diseño de una estrategia de control predictivo de modelos (MPC) utilizada en relación con el control de nivel en tanques de almacenamiento de líquidos industriales de forma cónica. El MPC se basa en un modelo dinámico no lineal que describe los cambios del nivel de líquido relacionados con los cambios en el flujo de entrada del líquido. Se aplicó la discretización de Euler del sistema dinámico para transformar la dinámica de tiempo continuo en su contraparte de tiempo discreto utilizada en el diseño de MPC no lineal (NMPC). Mediante un estudio de caso de simulación, se ha demostrado que el NMPC rastrea los cambios del nivel de líquido y, por lo tanto, proporciona un mayor rendimiento de control. Este documento también compara el enfoque tradicional de control óptimo, MPC lineal, con la estrategia NMPC [47], mostrando en la figura 10 la comparación entre el rendimiento de ambas estrategias.

El diseño de un controlador predictivo no lineal aplicado para controlar el nivel de líquido dentro de un tanque de almacenamiento. Se propuso el uso de un esquema de control con el filtro de Kalman extendido.

Figura 10. Comparación del rendimiento del control lineal y modelo no lineal.

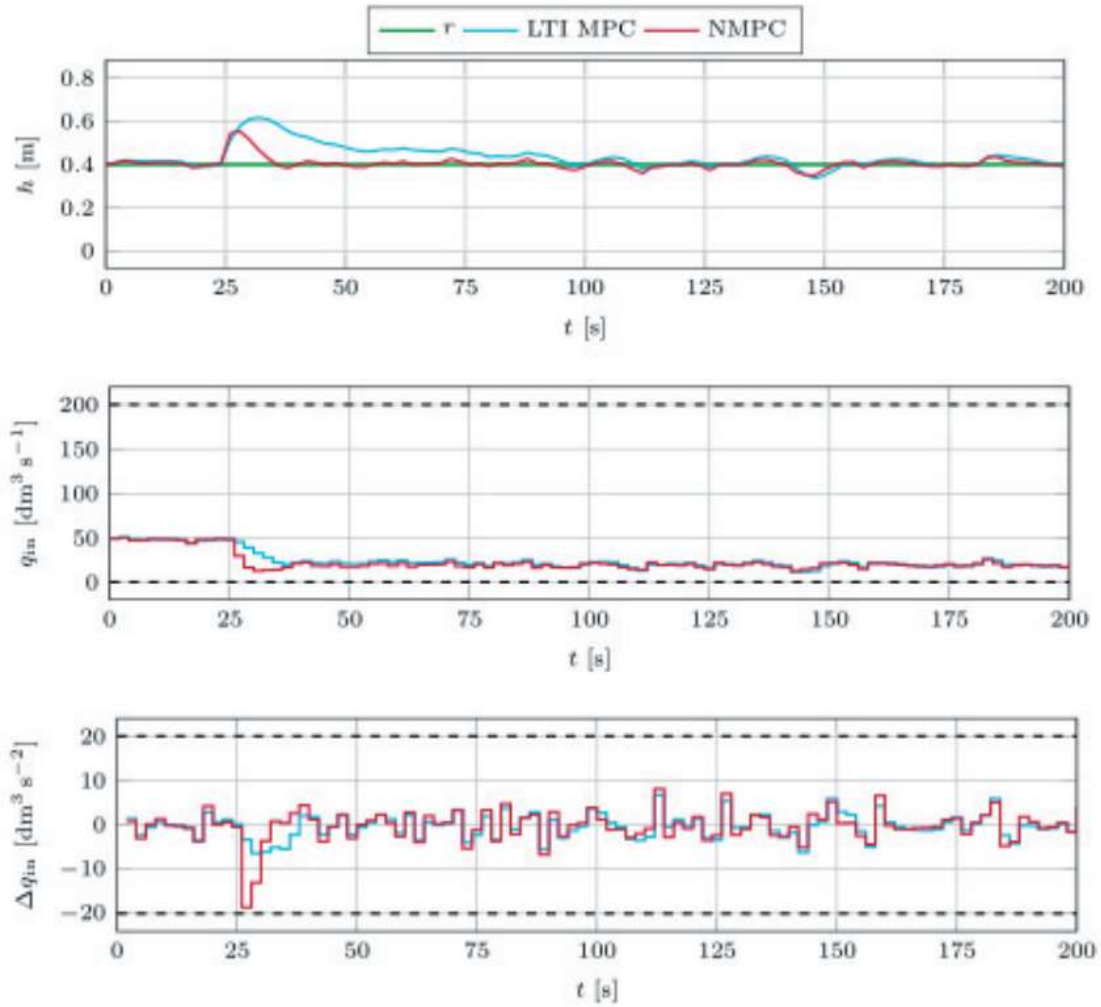


Fuente: Tomada de M. Klaučo, L. Čirka, and J. Kukla.

Comparación del rendimiento del control bajo MPC basado en lineal y estrategia de control predictivo de modelo no lineal. La simulación con MPC lineal solo es posible debido al suavizado de las restricciones, dicho esquema asegura un seguimiento libre de compensación de la referencia incluso en presencia de perturbaciones. El controlador predictivo no lineal se implementó como un problema de optimización con la función de costo cuadrático con restricciones no lineales en Matlab utilizando la función incorporada `fmincon`. La estrategia de NMPC propuesta se validó luego en una simulación de un tanque de almacenamiento de forma cónica, cuyo modelo fue también derivado. La estrategia de NMPC se comparó con la MPC de base lineal bien establecida. La

comparación realizada mediante simulación mostró que el NMPC supera al MPC lineal en el seguimiento y en el rechazo de las perturbaciones como se ve en la figura 11[47].

Figura 11 Comparación del rendimiento de MPC lineal y NMPC en presencia de perturbaciones y ruido de medición



Fuente: Tomada de M. Klaučo, L. Čirka, and J. Kukla, "Non-linear model predictive control of conically shaped liquid storage tanks,"

3. DISEÑO INGENIERIL

Para el desarrollo del presente proyecto, se ha realizado una serie de pasos en los cuales se describen las generalidades o requerimientos esenciales del sistema de control mediante la implementación de la lógica de programación, control y las GUI para el monitoreo, sintonización de lazos, alarmas y visualización de las variables del sistema.

- Aspectos y requerimientos generales para la recuperación de gases en tanques de almacenamiento.
- Selección de los componentes y dispositivos que comprende el hardware en el sistema de control.
- Direccionamiento de las I/O en la memoria del controlador lógico programable, asignación de direcciones IP (PLC-HMI).
- Desarrollo y descripción al detalle de las rutinas de la lógica de programación.
- Simulación de la lógica de programación y panel HMI.

3.1. REQUERIMIENTOS PARA LA RECUPERACION DE GASES EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

La unidad de recuperación de gases, tiene como finalidad elevar la presión en las líneas de gases que van hacia la unidad recuperadora de vapores URV y mantener la presión al punto de 0 PSI de los tanques de crudo en un valor de temperatura constante. La unidad recuperadora cuenta con lo siguiente:

- La succión determinada por un calibre entre 10"-12".
- Un Scrubber o depurador.
- Compresor de tornillo seco.
- La descarga determinada por un calibre entre 8"-10".
- El sistema de instrumentación el cual automatizan, monitorea y controla el proceso.

3.1.1. Descripción general de la unidad recuperadora de gases

Todo el proceso inicia en la succión de gas, luego pasa al scrubber de succión donde el demister separa el gas y retiene todo líquido que llega el scrubber, partículas y agua, entre otros compuestos que luego que se generan en la compresión. En la etapa de la descarga pasará a un botellón o acumulador el cual aliviará los pulsos de presión y ruido del proceso.

El motor eléctrico de corriente alterna estará acoplado al compresor por medio de un acople mecánico proporcionando una protección a la desalineación y ante un atascamiento.

El control de flujo se hará controlando la variación de las RPM del motor mediante un variador de frecuencia, el instrumento asociado a la señal de presión de succión envía el valor de proceso al controlador lógico PLC y una presión de ajuste dinámico que se establece como set de presión es determinada en la lógica de programación y es buscada mediante el lazo PID.

El tablero de control instalado adjunto a la unidad de recuperadora de gases, contendrá el controlador lógico programable PLC con una PanelView que servirá de HMI, donde se pueden visualizar los estados y los valores de proceso y monitoreo del equipo. Un tablero de potencia para suministrar la alimentación al equipo, ambos tableros estarán vinculados eléctricamente y generarán la alimentación del motor, tablero de control e instrumentación asociada al proceso.

3.1.2. Secuencia de control de la unidad recuperadora de gases.

Autorización para el arranque

1. Poner el Switch del tablero de control en posición manual o automático (según como se desea trabajar).
2. Asegurar que el sistema no presente por ningún motivo alguna alarma de shutdown.

3. Indicar al sistema que las válvulas manuales ya se encuentran en posición segura de arranque.
4. Indicar ABRIR VÁLVULA DE SUCCIÓN.
5. CONFIRMAR.
6. Indicar ABRIR VÁLVULA DE DESCARGA.
7. CONFIRMAR.
8. Indicar ABRIR VÁLVULAS DE INSTRUMENTACION.
9. CONFIRMAR.
10. Indicar LISTO PARA ARRANCAR.
11. Pulsar botón de arranque.

Comienzo de compresión

1. Verificar en PT-100, Presión > -4 PSI.
2. PT-101 PALL en Bypass.
3. Nivel de líquido en scrubber LT-100 LAHH.
4. Se da señal de arranque al motor del compresor.
5. Motor en velocidad mínima 850 rpm's, rampa 15 segundos.
6. Temporizar 20 segundos.
7. Verificar en PT-101, Presión > 3 PSI.
8. Habilitar señal de PT-101, PALL.
9. Indicar COMPRESOR FUNCIONANDO.

Control de capacidad

1. Comenzar secuencia de ajuste de presión de succión por RPM del motor lazo PID.
2. Verificar que la presión de succión se estabiliza en 0 PSI \pm 1 PSI, *lazo de regulación (set point actual)*.

Lazos de control

1. Control de velocidad del motor por presión de succión.
2. Si las rpm's son menores de 850 rpm detener el lazo y para mayores 850 rpm velocidad mínima.

3. Si la presión sube de 2 PSI, aumentar las rpm's.
4. Si las rpm's supera 1800 RPM, detener el lazo y parar sistema de recuperación.

Lecturas

1. Presión de succión PT-100.
2. Presión de descarga del compresor PT-101.
3. Temperatura de descarga del compresor TE-100.
4. Nivel de líquidos en scrubber LT-101.

Estado del Sistema

1. Motor en marcha RPM.
2. Shutdowns.
3. Warnings.
4. Compresor funcionando.

Contenido del panel de control - Señales discretas DI del sistema de control

1. Switch de alta temperatura Motor TAHH-101.
2. Vibración del Compresor XVSHH-100.
3. ESD local HS-100
4. ESD remota HS-101

Señales analógicas AI del sistema de control (4-20mA)

1. Presión de succión PT-100.
2. Presión de descarga del compresor PT-74101.
3. Temperatura de descargad el compresor TE-100.
4. Nivel de condensados Scrubber LT-100.

Shutdowns

Señales activas todo el tiempo

1. Alta presión de succión PAHH-100.
2. Alta presión de descarga del compresor PAHH-101.
3. Alta temperatura de descarga del compresor TAHH-100.
4. Scrubber de succión alto nivel LAHH-100.
5. Alta vibración del motor.
6. Alta temperatura de bobinados del motor TAHH-102.
7. Falla en el variador de frecuencia.
8. ESD local.
9. ESD remota.

Señales con bypass para el arranque.

1. Baja presión de descarga del compresor PALL-100.

Alarmas

1. Alta presión de succión PAH-100.
2. Alta presión de descarga del compresor PAH-101.
3. Alta temperatura de descarga del compresor TAH-100.
4. Baja presión de succión PAL-100.
5. Baja presión de descarga del sistema de control PAL-101.

Parada

1. El operador oprime el botón de parada.
2. Se desenergiza el contacto de encendido del motor.
3. Indicar CERRAR VÁLVULA DE DESCARGA.
4. CONFIRMAR.
5. Indicar CERRAR VÁLVULA DE SUCCIÓN.
6. CONFIRMAR.

3.2. SELECCIÓN Y DESCRIPCIÓN DE COMPONENTES DEL SISTEMA DE CONTROL.

La selección de los componentes de control, es fundamental para determinar el desarrollo y el éxito del proyecto. Para ello se han seleccionado los componentes electrónicos que comprenden el sistema de control de la unidad de recuperación de gases, basados en la familia de controladores de media gama 1769 de Allen-Bradley Rockwell Automation, en la tabla 2 se enlista el hardware que se va a usar en el desarrollo del sistema.

Tabla 2. Selección de los componentes de control

COMPONENTES DE CONTROL		
PLC CPU		CompactLogix L33ER
FUENTE		1769-PA2
MODULE PROSOFT		MNET MVI69-MNET
DC INPUT	DI	1769-IQ32
DC OUTPUT	DO	1769-OB16
INPUT ANALOG	AI	1769-IF8
OUTPUT ANALOG	AO	1769-OF4CI
TERMINATOR		1769-ECR
Panelview		Plus 600

Fuente: Tomada de los autores

3.2.1. Controlador 1769-L33ER CompactLogix

La familia de controladores compactLogix 5370 L3, pertenecen a la gama media de controladores de Rockwell Automation, los módulos de E/S 1769 pueden colocarse a la derecha o izquierda de la fuente de alimentación eléctrica. Se puede colocar un máximo de ocho módulos a cada lado de la fuente de alimentación, en la figura 12 se observa un ejemplo de cómo se ve la distribución del rack de módulos de control (Rockwell Automation, 2012). El controlador CompactLogix 5370 L3 viene con:

- Puertos dobles EtherNet/IP para topologías de anillo.

- Puerto USB para descarga de firmware y programación

Figura 12. Rack PLC-Fuente-E/S



Fuente: Toamda de (Rockwell Automation, 2012)

En la familia de controladores CompactLogix, en la tabla 3 podemos resaltar las siguientes características propias de la CPU 1769-L33ER.

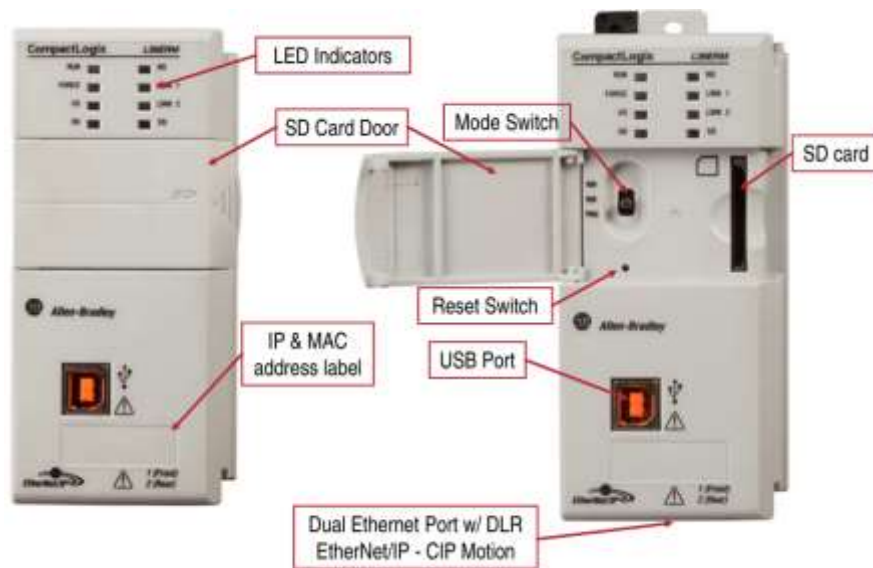
Tabla 3. PLC CompactLogix L33ER, características

Característica	1769-L33ER
Memoria disponible para el usuario	2MB
Tarjeta de memoria	1784-SD1 (1 GB), enviado con el controlador 1784-SD2 (2 GB)
Puertos de comunicación	2 EtherNet/IP 1 USB
Conexiones Ethernet/IP	• 32 EtherNet/IP • 120 TCP
Capacidad de expansión de módulo	16 módulos 1769 2 bancos de módulos
Clasificación de distancia respecto a la fuente de alimentación eléctrica	4 módulos
Fuente de alimentación eléctrica	1769-PA2, 1769-PB2, 1769-PA4, 1769-PB4

Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2012)

El controlador 1769-L33ER, proporciona información de indicación visual LED, ranura de memoria SD, selección del modo de funcionalidad, boton de reset, puerto USB y EtherNet. En la figura 13, se observa la anatomía del PLC 1769-L36ERM de la familia CompactLogix.

Figura 13. Anatomía PLC familia 1769 (L36ERM)



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2011)

Indicación visual por LED

- Run: Indica que se esta ejecutando la logica de programacion en el PLC.
- Force: Indica que hay variables forzadas mediante uso de software.
- I/O: Indica que los modulos de E/S operan con normalidad.
- NS: Indica el estado de red EtherNet/IP
- OK: Estado de funcionalidad de controlador.
- Link 1: Indica que se esta usando el puerto 1 de red EtherNet/IP
- Link 2: Indica que se esta usando el puerto 2 de red EtherNet/IP
- SD: Indica que se encuentra insertada la memoeria SD y en modo lectura/escritura.

Ranura tarjeta SD

Parte dedicada del PLC para insertar la tarjeta SD que sirve de almacenamiento del programa con el cual se ejecutará la lógica de programación y a su vez escribe los cambios futuros que se decidan realizar.

Palanca selectora de modo

- RUN: Al ubicar la palanca en este modo, permite que se ejecute la lógica de programación en el PLC.
- REM: En este modo el PLC puede ejecutar el programa y realizar gestión remota a la vez.
- PROG: En este modo, se realiza la descarga del programa en el PLC.

Dirección MAC e IP

En este espacio de la superficie de la carcasa que recubre la electrónica del PLC podemos observar la dirección MAC y en el esticker podemos escribir la dirección IP que le asignemos al controlador.

Puerto USB

El puerto USB tipo V, facilita el acceso inicial a los parámetros del controlador, además, podemos realizar la descarga y carga del programa con su respectiva lógica de programación.

Puertos EtherNet

Este tipo de controlador cuenta con dos puertos EtherNet, los cuales podemos conectar la panelview y tener gestión remota desde el otro puerto.

3.2.2. Fuente de poder 1769-PA2

Las fuentes de alimentación eléctrica Compact I/O proporcionan alimentación eléctrica de con tensión de entrada de 120/240 VCA y salida de 24 VDC a los módulos, que se pueden colocar en el lado izquierdo o derecho de la fuente de alimentación eléctrica

1769. Se pueden colocar hasta ocho módulos de E/S a cada lado de la fuente de alimentación eléctrica (Rockwell Automation, 2008). En la figura 14, se observa una fuente de alimentación 1769-PA2.

Figura 14. Fuente de poder 1769-PA2



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, 2008)

Estas fuentes de alimentación son de tipo DIN, para ser instaladas en riel junto con el rack de módulos y PLC, ajustando las pestañas que se encuentran en la parte trasera; asegurando la fuente quedando soportada en el montaje.

3.2.3. Tarjeta de comunicación PROSOFT MVI69-MNET

El módulo de comunicación Modbus TCP/IP está diseñado para permitir que los procesadores CompactLogix interactúen con otros dispositivos compatibles con el protocolo Modbus TCP/IP y otros dispositivos cliente y servidor (ProSoft Technology Inc, 2011). La figura 15, muestra una tarjeta MNET para aplicaciones industriales.

La tarjeta de comunicaciones permite enviar datos de los sistemas de control haciendo uso del protocolo de comunicación modbus/TCP e interactuar con los sistemas de control distribuidos DCS, se realiza la configuración del dispositivo mediante el uso del software ProSoft Configuration Builder estableciendo los parámetros, registros y funciones necesarios para la transmisión de datos cliente/servidor.

Figura 15. Tarjeta de comunicaciones ProSoft MVI69-MNET



Fuente: Tomada por los autores.

En la logica de programacion se establecen datos de escritura/lectura para posteriormente se pueda realizar el enlace al destinatario, base de datos, SCADA o DCS; entre ellas, variables de proceso, estado de alarmas, parametros en HMI, datos del motor.

3.2.4. Módulo de entradas discretas 1769-IQ32

El modulo de entradas discretas 1769-IQ32, cuenta con un numero de 32 entradas sink/source con un rango de operación en coltaje de 10 a 30 VDC, en la figura 16 se observa un modulo 17769-IQ32 con sus entradas identificadas respectivamente.

Este tipo de modulo se caracteriza por su facil instalacion, soporte y conexionado, ya que viene dotado con un carriel y se ajusta al rack o arreglo de modulos con una palanca que enclava el bus al modulo del al lado izquierdo de lo que se desee instalar en los tableros de control.

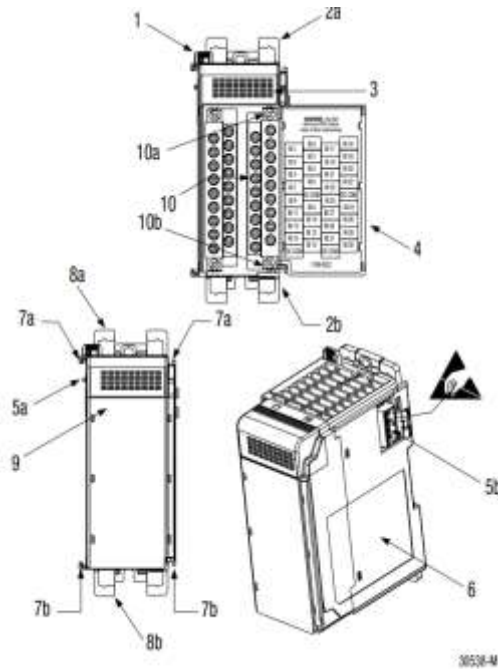
Figura 16. Módulo 1769-IQ32



Fuente: Tomada por los autores

En la figura 17 se observa estas partes mecánicas; el módulo se soporta en riel omega y se aseguran con unas lengüetas quedando fijo en el riel; los puentes de conexión se identifican al interior de la tapa que cubre los puntos de conexión.

Figura 17. Anatomía módulo 1769-IQ32



Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, Inc, 2003)

En la tabla 4 se describen las partes del modulo 1769-IQ32.

Tabla 4. Descripción general módulo 1769-IQ32

Ítem	Descripción
1	Palanca de bus (con enclavamiento)
2 ^a	Lengüeta superior para montaje en panel
2b	Lengüeta inferior para montaje en panel
3	Indicadores LED de diagnósticos de E/S
4	Puerta del módulo con etiqueta identificadora de terminales
5 ^a	Conector de bus móvil con pines hembra
5b	Conector de bus fijo con pines macho
6	Etiqueta de la placa del fabricante
7 ^a	Ranuras superiores de machihembrado
7b	Ranuras inferiores de machihembrado
8 ^a	Seguro superior del riel DIN
8b	Seguro inferior del riel DIN
9	Etiqueta para escritura (etiqueta de ID de usuario)
10	Bloque de terminales extraíble (RTB) con cubierta de Protección contra contacto accidental
10a	Tornillo superior de retención del RTB
10b	Tornillo inferior de retención del RTB

Fuente: Tomada de (Rockwell Automation, Inc, 2003)

3.2.5. Módulo de entradas analógicas 1769-IF8

Los módulos de entrada analógica 1769-IF8 convierten y almacenan digitalmente datos analógicos para ser recuperados por controladores, tales como el CompactLogix. El módulo acepta conexiones de cualquier combinación hasta de cuatro sensores analógicos de corriente hasta ocho. Los canales de entrada de alta impedancia pueden cablearse como entradas unipolares o diferenciales (Rockwell Automation, Inc, 2005)..

En la figura 18, se observa un módulo de entradas analógicas identificado por la etiqueta del fabricante, además, e observa la identificación de los puntos de conexión.

Figura 18. Módulo 1769-IF8



Fuente: Tomada por los autores.

Para este proyecto, usaremos este modulo para recibir las señales de proviene de la instrumentacion del sistema de control, señales de 4-20 mA.

3.2.6. Módulo de salidas discretas 1769-OB16

El modulo de salidas discretas 1769-OB16, cuenta con un numero de 16 salidas a relé con un rango de operación en coltaje de 10 a 30 VDC, en la figura 19 se observa un modulo 17769-OB16 con sus entradas identificadas respectivamente.

Este tipo de modulo se caracteriza por su facil instalacion, soporte y conexionado, ya que viene dotado con un carril y se ajusta al rack o arreglo de modulos con una palanca que enclava el bus al modulo del al lado izquierdo de lo que se desee instalar en los tableros de control.

Figura 19. Módulo 1769-OB16



Fuente: Tomada de Rockwell Automation

3.2.7. Módulo de salidas analógicas 1769-OF4CI

El módulo de entrada analógica aislada 1769-IF4I convierte y almacena digitalmente datos analógicos para su recuperación por controladores, como el controlador CompactLogix. El módulo admite conexiones desde cualquier combinación de hasta cuatro sensores analógicos de tensión o corriente. El módulo de entrada 1769-IF4I proporciona cuatro entradas analógicas diferenciales aisladas canales. Los módulos de salida aislada 1769-OF4CI y -OF4VI proporcionan cada uno cuatro canales de salida analógica diferenciales aislados (Rockwell Automation, Inc., 2010).

En la figura 20, se observa un módulo de salidas analógicas identificado por la etiqueta del fabricante, además, se observa la identificación de los puntos de conexión.

Figura 20. Módulo 1769-OF4CI

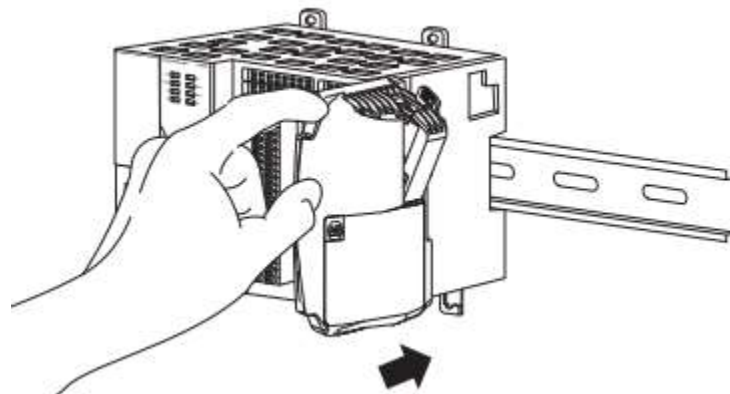


Fuente: Tomada por los autores

3.2.8. Módulo terminador 1769-ECR

El sistema de control incluye un controlador, una fuente de alimentación eléctrica incorporada, puntos de E/S incorporados y una terminación de tapa final derecha 1769-ECR, se debe terminar el fin del CompactBus mediante una terminación de tapa final derecha 1769-ECR (Rockwell Automation, 2012), en la figura 21 se muestra lo anterior mencionado.

Figura 21. Terminación del CompactBus



Fuente: Tomda de (Rockwell Automation, 2012)

Es de suma importancia instalar la terminación 1769-ECR, ya que al no contar con ella, los módulos no se van a identificar en el PLC y se genera un conflicto en el rack, en la figura 22 se observa un módulo 1769-ECR con su parte electrónica.

Figura 22. Módulo 1769-ECR



Fuente: Tomada por los autores.

3.2.9. HMI Panelview

Los terminales PanelView Plus 6 son interfaces operador-máquina que ejecutan aplicaciones a nivel de máquina HMI en un entorno industrial. Estos dispositivos se usan para monitorizar, controlar y ver información gráficamente, lo cual permite a los operadores entender rápidamente el estado de la aplicación (Rockwell Automation, Inc, 2015).

Para este proyecto se selecciona la PanelView Plus Compact 600 2711PC-T6M20D 24 VDC 25W, en la figura 23 se ilustra el dispositivo HMI a usar para la realización de este proyecto.

Figura 23. Panelview Plus 600



Fuente: Tomada por los autores

Cuenta con puerto de comunicaciones puerto EtheNet y puerto serial RS-232. Se le es asignada con direccion IP "192.168.0.11, esta direccion sera configurada en la memoria de la Panelview y se encargará de realizar la comunicacion con el controlador, la transferencia de datos y archivos GUI de extension *.MER (Runtime).

Mediante el uso de touch el operador tendrá la opcion de operar la unidad de manera local (en sitio), asignado los parametros necesarios para el arrau e condiciones de seguridad.

3.3. DIRECCIONAMIENTO DE ENTRADAS/SALIDAS EN LA MEMORIA DEL PLC, ASIGNACION DE DIRECCIONES IP

En este proyecto se cuenta con unas entradas/salidas del sistema de control, en las cuales se van a verificar, confirmar y asignar los estados de control. Para ello en la tabla 5 se ilustra las entradas/salidas y descripción respectivamente, son configuradas en la memoria del PLC según se ordena el árbol de módulos, de esta manera se logra hacer los respectivos ajustes, parámetros, set y demás condiciones según criterios de la operación.

Tabla 5. Entradas/salidas sistema de control

SIGNAL TYPE	SIGNAL TAG	SIGNAL DESCRIPTION
PLC		IP Adress: 192.168.0.10
PanelView Plus 600		IP Adress: 192.168.0.11
MODULE PROSOFT		MNET MVI69-MNET
DI		Selector POS Habilitado
DI		Botón arranque START
DI		Botón paro STOP
DI		Botón ESD Local
DI		Disparo Alta Temp Motor
DI		Señal Funcionamiento Motor
DI		Falla General Alarma Motor
DI		Disparo por baja presión tanques
DI		Disparo por baja baja baja presión tanques
DO		Relé Planta funcionamiento
DO		Relé Baliza Luminada
DO		Relé Parada
DO		Relé solen descarga Hidrocarburo
DO		Relé arranque
DO		Relé parada emergencia
DO		Relé parada
DO		Relé Reset variador
DO		Relé velocidad mínima
AI	PT-100	Presión Succión
AI	PT-101	Presión Descarga
AI	TE-100	Temperatura Compresor
AI	LT-100	Nivel Scrubber
AO		Señal Variador

Fuente: Tomada de los autores

Estas entradas/salidas son:

Entradas Discretas DI

- **DI Selector POS Habilitado:** En esta entrada discreta, se habilita el sistema en tres estados REMOTO (manejado desde el DCS), LOCAL (operado en sitio por el operador) y DESHABILITADO (deshabilita la unidad para que opere).
- **DI Botón arranque Start:** Recibe de manera manual un estado de arranque de la unidad siempre y cuando esta se encuentre en la posición del selector en LOCAL.
- **DI Botón paro STOP:** Recibe de manera manual un estado de parada de la unidad siempre y cuando esta se encuentre en la posición del selector en LOCAL.
- **DI Botón ESD Local:** Recibe el estado de parada del botón de parada de emergencia en cualquier modo que se encuentre la unidad y se detendrá, mientras no se normalice el botón el sistema quedará deshabilitado.
- **DI Disparo Alta Temp Motor:** Señal que proviene del disparo TRIP termostato del motor.
- **DI Señal Funcionamiento Motor:** Esta señal viene del variador, al presentar confirmación de marcha del motor.
- **DI Falla General Alarma Motor:** Esta señal viene del variador, al no presentar confirmación de marcha o anomalía en el motor.
- **DI Disparo por baja presión tanques:** Esta señal proviene de un presostato instalado en el tanque de donde succiona los gases, al presentar baja presión (Alarma).
- **DI Disparo por baja-baja presión tanques:** Esta señal proviene de un presostato instalado en el tanque de donde succiona los gases, al presentar baja-baja presión (Interlock).

Salidas Discretas DO

- **DO Relé Planta funcionamiento:** Al presentar un correcto funcionamiento de la unidad, se activa una salida indicando visualmente el estado de la planta.

- **DO Relé Baliza Luminada:** Al abrir la puerta del tablero de control, se activa una salida discreta conmutando un relé la tensión para la luminaria al interior.
- **DO Relé Parada:** Se activa cuando el sistema es detenido de manera LOCAL o REMOTA.
- **DO Relé solen descarga Hidrocarburo:** Al presentar un nivel alto de hidrocarburo acumulado en el scrubber, se activa una salida discreta que conmuta un relé alimentando una bomba neumática para realizar el drenaje.
- **DO Relé arranque:** Conmuta un relé para dar marcha al variador.
- **DO Relé parada emergencia:** Al accionarse el botón de para de emergencia se activa una salida discreta para asegurar la parada del sistema.
- **DO Relé parado:** Esta salida se activa paralela cuando el sistema es detenido de manera LOCAL o REMOTA (reserve).
- **DO Relé Reset variador:** Conmuta un relé dando un pulso al variador para reconocer fallas.
- **DO Relé velocidad mínima:** Conmuta un relé dando una orden al variador para establecer un set mínimo de velocidad a la unidad.

Entradas Analógicas AI

- **AI Presión Succión:** Señal analógica que proviene del transmisor de presión de la succión.
- **AI Presión Descarga:** Señal analógica que proviene del transmisor de presión de la descarga.
- **AI Temperatura Compresor:** Señal analógica que proviene del transmisor de temperatura del compresor.
- **AI Nivel Scrubber:** Señal analógica que proviene del transmisor de nivel del scrubber.

Salidas Analógicas AO

- **AO Señal Variador:** Envía una señal de 4-20 mA según el PID que se está ejecutando, controla las RPM's del motor.

4. RESULTADOS

A continuación, se enumeran los estados en que puede encontrarse el sistema de compresión y los pasos de las secuencias de arranque y parada. Asegúrese durante la instalación de la correcta conexión entre sistemas, sistemas de control; sistemas de potencia y sistemas de tubería de procesos.

- Conectar la succión de la línea de baja.
- Conectar la descarga a la línea de presión.
- Conectar el tablero de potencia al suministro de energía.

Luego de realizar el chequeo correspondiente puede proceder a energizar y habilitar el tablero.

Abrir la primera puerta del tablero y ubicarse frente al Panel View. Seguir la siguiente secuencia de arranque:

- El operador deberá revisar los sistemas.
- El tablero de potencia debe estar energizado.
- El PLC y tablero de control deben estar energizados.
- La pantalla principal mostrara los INTERLOKS, ALARMAS, SHUT DOWNS (SD), todo debe estar ok.
- Para encender el compresor, pulsar el botón de arranque del tablero de potencia siempre y cuando el compresor se encuentre sin alarmas o shutdowns que impidan su arranque.
- Pulsar botón de arranque y parada para verificar el sentido de giro del motor.
- Si el sentido no es correcto des energizar el tablero de potencia.
- Invertir conexión eléctrica en tablero de potencia.
- Si el sentido es correcto abrir la válvula de succión y de descarga.
- Las pantallas sucesivas mostrarán una serie de alarmas o SD que en caso de no darse estarán en OK.
- Pulsar OK en las opciones y actuar según corresponda.

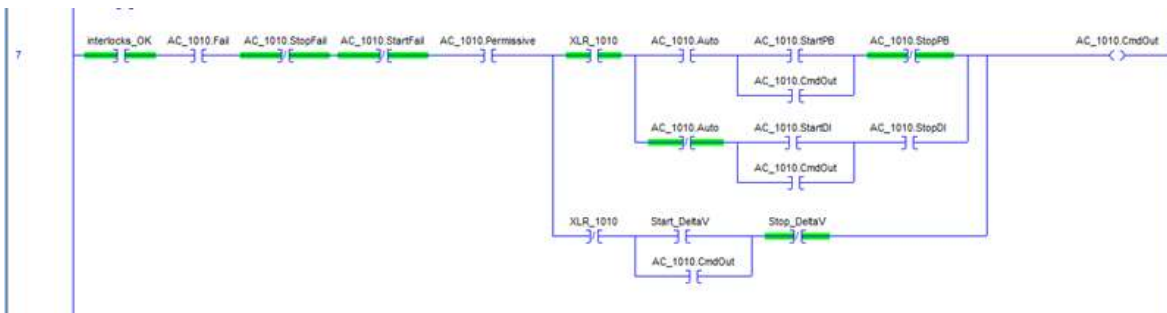
- Al final pulsar ARRANCAR.
- Un cartel indicara: EQUIPO LISTO PARA ARRANCAR, PRESIONE AHORA EL BOTON DE ARRANQUE.

4.2. PRINCIPALES RUTINAS DE LA LÓGICA DE PROGRAMACIÓN LADDER

Secuencia de comando de encendido de la unidad de recuperación de gases, en la figura 24 se tienen 3 estados o modos de donde realizar el arranque.

- De forma manual desde panel local
- De forma manual desde el sistema DCS
- De forma Automática por condiciones de proceso

Figura 24. Rutina de selección del modo de arranque



Fuente: Tomada por los autores

Por condiciones de proceso se tienen permisos que me permiten el arranque del equipo y me detienen su funcionamiento como lo son

- Temperatura del motor
- Presión de succión
- Presión de descarga
- Nivel del scrubber

En la figura 25, se tiene las condiciones de arranque o permisos de arranque del sistema.

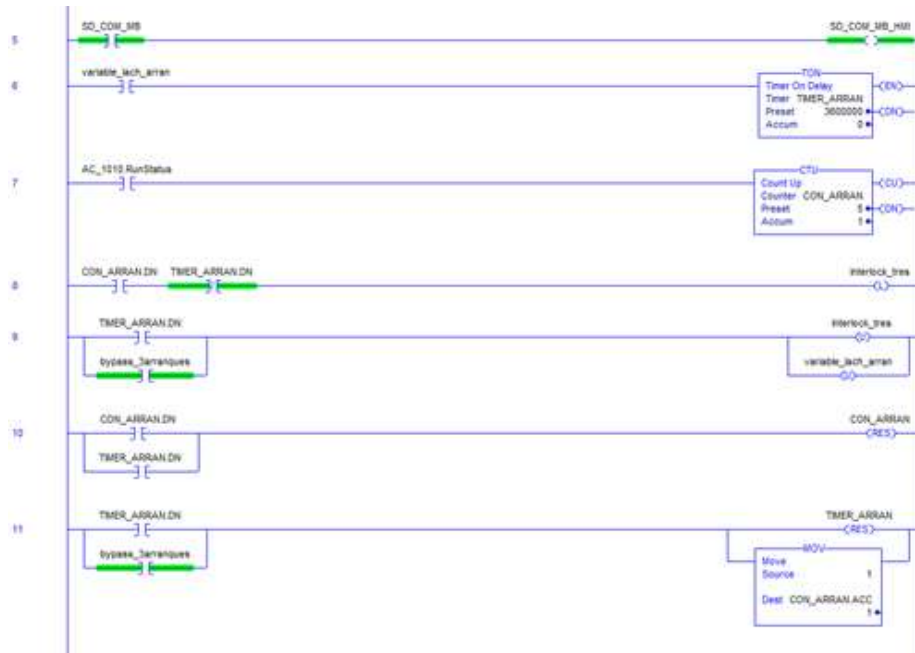
Figura 25. Condiciones de arranque del sistema



Fuente: Tomada de los autores

En la lógica de control se debe mantener la presión del scrubber, para esto se utiliza el motor. Se desea mantener la presión del scrubber (SetPoint), este SetPoint se ingresa por medio de panel de operación. En la figura 26 se observa los tiempos y conteo de intentos de arranque según las condiciones de operación.

Figura 26. Rutinas de temporizador, contador para mantener la presión en la unidad



Fuente: Tomada de los autores

La lógica de control es que a medida que la variable de proceso se aleja positivamente del setpoint la velocidad del motor aumenta y en dado caso que la variable de proceso se aleja negativamente del setpoint la velocidad del motor disminuye. De esta forma se logra mantener la presión del scrubber en el valor deseado.

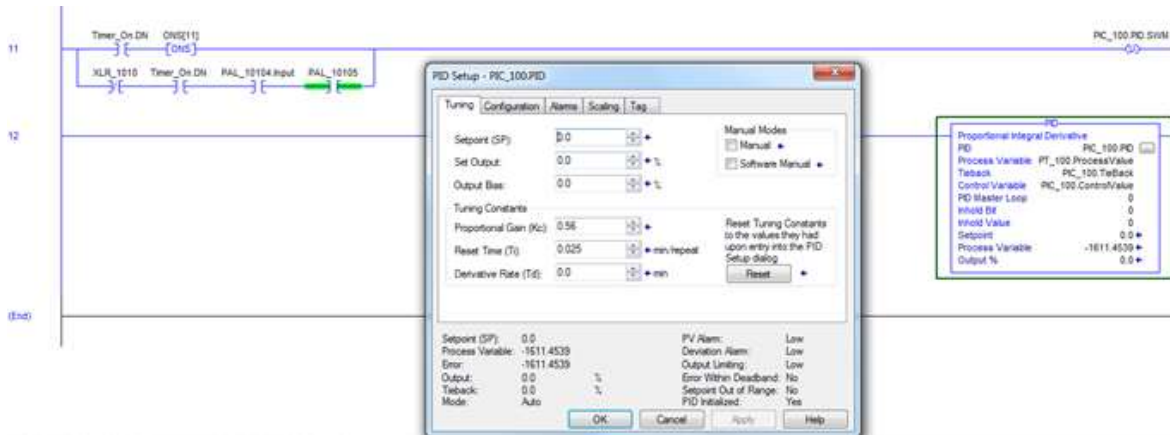
Los parámetros de sintonización del lazo de control son los siguientes, (así se ilustra en la figura 27):

Kp: 0.56

Ti: 0.025

Td: 0.0

Figura 27. Parámetros de sintonización del lazo PID



Fuente: Tomada de los autores

El ajuste de estos parámetros se logra por medio de las pruebas realizadas en campo. Iniciando con unos parámetros estándar de:

Kp: 1.0

Ti: 0.0

Td: 0.0

Se estudia la respuesta del sistema y se puede observar que la presión sobrepasa el setpoint, por lo que se baja el factor Kp a 0.5. La respuesta se logra estabilizar bajo el

Setpoint por lo que se ajusta el parámetro Ti para lograr mayor acercamiento al setpoint en estado estacionario.

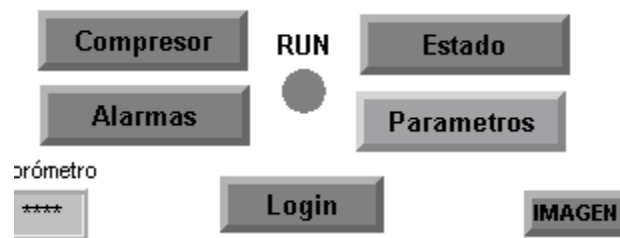
4.2. PANTALLAS Y VENTANAS GUI HMI

Se crean las ventanas GUI de la HMI mediante el uso del software de Rockwell Automation Factory Talk View, realizando las siguientes ventanas que se usaran para este proyecto.

- **Pantalla de inicio:** En esta ventana, se cuenta con 6 botones (Compresor, Estado, Alarmas, Parámetros, Login e Imagen). Los cuales me ubican en su respectiva ventana para visualizar estados o alarmas del compresor, ajustar parámetros, ingresar como administrador u operador del sistema y ver una imagen general del sistema de recuperación de gases, en la figura 28 se muestra el GUI de la pantalla de inicio.

Figura 28. Pantalla de inicio HMI

UNIDAD DE RECUPERACION DE GASES



Fuente: Tomada de los autores.

En esta pantalla, el operador puede acceder a varias ventanas del sistema, incluso realizar el arranque del equipo si cuenta con el usuario y contraseña para el acceso ya sea como operador o realizar ajustes críticos como administrador. En la figura 29, se observan las variables de proceso que intervienen en el compresor, además, el valor de las RPM's que envía el variador al motor para su velocidad, dependiendo del lazo PID.

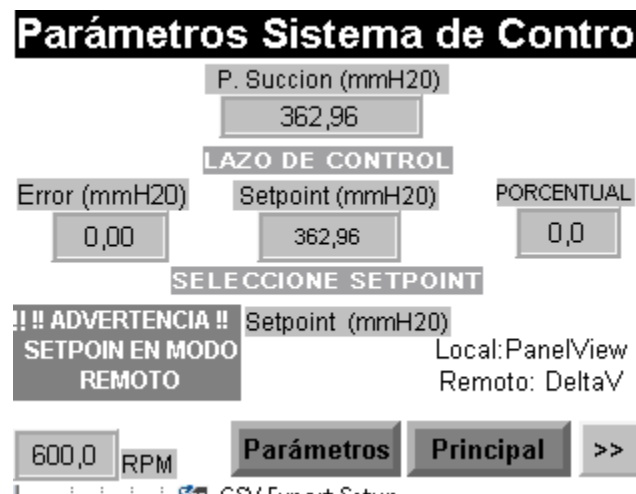
Figura 29. Ventana, variables de proceso-Compresor



Fuente: Tomada por los autores

En esta ventana se visualizan las variables de presión de succión (en mmH2O), nivel del scrubber (en cm), activación de la bomba de drenaje (SI/NO), estado del motor NORMAL/EN FALLA, presión de descarga (psig), temperatura del motor (°F), temperatura de descarga (°F), estas variables son visibles al operador y pueden llegar al sistema DCS por comunicación serial (modbus/RTU) o EtherNet (modbus/TCP).

Figura 30. Parámetros del sistema de control

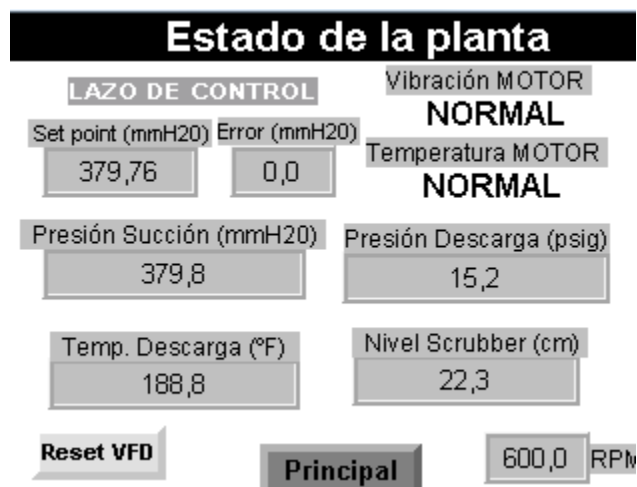


Fuente: Tomada de los autores

En la figura 30, se muestran los parámetros que intervienen en el lazo de control PID, en ellos encontramos el set de presión (en mmH2O), porcentaje, modo de selección de operación de la unidad (REMOTO/LOCAL) entre otras.

En la figura 31, se muestran los estados del sistema, las principales variables se muestran, así como el estado de la vibración, temperatura del motor, además de poder darle un reset de fallas que llegasen a presentar en el VFD.

Figura 31. Estados del sistema de recuperación de gases



Fuente: Tomada por los autores

En los anexos A y B, se muestran la programación en LADDER (lenguaje escalera y la elaboración de las ventanas de la HMI respectivamente.

5. CONCLUSIONES

El sistema de recuperación de gases está controlado por un PLC CompactLogix L33ER de Allen-bradley, cuenta con módulos de entradas y salidas digitales como también analógicas en un rack configurado a la necesidad de la operación. Además, tiene con una tarjeta Modbus y un módulo de interfaz Ethernet para poder llevar datos mediante el uso de los elementos de comunicación como switch teniendo así un solo puente de comunicación con otro sistema, por ejemplo, un sistema de control distribuido DCS.

El sistema se manipula desde una Panel View Plus Compact Plus 600 con la ayuda del software Factory Talk View se elaboran la pantalla y demás ventanas de la interfaz hombre-máquina. Las funciones de cada una de las ventanas deben ser manipuladas por el operador o encargado del sistema, según la necesidad de la operación y el proceso.

Se elaboró el lenguaje de programación en LADDER realizando bloques de funciones independientes como escalizado de las entradas analógicas, alamas, constantes, entre otras. Así, se llaman todos los bloques en el bloque principal MAIN teniendo un orden de las rutinas que se ejecutan en la memoria del controlador.

Se ha establecido en la lógica de programación los setting de arranque, interlocks, permisivos, alarmas y los demás parámetros del sistema de control, esto con la finalidad de proteger el operador, el equipo y seguir los lineamientos de la seguridad de procesos.

Se ha realizado la selección de los componentes de control adecuados para la realización de este proyecto, teniendo en cuenta la cantidad de señales que intervienen en el sistema de recuperación.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] L. Kilian and T. K. Lee, "Quantifying the speculative component in the real price of oil: The role of global oil inventories," *J. Int. Money Financ.*, vol. 42, pp. 71–87, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jimonfin.2013.08.005>.
- [2] E. A. H. Zubaidy and D. M. Abouelnasr, "Fuel recovery from waste oily sludge using solvent extraction," *Process Saf. Environ. Prot.*, vol. 88, no. 5, pp. 318–326, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.psep.2010.04.001>.
- [3] Observatorio petrolero sur, "Basureros petroleros, qué son y dónde se encuentran - OPSur," May 23, 2017. <https://opsur.org.ar/2017/05/23/basureros-petroleros-que-son-y-donde-se-encuentran/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [4] H. N. Giles, J. W. J. Koenig, R. A. Neihof, J. Y. Shay, and P. W. Woodward, "Stability of refined products and crude oil stored in large cavities in salt deposits: biogeochemical aspects," *Energy & Fuels*, vol. 5, no. 4, pp. 602–608, Jul. 1991, doi: 10.1021/ef00028a012.
- [5] G. Hu, J. Li, and G. Zeng, "Recent development in the treatment of oily sludge from petroleum industry: A review," *J. Hazard. Mater.*, vol. 261, pp. 470–490, 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2013.07.069>.
- [6] M. Saikia, M. Bora, and N. Dutta, "Oil recovery from refinery sludge-a case study," *Chemcon CHM 27.*, 2003.
- [7] D. González Dorta, "Diseño y cálculo de un tanque de almacenamiento de un fluido de alta temperatura," pp. 36–41, 2018, [Online]. Available: https://oa.upm.es/51986/1/TFG_DAVINIA_GONZALEZ_DORTA.pdf.
- [8] B. Ramaswamy, D. D. Kar, and S. De, "A study on recovery of oil from sludge containing oil using froth flotation," *J. Environ. Manage.*, vol. 85, no. 1, pp. 150–154, 2007, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2006.08.009>.
- [9] J. Striegel, D. A. Sanders, and J. N. Veenstra, "Treatment of Contaminated Groundwater Using Permeable Reactive Barriers," *Environ. Geosci.*, vol. 8, no. 4, pp. 258–265, Dec. 2001, doi: <https://doi.org/10.1046/j.1526-0984.2001.84004.x>.
- [10] O. Ward, A. Singh, and J. Van Hamme, "Accelerated biodegradation of

- petroleum hydrocarbon waste.," *J. Ind. Microbiol. Biotechnol.*, vol. 30, no. 5, pp. 260–270, May 2003, doi: 10.1007/s10295-003-0042-4.
- [11] J. Liu, X. Jiang, and X. Han, "Devolatilization of oil sludge in a lab-scale bubbling fluidized bed.," *J. Hazard. Mater.*, vol. 185, no. 2–3, pp. 1205–1213, Jan. 2011, doi: 10.1016/j.jhazmat.2010.10.032.
- [12] W. Du *et al.*, "Status quo of soil petroleum contamination and evolution of bioremediation," *Pet. Sci.*, vol. 8, no. 4, pp. 502–514, 2011, doi: 10.1007/s12182-011-0168-3.
- [13] L. J. Gómez Ocampo and M. P. Gómez Dominguez, "Métodos utilizados para el tratamiento de las borras de tanques de almacenamiento en la industria del petróleo," pp. 1–55, 2016, [Online]. Available: [http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2867/1/Métodos utilizados tratamiento_Gómez_2015.pdf](http://bibliotecadigital.usb.edu.co/bitstream/10819/2867/1/Métodos%20utilizados%20tratamiento_Gómez_2015.pdf).
- [14] G. Jing, M. Luan, W. Du, and C. Han, "Treatment of oily sludge by advanced oxidation process," *Environ. Earth Sci.*, vol. 67, no. 8, pp. 2217–2221, 2012, doi: 10.1007/s12665-012-1662-7.
- [15] M. A. Ávila-Chávez, R. Eustaquio-Rincón, J. Reza, and A. Trejo, "Extraction of Hydrocarbons from Crude Oil Tank Bottom Sludges using Supercritical Ethane," *Sep. Sci. Technol.*, vol. 42, no. 10, pp. 2327–2345, Jul. 2007, doi: 10.1080/01496390701446449.
- [16] W. Liu, Y. Luo, Y. Teng, Z. Li, and P. Christie, "Prepared bed bioremediation of oily sludge in an oilfield in northern China.," *J. Hazard. Mater.*, vol. 161, no. 1, pp. 479–484, Jan. 2009, doi: 10.1016/j.jhazmat.2008.03.123.
- [17] G.-H. Lin, N. E. Sauer, and T. J. Cutright, "Environmental regulations: A brief overview of their applications to bioremediation," *Int. Biodeterior. Biodegradation*, vol. 38, no. 1, pp. 1–8, 1996, doi: [https://doi.org/10.1016/S0964-8305\(96\)00007-8](https://doi.org/10.1016/S0964-8305(96)00007-8).
- [18] J. Zhang, J. Li, R. W. Thring, X. Hu, and X. Song, "Oil recovery from refinery oily sludge via ultrasound and freeze/thaw," *J. Hazard. Mater.*, vol. 203–204, pp. 195–203, 2012, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2011.12.016>.
- [19] L. J. da Silva, F. C. Alves, and F. P. de França, "A review of the technological

- solutions for the treatment of oily sludges from petroleum refineries.,” *Waste Manag. Res. J. Int. Solid Wastes Public Clean. Assoc. ISWA*, vol. 30, no. 10, pp. 1016–1030, Oct. 2012, doi: 10.1177/0734242X12448517.
- [20] Y. Jin, X. Zheng, X. Chu, Y. Chi, J. Yan, and K. Cen, “Oil Recovery from Oil Sludge through Combined Ultrasound and Thermochemical Cleaning Treatment,” *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 51, no. 27, pp. 9213–9217, Jul. 2012, doi: 10.1021/ie301130c.
- [21] N. Buyukkamaci and E. Kucukselek, “Improvement of dewatering capacity of a petrochemical sludge.,” *J. Hazard. Mater.*, vol. 144, no. 1–2, pp. 323–327, Jun. 2007, doi: 10.1016/j.jhazmat.2006.10.034.
- [22] J.-L. Shie, C.-Y. Chang, J.-P. Lin, C.-H. Wu, and D.-J. Lee, “Resources recovery of oil sludge by pyrolysis: kinetics study,” *J. Chem. Technol. Biotechnol.*, vol. 75, no. 6, pp. 443–450, Jun. 2000, doi: [https://doi.org/10.1002/1097-4660\(200006\)75:6<443::AID-JCTB228>3.0.CO;2-B](https://doi.org/10.1002/1097-4660(200006)75:6<443::AID-JCTB228>3.0.CO;2-B).
- [23] S. Mishra, J. Jyot, R. C. Kuhad, and B. Lal, “Evaluation of Inoculum Addition to Stimulate in Situ Bioremediation of Oily-Sludge-Contaminated Soil,” *Appl. Environ. Microbiol.*, vol. 67, no. 4, pp. 1675–1681, 2001, doi: 10.1128/AEM.67.4.1675-1681.2001.
- [24] W. Liu, Y. Luo, Y. Teng, Z. Li, and L. Q. Ma, “Bioremediation of oily sludge-contaminated soil by stimulating indigenous microbes.,” *Environ. Geochem. Health*, vol. 32, no. 1, pp. 23–29, Feb. 2010, doi: 10.1007/s10653-009-9262-5.
- [25] MathPro, “Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diesel con contenido ultra bajo de azufre,” *Int. Counc. Clean Transp.*, p. 45, 2011, [Online]. Available: http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf.
- [26] G. Centeno, G. Sánchez-Reyna, J. Ancheyta, J. A. D. Muñoz, and N. Cardona, “Testing various mixing rules for calculation of viscosity of petroleum blends,” *Fuel*, vol. 90, no. 12, pp. 3561–3570, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2011.02.028>.

- [27] S. W. Hasan, M. T. Ghannam, and N. Esmail, "Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation," *Fuel*, vol. 89, no. 5, pp. 1095–1100, 2010, doi: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.12.021>.
- [28] F. Gharagheizi, B. Tirandazi, and R. Barzin, "Estimation of Aniline Point Temperature of Pure Hydrocarbons: A Quantitative Structure–Property Relationship Approach," *Ind. Eng. Chem. Res.*, vol. 48, no. 3, pp. 1678–1682, Feb. 2009, doi: 10.1021/ie801212a.
- [29] P. Biller and A. B. Ross, "Potential yields and properties of oil from the hydrothermal liquefaction of microalgae with different biochemical content," *Bioresour. Technol.*, vol. 102, no. 1, pp. 215–225, 2011, doi: <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2010.06.028>.
- [30] M. Kaiser, A. de Klerk, J. Gary, and G. Handwerk, *Petroleum Refining: Technology, Economics, and Markets*, 6th ed. CRC Express, 2021.
- [31] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico de España, "El petróleo y su comportamiento," 2021. https://www.miteco.gob.es/es/costas/temas/proteccion-medio-marino/plan-ribera/contaminacion-marina-accidental/petroleo_y_comportamiento.aspx (accessed Oct. 28, 2021).
- [32] I. Faergestad, "Petróleo Pesado," *Schlumberger*, pp. 2–4, 2016, [Online]. Available: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/defining-heavyoil-jan-2016.ashx>.
- [33] K. Alnoami, "Heavy Oil Recovery: Definitions and Means," Oct. 23, 2010. <http://large.stanford.edu/courses/2010/ph240/alnoaimi1/> (accessed Oct. 28, 2021).
- [34] Schlumberger, "gravedad API | Oilfield Glossary," 2021. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/api_gravity (accessed Oct. 29, 2021).
- [35] La comunidad petrolera, "Clasificación de los Pozos de acuerdo a F.H. Lahee – La Comunidad Petrolera," May 23, 2009. <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/05/clasificacion-de-los-pozos-de-acuerdo.html> (accessed Oct. 29, 2021).

- [36] Y. Ma, L. Shi, Y. Liu, and Q. Lu, "Effects of neutralization, decoloration, and deodorization on polycyclic aromatic hydrocarbons during laboratory-scale oil refining process," *J. Chem.*, vol. 2017, 2017, doi: 10.1155/2017/7824761.
- [37] Environmental defense fundation, "Un enfoque vecinal para limpiar el aire en el Sur de Texas," 2020. <http://blogs.edf.org/texascleanairmatters/un-enfoque-vecinal-para-limpiar-el-aire-en-el-sur-de-texas/> (accessed Oct. 29, 2021).
- [38] nortegas, "Características del gas propano," 2021. <https://www.nortegas.es/nuestros-negocios/distribucion-de-gas-propano/caracteristicas-del-gas-propano/> (accessed Oct. 29, 2021).
- [39] Grupo Sinelec, "Gas propano - Usos, tipos y características - Grupo Sinelec," 2020. <https://gruposinelec.com/gas-propano-usos-tipos-y-caracteristicas/> (accessed Oct. 24, 2021).
- [40] A. Sanchez, "¿Gas natural o gas butano? - Calderas y Calefacción," 2019. <https://www.calderasycalefaccion.es/climatizacion/gas-natural-o-gas-butano/> (accessed Oct. 29, 2021).
- [41] D. A. Rendon, "¿Cómo es el cilindro de GLP? - Norgas," 2021. <https://norgas.com.co/blog/como-es-el-cilindro-de-glp/> (accessed Oct. 29, 2021).
- [42] S. M. Khodayee, F. Chiacchio, and Y. Papadopoulos, "A novel approach based on stochastic hybrid fault tree to compare alternative flare gas recovery systems," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 51029–51049, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3069807.
- [43] R. Sitaresmi, T. Sitorus, H. K. Oetomo, D. Abdassah, and L. A. Lubis, "New Approach To Flare Gas Recovery System Using Integrated Reciprocating Compressors for Solving Environmental Issue By Monetizing Gas," *Indones. J. Urban Environ. Technol.*, vol. 3, no. 2, p. 149, 2020, doi: 10.25105/urbanenvirotech.v3i2.6929.
- [44] T. Sitorus, R. Sitaresmi, and H. H. Oetomo, "Flare Gas Recovery System Using Integrated Reciprocating Compressor in Gathering Station C," *J. Earth Energy Sci. Eng. Technol.*, vol. 1, no. 2, 2018, doi: 10.25105/jeeset.v1i2.3946.
- [45] C. Xu *et al.*, "Performance improvement of a 330 MWe power plant by flue gas

heat recovery system,” *Therm. Sci.*, vol. 20, no. 1, pp. 303–314, 2016, doi: 10.2298/TSCI140104099X.

- [46] X. Zhao, “Tank wall thermal stress analysis and risk prevention and control of crude oil storage tank,” *Int. J. Heat Technol.*, vol. 39, no. 2, pp. 541–549, 2021, doi: 10.18280/ijht.390224.
- [47] M. Klaučo, L. Čirka, and J. Kukla, “Non-linear model predictive control of conically shaped liquid storage tanks,” *Acta Chim. Slovaca*, vol. 11, no. 2, pp. 141–146, 2018, doi: 10.2478/acs-2018-0020.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Rockwell Automation, Inc. (2003). 1769-IN032A-ES-P. Copyright Rockwell Automation, Inc.

ProSoft Technology Inc. (2011). MVI69-MNET User Manual. ProSoft Technology, Inc., all rights reserved.

Rockwell Automation. (2008). Fuentes de alimentación de expansión Compact I/O. Rockwell Automation, Inc. Todos los derechos reservados. Impreso en EE.UU.

Rockwell Automation. (2011). CompactLogix™ 5370 L3 Programmable Automation Controllers. Rockwell Automation, Inc. All rights reserved.

Rockwell Automation. (2012). 1769-SG001N-ES-P, Sistemas CompactLogix. Guia de seleccion. Rockwell Automation.

Rockwell Automation, Inc. (2005). Módulos analógicos Compact I/O 1769-IF4, -IF8, -OF2, -OF8C y -OF8V. Copyright Rockwell Automation, Inc.

Rockwell Automation, Inc. (2015). Terminales PanelView Plus 6. Publicación 2711P-UM006D-ES.

Rockwell Automation, Inc. (2010). Compact I/O Isolated Analog Modules Catalog Numbers 1769-IF4I, 1769-OF4CI, 1769-OF4VI. Copyright Rockwell Automation, Inc. All rights reserved.