

	UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER OCAÑA			
	FORMATO HOJA DE RESUMEN PARA TRABAJO DE GRADO	Documento F-AC-DBL-007	Código 30-09-2024	Fecha C
	Dependencia DIVISIÓN DE BIBLIOTECA	Aprobado SUBDIRECTOR ACADEMICO	Pág. 1(88)	

RESUMEN – TRABAJO DE GRADO

AUTORES	Natalia Franco Hernández Carlos Andrés Perafan Martin		
FACULTAD	Ingenierías		
PLAN DE ESTUDIOS	Especialización en Automatización Industrial		
DIRECTOR	Miller Jesús Ibarra Quintero		
CODIRECTOR (si aplica)	No aplica		
TÍTULO DE LA TESIS	Diseño de un sistema automatizado en sitio para la separación de fluidos e inyección de agua producida como técnica de recuperación adicional en pozos petroleros		
TITULO EN INGLES	Design of an On-Site Automated System for Fluid Separation and Produced Water Injection as an Additional Recovery Technique in Oil Wells		
RESUMEN (70 palabras)			
Se hace evidente la necesidad de desarrollar un sistema de separación de fluidos en sitio, automatizado y controlado, que permita optimizar la separación de fases y garantizar la reutilización del agua producida mediante su reinyección regulada en el mismo campo. Dicho sistema debe integrar tecnologías de instrumentación y control que aseguren un proceso más eficiente, seguro y sostenible, resolviendo así un vacío técnico poco abordado en la industria petrolera nacional.			
RESUMEN EN INGLES			
It becomes evident that there is a need to develop an on-site, automated, and controlled fluid separation system that optimizes phase separation and ensures the reuse of produced water through its regulated reinjection within the same field. This system should integrate instrumentation and control technologies to guarantee a more efficient, safe, and sustainable process, thus addressing a technical gap that has been scarcely explored in the national oil industry.			
PALABRAS CLAVES	Automatización, Inyección de Agua, Separación de Fluidos, Pozos Petroleros.		
PALABRAS CLAVES EN INGLES	Automation, Water Injection, Fluid Separation, Oil Wells.		
CARACTERÍSTICAS			
PÁGINAS: 88	PLANOS:	ILUSTRACIONES:	CD-ROM:



**Diseño de un sistema automatizado en sitio para la separación de fluidos e inyección de
agua producida como técnica de recuperación adicional en pozos petroleros**

Natalia Franco Hernández

Carlos Andrés Perafan Martin

Facultad de Ingenierías, Universidad Francisco de Paula Santander Ocaña

Especialización en Automatización Industrial

Esp. Miller Jesús Ibarra Quintero

28 de Octubre de 2025

Índice

Capítulo 1. Diseño de un sistema automatizado en sitio para la separación de fluidos e inyección de agua producida como técnica de recuperación adicional en pozos petroleros.....	8
1.1 Planteamiento del problema.....	8
1.2 Formulación del problema	9
1.3 Objetivos	10
1.3.1 Objetivo general.....	10
1.3.2 Objetivos específicos	10
1.4 Justificación	11
1.5 Delimitaciones	12
1.5.1 Operativa.....	12
1.5.2 Conceptual	13
1.5.3 Temporal	13
1.5.4 Geográfica.....	13
Capítulo 2. Marco referencial	14
2.1 Antecedentes	14
2.2 Marco teórico	18
2.2.1 Automatización	18
2.2.2 Sistema de Control.....	18

- 2.2.3 Pirámide de automatización 18
- 2.2.4 Sistema de Control PID (Proporcional, Integral y Derivativo)..... 19
- 2.2.5 Sistema de Inyección 19
- 2.3 Marco conceptual..... 20
 - 2.3.1 Variables de procesos industriales 20
 - 2.3.2 Controladores Lógicos Programables (PLC) 20
 - 2.3.3 Sistema de monitoreo..... 20
 - 2.3.4 Técnica de recuperación adicional 21
 - 2.3.5 Recobro Mejorado 21
- Capítulo 3. Diseño metodológico 22
 - 3.1 Tipo de investigación 22
 - 3.2 Diseño metodológico 22
 - 3.3 Esquema metodológico 25
 - 3.4 Información de entrada 27
 - 3.4.1 Infraestructura actual 27
 - 3.4.2 Estandarización de locación con pozo inyector y pozos productores..... 29
 - 3.4.3 Fundamentos técnicos del sistema propuesto 33
 - 3.4.4 Desarrollo de documentos de ingeniería para el diseño..... 35
- Capítulo 4. Resultados 38
 - 4.1 Identificación de etapas y variables involucradas..... 38

4.1.1 Pozo productor	38
4.1.2 Separación Agua-Crudo	40
4.1.3 Reinyección.....	42
4.2 Definición de instrumentación	44
4.2.1 Especificación general de instrumentos	44
4.2.2 Sistema de transmisión de señales	58
4.2.3 Transmisión de señales eléctricas	58
4.2.4 Sistema de control.....	59
4.3 Evaluación ambiental.....	61
Capítulo 5. Conclusiones	67
Capítulo 6. Recomendaciones.....	69
Referencias.....	70
Apéndices.....	76

Lista de tablas

Tabla 1 Fases metodológicas	25
Tabla 2 Características técnicas de selección de instrumentación	57
Tabla 3 Ventajas y marco de gestión que favorece la reinyección en sitio	63
Tabla 4 Beneficios de sistemas automatizados de recobro y reinyección de agua de producción	65
Tabla 5 Matriz comparativa impacto ambiental.....	66

Lista de figuras

Figura 1 Proceso de recuperación mejorada de petróleo	27
Figura 2 Planimetría Pozos Productores	29
Figura 3 Planimetría Manifold de producción	30
Figura 4 Planimetría Separador bifásico	31
Figura 5 Planimetrías bombas de inyección	32

Lista de apéndices

Apéndice A. Listado de instrumentos	76
Apéndice B. Hoja de datos válvula de choque	77
Apéndice C. Hoja de datos cupón de corrosión	78
Apéndice D. Hoja de datos transmisor de flujo magnético	79
Apéndice E. Hoja de datos transmisor de flujo tipo coriolis	80
Apéndice F. Hoja de datos transmisor de presión diferencial.....	81
Apéndice G. Hoja de datos indicador de presión.....	82
Apéndice H. Hoja de datos transmisor de presión	83
Apéndice I. Hoja de datos válvula de alivio de presión.....	84
Apéndice J. Hoja de datos indicador de temperatura.....	85
Apéndice K. Planimetría general	86
Apéndice L. Arquitectura general	87

Capítulo 1. Diseño de un sistema automatizado en sitio para la separación de fluidos e inyección de agua producida como técnica de recuperación adicional en pozos petroleros

1.1 Planteamiento del problema

En el sector petrolero, uno de los principales desafíos operativos es la gestión de los fluidos producidos, que incluyen petróleo, gas y agua. En la práctica, estos suelen transportarse a plantas centralizadas para su separación y tratamiento, lo que genera altos costos logísticos, mayor consumo energético y retrasos en la toma de decisiones.

El agua producida representa un volumen significativo en la mayoría de los pozos y, en muchos casos, requiere tratamiento especializado. Aunque este proceso implica costos elevados, también constituye una oportunidad, pues el agua puede ser reutilizada como fluido de inyección en técnicas de recuperación adicional, contribuyendo a mantener la presión del yacimiento y a incrementar la extracción de hidrocarburos. Sin embargo, su aprovechamiento ha sido limitado debido a la falta de implementación de tecnologías que integren separación y reinyección de manera eficiente en sitio.

Estudios en campos de los Llanos Orientales han reportado franjas de petróleo remanente entre un 8 % y 16 %, así como cortes de agua de hasta 95 %, lo que refleja un factor de recobro limitado y altos costos asociados al tratamiento externo del agua producida (Melo Abdala, 2024). De igual manera, investigaciones recientes muestran que la optimización del diseño de inyección

de agua puede mejorar la eficiencia energética y reducir la huella de carbono en operaciones con crudo pesado (Garcia Payan & Zambrano Pedraza, 2025).

Aunque en Colombia se han explorado tecnologías de recuperación mejorada como la inyección de CO₂ y polímeros, su implementación se ha restringido a pruebas piloto o estudios conceptuales realizados por el Instituto Colombiano del Petróleo (Maya et al., 2010). Por otra parte, los sistemas de separación y recuperación disponibles presentan limitaciones debido a la escasa automatización y a la falta de instrumentación en sitio. La ausencia de monitoreo en tiempo real de variables críticas como flujo, presión, temperatura y composición de fluidos dificulta la toma de decisiones y reduce la efectividad de los procesos de inyección.

En este contexto, se hace evidente la necesidad de desarrollar un sistema de separación de fluidos en sitio, automatizado y controlado, que permita optimizar la separación de fases y garantizar la reutilización del agua producida mediante su reinyección regulada en el mismo campo. Dicho sistema debe integrar tecnologías de instrumentación y control que aseguren un proceso más eficiente, seguro y sostenible, resolviendo así un vacío técnico poco abordado en la industria petrolera nacional.

1.2 Formulación del problema

¿Cómo diseñar un sistema automatizado de separación de fluidos en sitio que controle la inyección del agua producida como técnica de recuperación adicional para optimizar la

producción de pozos petroleros mediante la aplicación de tecnologías de instrumentación y control?

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Diseñar un sistema automatizado de separación de fluidos e inyección controlada de agua producida, integrando tecnologías de instrumentación y control como técnica de recuperación adicional para optimizar la producción de pozos petroleros.

1.3.2 Objetivos específicos

Identificar las etapas y las variables involucradas en el proceso de separación de fluidos en sitio para diagnosticar las condiciones y establecer los requerimientos que permitan una inyección controlada del agua producida como técnica de recuperación adicional, orientada a optimizar la producción de pozos petroleros.

Definir la instrumentación requerida para el monitoreo de las variables críticas establecidas en el sistema de separación e inyección controlada en sitio que contribuya a aplicación eficiente de la técnica de recuperación adicional.

Evaluar el impacto ambiental de un sistema automatizado de reinyección de agua en sitio, en comparación con los métodos convencionales de tratamiento.

1.4 Justificación

La automatización de la separación e inyección de agua producida representa una estrategia clave para mejorar la eficiencia operativa, reducir costos y avanzar hacia una producción más sostenible. Un sistema automatizado permite el monitoreo en tiempo real de variables críticas y facilita decisiones inmediatas, favoreciendo la optimización para el control del proceso y prolonga la productividad del yacimiento.

En el contexto colombiano, la alta presencia de cortes de agua y las limitaciones en el factor de recobro han sido ampliamente documentadas (Melo Abdala, 2024). Sin embargo, más allá de describir el problema, diferentes investigaciones resaltan que la incorporación de diseños optimizados de inyección de agua puede traducirse en mejoras significativas en la eficiencia energética y en la reducción de la huella de carbono asociada a los procesos de manejo de fluidos (García Payán & Zambrano Pedraza, 2025). Estos hallazgos refuerzan la necesidad de avanzar hacia soluciones que integren automatización e instrumentación en sitio, capaces de maximizar el aprovechamiento del agua producida y garantizar operaciones más sostenibles.

Por otra parte, estudios recientes han demostrado que la implementación de sistemas inteligentes de control, basados en sensores avanzados y algoritmos adaptativos, ha demostrado mejoras significativas en la eficiencia de la inyección y la recuperación de hidrocarburos.

Propuestas como el diseño de sistemas de control inteligentes para inyecciones estratificadas en yacimientos (Yin et al., 2025) y el uso de métodos de optimización como el enjambre de partículas en estrategias de control por capas (Cheng & Qin, 2024) evidencian que la integración de tecnologías digitales en procesos de recuperación adicional no solo incrementa la productividad, sino que también reduce riesgos operativos y costos asociados.

Este proyecto resulta relevante desde las perspectivas técnica, económica y ambiental, pues ofrece una solución integral que combina ingeniería de procesos, automatización industrial y gestión eficiente de recursos, alineada con las tendencias actuales de digitalización y optimización en la industria petrolera.

1.5 Delimitaciones

1.5.1 Operativa

El proyecto se centrará únicamente en el diseño de un sistema automatizado de separación de fluidos en sitio que permita la inyección controlada del agua producida como técnica de recuperación adicional, integrando tecnologías de instrumentación y control para optimizar la producción de pozos petroleros. No incluye la construcción física ni la puesta en marcha del sistema. No incluye temas asociados a procesos, mecánica, tubería, civil, eléctrica.

1.5.2 Conceptual

El estudio se enfocará en conceptos de automatización, optimización, separación y reinyección aplicados al contexto en pozos petroleros.

1.5.3 Temporal

El tiempo previsto para el desarrollo del proyecto es de ocho (8) semanas, las cuales corresponden exclusivamente a la fase de diseño y simulación del sistema. Las actividades posteriores, como la implementación, pruebas operativas o puesta en marcha quedan fuera del alcance temporal de esta etapa.

1.5.4 Geográfica

El proyecto se centrará en un pozo petrolero ubicado en el campo Rubiales, en el departamento del Meta, Colombia. Este campo se localiza en la región de los Llanos Orientales, aproximadamente a 165 kilómetros al suroccidente de la ciudad de Villavicencio, en jurisdicción de los municipios de Puerto Gaitán y Puerto López. La zona se caracteriza por un entorno de explotación petrolera intensiva, en donde operan diversas instalaciones de extracción, transporte y procesamiento de crudo, lo que la convierte en un escenario idóneo para la implementación de tecnologías de automatización industrial.

Capítulo 2. Marco referencial

2.1 Antecedentes

La literatura clásica ha documentado ampliamente la inyección de agua y gas como técnicas fundamentales de recuperación secundaria en yacimientos petrolíferos. Obras como “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos” (Paris de Ferrer, 2001) describen de manera detallada los fundamentos técnicos, variables de diseño y experiencias operativas que han marcado la evolución de estas metodologías en distintos contextos geológicos. Este tipo de aportes constituye un punto de partida clave para comprender cómo los procesos de inyección han transitado de esquemas convencionales hacia estrategias modernas apoyadas en instrumentación y automatización.

Posteriormente, el desarrollo de tecnologías avanzadas en terminaciones inteligentes introdujo un cambio significativo en la manera de abordar la recuperación secundaria. Estas herramientas, que integran sensores de fondo y válvulas de control de flujo, han permitido regular con mayor precisión los flujos de inyección y mejorar la adquisición de datos en tiempo real. Investigaciones han demostrado que su implementación puede incrementar la recuperación de petróleo hasta en un 63% frente a métodos tradicionales, consolidándolas como referentes de eficiencia operacional en la industria. (Ordoñez Cruz et al., 2015).

En los años recientes, diferentes estudios han demostrado que la optimización en la inyección de agua, apoyada en modelos analíticos y sistemas de monitoreo, permite definir

volúmenes adecuados por capa y pozo, reduciendo riesgos de sobreinyección y mejorando el desempeño operativo. Estos enfoques han reportado incrementos en la producción, reducción de fallas y costos energéticos, así como la ampliación de la vida económica de los campos. (Navas et al., 2020)

De igual manera, la gestión del agua producida se ha consolidado como un desafío crítico en campos maduros, donde la relación agua-petróleo puede superar los 10 barriles de agua por cada barril de crudo. Su tratamiento mediante procesos físicos, químicos y tecnologías de membranas resulta esencial para minimizar riesgos ambientales y garantizar condiciones adecuadas de reinyección o disposición final. La incorporación de sistemas de monitoreo y control automático ha mostrado beneficios en eficiencia operativa y sostenibilidad. (Vargas Díaz, Arcila, & Ortega Ramírez, 2021).

En el ámbito ecuatoriano, destacan investigaciones que han aportado significativamente al entendimiento y aplicación de estas técnicas en escenarios locales. Maldonado García, en su trabajo sobre la optimización del proyecto de inyección de agua del campo Sacha, constituyó uno de los primeros esfuerzos académicos en sistematizar la experiencia de recuperación secundaria en la región amazónica (Maldonado García, 1996). Posteriormente, Diana Barba y Paola Martínez desarrollaron el estudio y diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua de formación para la Estación Central del mismo campo, aportando lineamientos técnicos relevantes para mejorar la sostenibilidad operativa del proceso (Barba Díaz & Martínez Villarreal, 2009). Más adelante, Iván Zamora y Tony Barahona profundizaron en la modelación de un sistema de reinyección de agua, proponiendo un enfoque analítico que permitió evaluar con mayor precisión

la eficiencia de la reinyección y sus implicaciones en el comportamiento del yacimiento (Zamora Aizaga & Barahona Borja, 2012).

En el caso colombiano, los antecedentes más recientes han abordado la optimización de la inyección de agua en campos de crudo pesado, especialmente en el Campo Rubiales. María Paula Betancourt, en la Universidad de América, realizó un estudio orientado al rediseño de equipos y al balance de capacidades para incrementar los flujos y la estabilidad operativa del sistema de reinyección (Betancourt Navarro, 2019). De manera complementaria, Cristhian Moreno y Daniela Torres, en el mismo campo, evaluaron alternativas técnicas de optimización y demostraron la viabilidad económica de los proyectos de inyección mediante un Valor Presente Neto (VPN) positivo (Moreno Merchan & Torres Rubio, 2019).

Ese mismo año, Luis Basto y Daniel Sánchez se centraron en la Cuenca Caguán-Putumayo, donde analizaron el sistema de inyección de agua a nivel de superficie. Su investigación se enfocó en el análisis nodal de superficie, identificando pérdidas de capacidad de inyección por fricción y deposición, y proponiendo rediseños que permitieran restablecer la eficiencia del proceso (Basto Queguán & Sánchez Quintero, 2020).

En cuanto a metodologías de recobro mejorado, los estudiantes e ingenieros Harold Aldana, Carlos Gutiérrez, Jorge Luis Ramos & Robinson Jiménez presentaron una simulación numérica de inyección de químicos en la Revista de Investigación de la Universidad de América, utilizando como referencia los desarrollos del ICP-Ecopetrol en 2010 (Aldana et al., 2015). Este

trabajo estableció un marco de evaluación para la aplicabilidad de técnicas de recobro químico en campos nacionales.

Posteriormente, los estudios colombianos ampliaron su enfoque hacia la eficiencia energética y la calidad del agua de inyección. Jorge Andres SÁCHICA, en la revista Fuentes: El reventón energético de la Universidad Industrial de Santander, propuso una metodología para optimizar el consumo energético en la producción de Campo Rubiales, vinculando los rediseños operativos con la eficiencia de los sistemas asociados al manejo e inyección de agua (Sáchica, 2020). De forma complementaria, Gustavo Maya, Luisana Cardona, Mayra, Rueda y Farid Cortés en la Revista CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro, investigaron el efecto de la fuerza iónica en procesos de inyección de agua de baja salinidad, resaltando la importancia de ajustar la calidad del agua como un factor determinante para mejorar el factor de recobro (Maya Toro et al., 2020).

Finalmente, Andres Alvarado y Joan Baquero, en la Universidad de América, evaluaron un piloto de inyección de agua en un campo de crudo pesado, considerando parámetros operativos y posibles escenarios de optimización mediante simulación, aportando criterios útiles para la planificación y control de procesos de reinyección en contextos de crudos pesados (Alvarado Holguín & Baquero Basto, 2019).

2.2 Marco teórico

2.2.1 Automatización

La automatización se ha convertido en un elemento esencial en el entorno empresarial moderno, permitiendo a las organizaciones mejorar su productividad, reducir costos y obtener una ventaja competitiva significativa en un mundo cada vez más digitalizado. Su implementación abarca diversas industrias y funciones, destacando su papel crucial en la transformación digital y la optimización operativa. (IBM, s.f.)

2.2.2 Sistema de Control

Los sistemas de control son fundamentales en el sector industrial, ya que permiten regular y dirigir el comportamiento de diversos dispositivos para alcanzar objetivos específicos, garantizando así la eficiencia y precisión en los procesos productivos. Su diseño interconectado y su capacidad de respuesta, ya sea manual o automática, son esenciales para mantener condiciones óptimas en una amplia variedad de aplicaciones. (SDI, s.f.)

2.2.3 Pirámide de automatización

La pirámide de automatización ilustra de manera clara los distintos niveles de control y gestión en una fábrica, desde los dispositivos de campo hasta los sistemas de planificación empresarial, destacando cómo cada nivel contribuye a la eficiencia y toma de decisiones

informadas en el proceso productivo. Esta representación no solo simplifica la complejidad de la automatización industrial, sino que también resalta la importancia de la integración tecnológica para optimizar las operaciones en toda la organización. (Gordon-Box, 2019)

2.2.4 Sistema de Control PID (Proporcional, Integral y Derivativo)

El controlador PID es fundamental para el control preciso de diversas variables en sistemas industriales, ya que combina el control proporcional, integral y derivado para ajustar las salidas y mantener la estabilidad del proceso. Su capacidad para reaccionar a errores actuales, corregir acumulaciones pasadas y anticipar futuros garantiza un rendimiento eficiente y confiable (NI, 2025).

2.2.5 Sistema de Inyección

Los sistemas de inyección en el ámbito petrolero permiten introducir fluidos (como agua, vapor o gas) dentro del yacimiento con el fin de mantener la presión de reservorio y mejorar la recuperación de hidrocarburos. El diseño y control de dichos sistemas resulta crítico, pues de su precisión dependen tanto la eficiencia de la recuperación como la reducción de costos y riesgos operativos. La automatización en este contexto garantiza un control constante de variables como flujo, presión y calidad del agua inyectada, asegurando un proceso más estable y sostenible (Paris de Ferrer, 2001)

2.3 Marco conceptual

2.3.1 Variables de procesos industriales

Conocer y controlar las principales variables de proceso, como presión, temperatura, nivel y flujo, es fundamental para medir la eficiencia en la transformación de materias primas en productos finales, garantizando así una producción óptima y efectiva. La adecuada gestión de estas variables no solo mejora la manufactura, sino que también impacta directamente en la calidad del producto final. (Instrumentación, s.f.)

2.3.2 Controladores Lógicos Programables (PLC)

El PLC se erige como una herramienta esencial en la automatización industrial, facilitando la eficiencia y el control de procesos mediante su operatividad precisa y sus innovaciones constantes. Su comprensión y aplicación son fundamentales para el avance tecnológico en diversas industrias y su impacto en la sociedad contemporánea. (Bolton, 2015)

2.3.3 Sistema de monitoreo

La monitorización de procesos industriales es fundamental para asegurar el correcto funcionamiento de la producción, ya que permite la recolección y análisis en tiempo real de variables críticas, lo que facilita la toma de decisiones para optimizar el rendimiento y garantizar la seguridad operativa. La implementación de sistemas de control centralizados, como SCADA,

es clave para transformar datos en acciones efectivas que mejoren la eficiencia y la seguridad en el entorno industrial. (Boyer, 2010)

2.3.4 Técnica de recuperación adicional

La recuperación adicional, también conocida como Enhanced Oil Recovery (EOR), comprende el conjunto de métodos que buscan incrementar el factor de recobro de los yacimientos una vez que las técnicas primarias y secundarias dejan de ser eficientes. Entre estas técnicas se destacan la inyección de agua, la inyección de gases (como CO₂ o nitrógeno) y los métodos térmicos. Su aplicación persigue mejorar la movilidad de los hidrocarburos, aumentar la presión del reservorio y extender la vida útil del campo petrolero. (Green & Willhite, 2018)

2.3.5 Recobro Mejorado

El recobro mejorado se refiere específicamente a aquellas prácticas que permiten extraer volúmenes adicionales de petróleo mediante la incorporación de tecnologías avanzadas o fluidos externos. A diferencia de la recuperación primaria y secundaria, el recobro mejorado busca optimizar la extracción de crudo atrapado en la roca poros, mediante procesos físico-químicos, térmicos o biológicos. Su importancia radica en que puede incrementar significativamente el porcentaje de petróleo recuperable, contribuyendo a la sostenibilidad y rentabilidad de los proyectos de explotación. (Delgadillo et al., 2020)

Capítulo 3. Diseño metodológico

3.1 Tipo de investigación

El presente proyecto se enmarca dentro de una investigación tecnológica con enfoque cuantitativo y alcance descriptivo-aplicado, orientada al diseño de soluciones de ingeniería que integren principios de automatización, instrumentación y control industrial.

Este enfoque busca generar conocimiento práctico mediante el desarrollo de un sistema automatizado que simule las condiciones reales de operación de un pozo productor, permitiendo validar su comportamiento bajo criterios técnicos, económicos y ambientales.

La investigación se apoya en la recopilación y análisis de datos técnicos, especificaciones industriales y normas de diseño, con el propósito de establecer un modelo de control funcional para la separación de fluidos e inyección de agua producida. De esta manera, el estudio contribuye al fortalecimiento de la transferencia tecnológica entre la academia y el sector productivo de hidrocarburos.

3.2 Diseño metodológico

El desarrollo metodológico se estructura en tres fases, en correspondencia con los objetivos específicos del proyecto:

Fase I. Identificar las etapas y las variables involucradas en el proceso de separación de fluidos en sitio.

- **Registro y documentación de procesos:** Se describirán las etapas que conforman el proceso de separación e inyección.
- **Identificación y análisis de variables relevantes:** Se identificarán las variables de proceso más relevantes (presión, temperatura, flujo, nivel, entre otras) y se clasificará su influencia sobre la estabilidad y eficiencia del sistema.

Fase II. Definición de la instrumentación requerida para el monitoreo de las variables críticas del sistema.

- **Selección de sensores, transmisores y actuadores:** Se evaluarán sensores, transmisores y actuadores adecuados para la medición y control de las variables identificadas, con base en criterios técnicos y de compatibilidad con sistemas automatizados.
- **Diseño de sistema de control:** Se definirá la arquitectura de control, tipo de controlador (PLC o sistema SCADA), protocolos de comunicación y lógica de operación.
- **Ejecución de la especificación técnica del sistema de control:** Se elaborará la documentación técnica del sistema, estableciendo los parámetros mínimos para la adquisición, instalación y operación de los instrumentos.

Fase III. Evaluar el impacto ambiental de un sistema automatizado de reinyección de agua en sitio, en comparación con los métodos convencionales de tratamiento.

- **Recopilar información técnica y normativa de reinyección en Colombia.**

Recopilación de información técnica y normativa sobre vertimiento y reinyección en Campo Rubiales, considerando tanto la regulación ambiental vigente como los diseños y procesos operativos implementados.

- **Análisis de información.** Construir matrices donde se recopile la información técnica, normativa y ambiental en cuanto a vertimiento y reinyección en Campo Rubiales.

- **Elaboración de comparación técnica y ambiental.** Elaboración de una matriz comparativa técnico-ambiental que incluye indicadores como reducción de vertimientos, control de calidad hídrica, huella de carbono, eficiencia operativa y cumplimiento legal, mostrando ventajas y limitaciones de ambos métodos (automatizado y convencional).

3.3 Esquema metodológico

Tabla 1

Fases metodológicas

		Fase Metodológica	Descripción de Actividades
Enfoque Cuantitativo		Fase I. Identificación del proceso y de las variables críticas	- Establecer la fuente de información técnica sobre el proceso de separación e inyección de agua producida en campo. - Recopilar y organizar la información operativa de pozos, condiciones de producción, características de los fluidos y métodos actuales de reinyección. - Elaborar un diagrama de flujo del proceso completo, desde la extracción hasta la reinyección, identificando los equipos principales y los puntos de medición. - Determinar las variables de proceso que influyen en la eficiencia del sistema (presión, temperatura, flujo, nivel, pH, etc.). - Establecer las variables críticas que serán objeto de monitoreo y control en etapas posteriores.
		Fase II. Diseño de la instrumentación y arquitectura de control	- Seleccionar los sensores, transmisores y actuadores adecuados para las variables críticas, basados en sus rangos de operación, compatibilidad y confiabilidad. - Definir la arquitectura del sistema de control y comunicación (PLC, SCADA o microcontrolador) considerando las condiciones del entorno y las necesidades del proceso. - Diseñar la lógica de control y las señales de entrada/salidas necesarias para la operación del sistema. - Elaborar las especificaciones técnicas mínimas requeridas para la adquisición e instalación de los equipos de instrumentación y control. - Configurar conceptualmente el sistema de monitoreo en tiempo real y definir los mecanismos de retroalimentación del proceso.

Fase Metodológica	Descripción de Actividades
Fase III. Evaluación del impacto ambiental del sistema propuesto	- Recopilar información técnica y normativa relacionada con la reinyección de agua producida en Colombia, incluyendo resoluciones y estándares ambientales aplicables al sector petrolero. - Analizar los aspectos técnicos, normativos y ambientales asociados a la reinyección de agua mediante la elaboración de matrices comparativas. - Establecer indicadores clave de impacto ambiental como reducción de vertimientos, huella de carbono, eficiencia hídrica, consumo energético y cumplimiento normativo. - Construir una matriz comparativa entre el sistema automatizado propuesto y los métodos convencionales de tratamiento. - Elaborar una matriz de evaluación ambiental que sintetice los beneficios, limitaciones e impactos del sistema automatizado frente a esquemas tradicionales, destacando su aporte a la sostenibilidad operativa y ambiental del proceso.

Nota. Elaboración propia.

3.4 Información de entrada

3.4.1 Infraestructura actual

Una locación típica de producción de pozos petroleros en Colombia está compuesta por una serie de instalaciones superficiales diseñadas para garantizar la continuidad operativa, el control de variables críticas y la seguridad del proceso. Estas locaciones incluyen cabezales de pozo, líneas de flujo, separadores bifásicos o trifásicos, tanques de almacenamiento, bombas de transferencia y sistemas de medición, los cuales conforman la base de la infraestructura de producción en campo. En dichas instalaciones, la instrumentación y los sistemas de control juegan un papel fundamental en la supervisión de parámetros como presión, temperatura, flujo y nivel, que permiten mantener la estabilidad del proceso y prevenir contingencias.

La Figura 1 representa el proceso de recuperación mejorada de petróleo, identificando las diferentes zonas existentes entre los pozos inyector y productores.

Figura 1

Proceso de recuperación mejorada de petróleo



Nota. Nanofluidos para la recuperación mejorada de petróleo, Pizarro (2018).

En la actualidad, la mayoría de los campos maduros en Colombia emplean sistemas de control basados en Controladores Lógicos Programables (PLC), Unidades Terminales Remotas (RTU) y plataformas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition), las cuales facilitan la adquisición, transmisión y visualización de datos en tiempo real. Estas herramientas permiten la operación remota de equipos y el monitoreo continuo de las condiciones de producción, optimizando la toma de decisiones ante cambios en las condiciones del pozo o del sistema de separación superficial. Este tipo de infraestructura es considerada esencial para la automatización moderna de los procesos de extracción y reinyección en campos de crudo pesado (Robertson & Bryant, 2001).

Adicionalmente, la disposición de los equipos en campo se realiza bajo criterios de integración entre las condiciones del subsuelo y la ingeniería de superficie, lo cual permite reducir pérdidas energéticas, mejorar la eficiencia hidráulica y asegurar un flujo estable hacia los sistemas de procesamiento primario. Estudios recientes sobre la conexión y optimización de pozos han demostrado que el diseño coordinado entre la infraestructura de superficie y los sistemas de control permite maximizar la productividad y minimizar los tiempos de inactividad (Nor et al., 2019).

En conjunto, estas características reflejan una tendencia hacia la digitalización y automatización de las locaciones de producción, donde el monitoreo en tiempo real, la integración de sensores inteligentes y la optimización de la comunicación entre los distintos niveles de control constituyen pilares fundamentales para el desarrollo sostenible de la industria petrolera nacional.

3.4.2 Estandarización de locación con pozo inyector y pozos productores

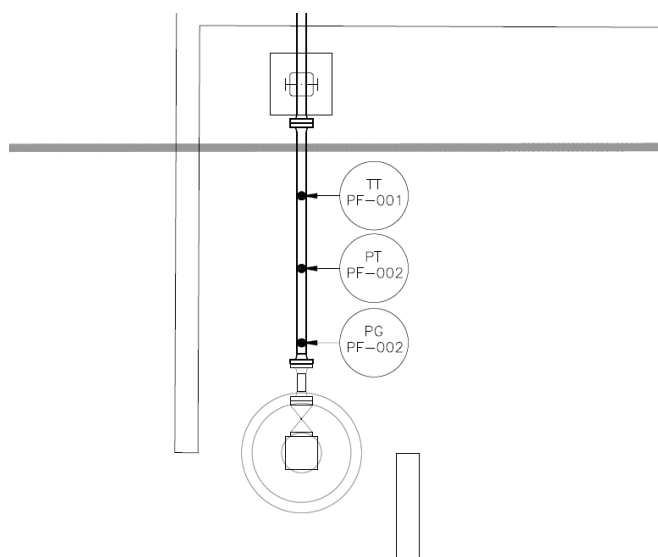
Con el fin de establecer una referencia técnica que sirva de base para el desarrollo del sistema automatizado en sitio, se propone la estandarización de una locación tipo que integra tanto pozos productores como un pozo inyector. Esta configuración busca representar de manera general la disposición de los principales equipos y elementos de instrumentación involucrados en el proceso de extracción, separación e inyección de agua producida.

La locación propuesta contempla los siguientes componentes principales:

3.4.2.1 Pozos productores: Equipados con sensores de presión y temperatura que permiten la medición en tiempo real de las variables críticas del fluido extraído. (Ver Figura 2)

Figura 2

Planimetría Pozos Productores

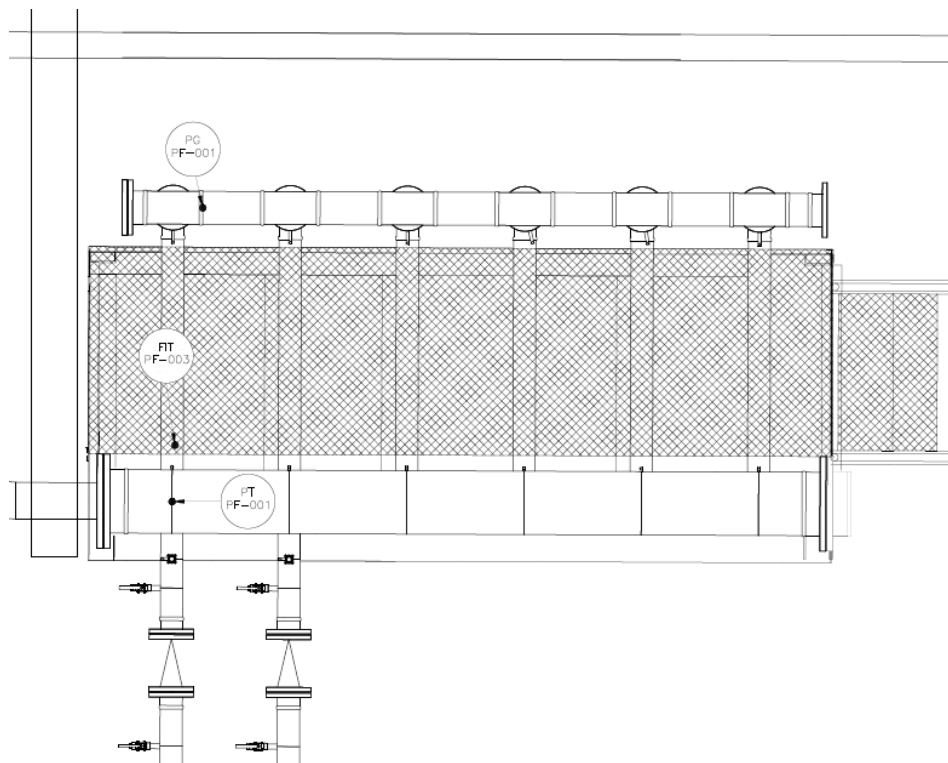


Nota. Instrumentación asociada a línea de bajante de pozo. Elaborado por los autores.

3.4.2.2 Manifold de producción: Recoge el fluido proveniente de los pozos productores, totaliza los caudales y redirige el flujo hacia el sistema de separación. (Ver Figura 3)

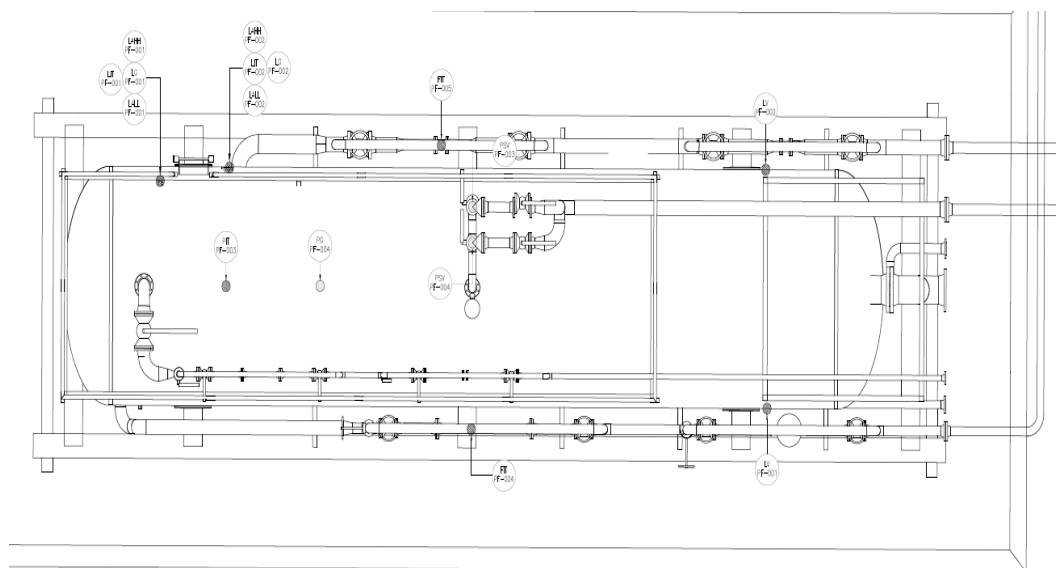
Figura 3

Planimetría Manifold de producción



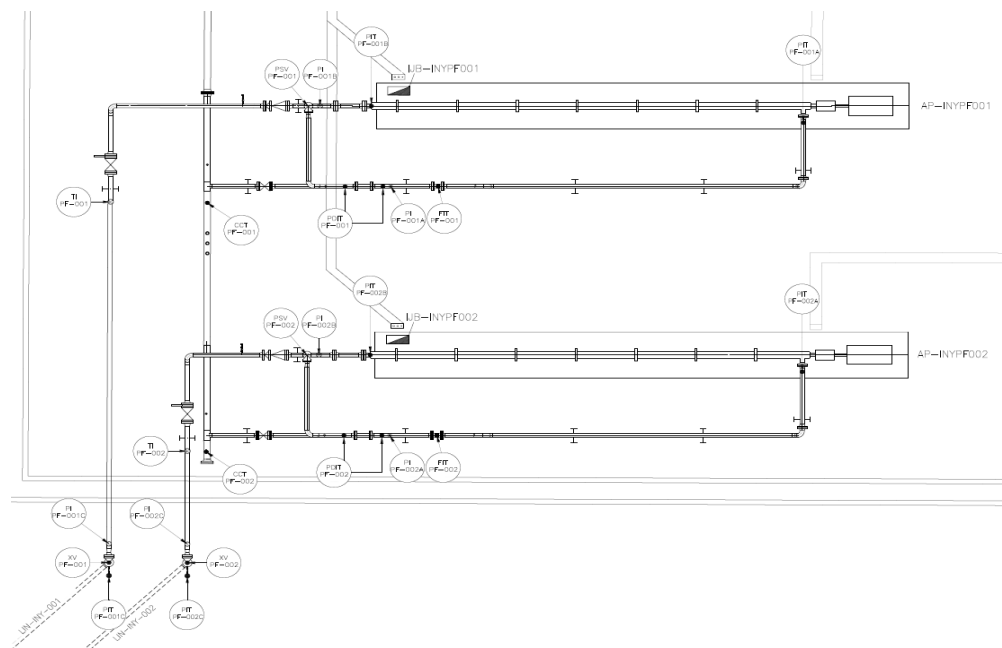
Nota. Instrumentación asociada al manifold de producción. Elaborado por los Autores.

3.4.2.3 Separador bifásico: Unidad encargada de la separación del crudo y el agua producida. El petróleo separado es conducido hacia la línea de transferencia que lo dirige a la estación de tratamiento, mientras que el agua se destina al sistema de reinyección. (Ver Figura 4)

Figura 4*Planimetría Separador bifásico*

Nota. Instrumentación asociada al separador bifásico. Elaborado por los Autores.

3.4.2.4 Sistema de bombeo y pozo inyector: Las bombas booster impulsan el agua separada hacia el pozo inyector, donde se reinyecta al yacimiento para mantener la presión de formación y mejorar la eficiencia de recuperación. (Ver Figura 5)

Figura 5*Planimetrías bombas de inyección*

Nota. Instrumentación asociada al sistema de bombeo de pozos inyectores. Elaborado por los autores.

El esquema funcional de la locación se muestra en el Apéndice K, donde se ilustran las conexiones principales entre los pozos productores, el manifold, el separador y el sistema de inyección. Este diagrama constituye la base sobre la cual se desarrolla la propuesta de automatización, enfocada exclusivamente en el diseño del sistema de instrumentación y control.

Es importante destacar que las áreas mecánicas, eléctrica y de procesos no hacen parte del alcance de este proyecto, y se incluyen únicamente como insumos de referencia para el diseño del sistema automatizado. El énfasis se centra en la integración de instrumentos de

campo, sensores, actuadores y arquitectura de control, bajo criterios de estandarización, interoperabilidad y eficiencia operativa.

De esta forma, la estandarización de la locación no solo permite visualizar la interacción entre los diferentes subsistemas, sino también establecer una base técnica común para la selección, instalación y configuración de los dispositivos de instrumentación que serán utilizados en el diseño propuesto.

3.4.3 Fundamentos técnicos del sistema propuesto

3.4.3.1 Filosofía de Control. La filosofía de control planteada para el sistema automatizado de separación de fluidos e inyección de agua producida se fundamenta en una operación autónoma que garantiza la estabilidad y eficiencia del proceso en tiempo real. Su propósito es mantener condiciones óptimas de operación, asegurar la calidad del agua tratada y optimizar el desempeño energético del sistema de recuperación mejorado.

Las principales estrategias de control se estructuran de la siguiente manera:

- **Control de nivel en separador:** Mediante transmisores de nivel se regula la apertura de válvulas de descarga de agua y crudo, evitando turbulencias y mejorando la eficiencia del proceso de separación.
- **Control de presión y flujo:** Se implementan transmisores de presión y flujo para mantener condiciones estables y seguras dentro de los rangos operativos del sistema.

- Control de calidad del agua producida: Sensores de corrosión que permiten verificar que el fluido tratado cumpla los parámetros establecidos para su reinyección.
- Control de bombas de inyección: Variadores de frecuencia (VFD) ajustan la velocidad de las bombas de acuerdo con la demanda del pozo y la disponibilidad de agua tratada, reduciendo el consumo energético y el desgaste mecánico.

El sistema estará integrado dentro de una arquitectura SCADA/DCS, con la lógica programada en PLCs industriales, lo que asegura una supervisión remota eficiente, registro histórico de datos, emisión de alarmas y análisis de tendencias operativas para la toma de decisiones en campo.

3.4.3.2 Instrumentación Asociada. La instrumentación constituye el núcleo técnico del sistema de automatización, garantizando la medición y control de las variables críticas del proceso. Entre los principales instrumentos considerados se destacan:

1. Transmisores de presión y temperatura en separador, líneas de proceso y estación de bombeo.
2. Transmisores de nivel en separador para prevenir sobrellenados o vacíos operativos.
3. Transmisores de flujo para determinar los volúmenes de agua tratada, inyectada y crudo separado.
4. Válvulas de control que modulan el flujo en respuesta a las señales del sistema de control.
5. Interruptores de nivel y presión (switches) para funciones de protección y generación de alarmas.

La disposición y calibración de estos instrumentos se ajustan a las normas ISA y API, garantizando confiabilidad, trazabilidad de mediciones y cumplimiento de los estándares de seguridad industrial.

3.4.3.3 Equipos Asociados. El conjunto de equipos principales que conforman el sistema automatizado se detalla a continuación:

- Separador (agua-crudo): diseñado para operar en condiciones específicas de presión y temperatura, con mecanismos automáticos de control de nivel y presión.
- Bomba de inyección: centrífugas o de desplazamiento positivo controladas mediante variadores de frecuencia.
- Sistema de automatización: integrado por PLCs, interfaces HMI, servidores SCADA, redes industriales (Ethernet/IP, Modbus, Profibus) y sistemas de respaldo energético que aseguran la continuidad operativa.

3.4.4 Desarrollo de documentos de ingeniería para el diseño

Los documentos de ingeniería que se entregarán en el proyecto incluyen listados técnicos, hojas de datos, arquitectura de control y planimetría, todos orientados a la automatización de un sistema de separación de fluidos e inyección de agua en sitio producida en el campo Rubiales, Meta, Colombia.

3.4.4.1 Lista de instrumentos. El listado de instrumentos reúne de forma organizada todos los dispositivos de medición y control que integran el sistema automatizado del clúster, permitiendo tener un registro completo y estructurado de la instrumentación involucrada. Este documento especifica detalles clave para cada equipo, tales como su identificación (tag), función o servicio al que están asociados, tipo de señal que manejan, el rango de medición de cada instrumento y una descripción técnica de cada uno.

3.4.4.2 Hoja de datos. Es un documento que reúne información exhaustiva sobre cada instrumento, mostrando sus características funcionales y técnicas relevantes. En este formato se especifican aspectos como los límites operativos, tipo de materiales empleados en la fabricación, condiciones ambientales requeridas para su funcionamiento óptimo, y las normativas aplicables tanto a calidad como a seguridad. Este documento ofrece datos precisos que permiten validar la adecuación de cada instrumento para el entorno del proceso, facilitando su selección, instalación y posterior operación, así como asegurando el cumplimiento de las exigencias normativas establecidas para el proyecto.

3.4.4.3 Arquitectura de control. Este plano representa visualmente la organización y disposición de los elementos esenciales para la gestión y supervisión del sistema. Este esquema muestra la ubicación de las consolas de operación, estaciones de ingeniería, plataformas de procesamiento y paneles de control principales.

Además, incluye el trazado de las redes de comunicación que conectan cada componente, e identifica explícitamente los protocolos utilizados para la transmisión y el intercambio de datos

entre dispositivos. De esta manera, permite comprender el flujo de información, las interconexiones entre áreas y la estructura jerárquica que soporta la operación del proceso, facilitando tanto la interpretación técnica como la ejecución práctica de la instalación y el mantenimiento del sistema.

3.4.4.4 Planimetría de ubicación de instrumentos y recorrido de cables y ductos. Este plano integrado presenta de forma clara y gráfica la información esencial para la instalación y diseño en campo. Por un lado, indique la ubicación precisa de los instrumentos de campo y cajas de conexiones necesarias para la nueva instrumentación en cada área o etapa del proceso, facilitando la identificación de los puntos donde debe instalarse cada equipo y su correcta interacción con los sistemas y equipos principales. Esta representación visual permite organizar y disponer los instrumentos en planta de manera eficiente y segura, resaltando su posición relativa respecto a los equipos operativos.

Además, el plano muestra el recorrido principal que siguen los cables desde los dispositivos de campo hasta los tableros de control o las cajas de conexiones, señalando la localización exacta de los tableros, la distribución de las bandejas portátiles y los distintos puntos de interconexión dentro de la unidad. Con esta información agrupada, se simplifica la instalación, el mantenimiento y se garantiza una integración ordenada entre la instrumentación y el sistema de cableado.

Capítulo 4. Resultados

A partir de la metodología propuesta en el Capítulo 3, se desarrollaron los resultados presentados a continuación, centrados en la identificación de variables críticas, la definición de instrumentación y la evaluación ambiental del sistema automatizado.

Se empieza a desarrollar el proyecto con la premisa de que todo lo que hace parte del área de procesos, mecánica, tubería, civil, eléctrica, no es alcance del diseño propuesto, netamente instrumentación y control.

4.1 Identificación de etapas y variables involucradas

4.1.1 *Pozo productor*

Las variables de proceso y la operación del pozo productor tienen una importancia esencial para el éxito de la reinyección de agua en campos petroleros, permitiendo maximizar la recuperación de hidrocarburos y mantener la eficiencia operativa de los yacimientos. (Arango et al., 2021)

4.1.1.1 Variables de proceso en pozos productores.

- Presión de fondo fluuyente: Indica la energía disponible en el yacimiento para impulsar fluidos hacia la superficie. Su monitoreo es vital para decidir la cantidad y presión del agua a reinyectar, optimizando el barrido del petróleo.

- Presión de cabeza de pozo: Sirve como indicador superficial del desempeño y estabilidad operativa.
- Flujo de producción: Es fundamental para calcular el balance de masa y establecer el impacto de la reinyección sobre la declinación de la producción de hidrocarburos.
- Temperatura: Impacta la viscosidad de los fluidos y la eficiencia del desplazamiento del petróleo.
- Composición y calidad de fluidos: Incluye análisis de salinidad, contenido de sólidos, BSW y otros parámetros que afectan la integridad y productividad del pozo productor.
- Variables de control del equipo: Incluyen presión y corriente de motores de bombas, estado de válvulas y sensores, y variables de protección del sistema automatizado.

4.1.1.2 Proceso de pozo productor y relación con la reinyección de agua. El pozo productor extrae una mezcla de agua, crudo desde el yacimiento, normalmente bajo flujo natural o asistido por sistemas de levantamiento (bombas electro sumergibles, entre otros). La mezcla de fluidos se separa y trata en superficie; el agua producida, luego de cumplir parámetros de calidad, es reinyectada al yacimiento a través de pozos inyectoros. El proceso de reinyección busca mantener la presión del yacimiento, desplazando el petróleo hacia los pozos productores y recuperando mayor cantidad de hidrocarburos.

La información operativa de los pozos productores retroalimenta las estrategias de inyección, permitiendo ajustar la tasa y presión de agua según la respuesta del yacimiento, manteniendo así la eficiencia y prolongando la vida útil del campo. (Ortiz Cancino, et al., 2013)

4.1.1.3 Importancia del pozo productor en la reinyección de agua.

- Optimiza el barrido de petróleo: Los datos del productor indicarán cuán efectiva es la reinyección, orientando ajustes para maximizar el recobro y minimizar los canales preferentes de agua.
- Balance hídrico y manejo de aguas: Permite decidir la disposición del agua producida y reducir el impacto ambiental.
- Eficiencia y estabilidad operativa: El monitoreo automatizado (SCADA/PLC) facilita la visualización en tiempo real y la reacción oportuna ante variaciones del proceso, mejorando la operación y seguridad.

Un manejo integral de las variables y del proceso productivo garantiza la sostenibilidad y éxito técnico-económico de la reinyección de agua en campo, cumpliendo con los objetivos de recuperación secundaria y la gestión responsable de recursos y medio ambiente.

4.1.2 Separación Agua-Crudo

El separador agua-crudo es un componente esencial en la operación de producción y reinyección de agua en pozos petroleros, ya que permite la adecuada separación de las fases que emergen del yacimiento, asegurando la calidad del agua a reinyectar y la optimización del proceso productivo.

4.1.2.1 Variables de proceso en el separador agua-crudo.

- Flujo de entrada (flujo total): Determina la cantidad de mezcla a procesar y define la capacidad operativa del separador.
- Presión interna del separador: Mantiene la estabilidad del proceso y la eficiencia de la separación física de las fases.
- Nivel de líquidos (agua y gas): Es indispensable para el control automático del proceso; permite evitar desbordes y asegurar la correcta extracción de cada fase.
- Temperatura: La temperatura favorece la separación física y puede ser ajustada para evitar problemas de emulsión o precipitación de sólidos.
- BSW (Basic Sediment and Water): Estima la calidad del crudo separando sedimentos y partículas de agua residual.
- Composición y calidad del agua separada: Es controlada para garantizar que el agua cumpla con los requisitos fisico-químicos antes de ser reinyectada

4.1.2.2 Funcionamiento de un separador de agua-crudo. El separador recibe la mezcla de fluidos desde el pozo productor y, mediante mecanismos de gravedad y coalescencia, realiza la división física en dos fases: crudo y agua. El diseño puede incluir etapas de calentamiento previo, deflectores, sistemas de control de nivel y presión, así como válvulas automatizadas para la extracción continua de cada componente. El crudo se extrae por rebalse y el agua sedimenta en el fondo, donde también pueden retirarse sedimentos y sólidos pesados.

4.1.2.3 Importancia del separador en la reinyección de agua. La eficiencia y automatización de un separador impactan directamente en la calidad del agua reinyectada, un factor crítico para evitar problemas de inyectividad, daño al yacimiento, corrosión de infraestructura y afectaciones ambientales. Garantizar que el agua a reinyectar cumpla los estándares de pureza (baja concentración de hidrocarburos y sólidos en suspensión) es esencial para maximizar la vida útil tanto del sistema de reinyección como del yacimiento.

Además, el separador permite monitorear y ajustar las variables de proceso para prevenir fugas, sobrepresiones, brindando seguridad operativa y cumplimiento normativo en el marco de los proyectos de recobro secundario y reinyección de agua en sitio. (Viñan, 2014)

4.1.3 Reinyección

Las variables de proceso y el funcionamiento de la reinyección de agua en pozos son fundamentales para mantener la presión del yacimiento, mejorar la recuperación de petróleo y optimizar la operación del campo. (Chavarro Triana, 2020) A continuación, se detallan las variables clave y la importancia del proceso:

4.1.3.1 Variables de proceso en la reinyección de agua.

- **Flujo de inyección:** Es la cantidad de agua introducida al yacimiento. Un control preciso de este valor garantiza que el yacimiento reciba la energía suficiente para desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

- **Presión de inyección:** Debe mantenerse en un rango que sea superior a la presión del yacimiento, pero inferior a la presión de fractura de la roca, para asegurar la eficiencia del barrido y evitar daños geomecánicos.
- **Calidad del agua:** Incluye parámetros como sólidos suspendidos, contenido de aceite, bacterias, salinidad y pH. El agua debe cumplir con los estándares para prevenir obstrucciones en la formación y daños en la integridad del pozo.
- **Temperatura:** Influye en la viscosidad del agua y el petróleo, y afecta la eficiencia global del proceso de desplazamiento en el yacimiento.
- **Presión en pozos productores:** Un equilibrio óptimo entre la presión de inyección y la presión de fondo fluente de los pozos productores sostiene la eficiencia del barrido y la tasa de producción de hidrocarburos.
- **Relación agua-petróleo (WOR):** Permite monitorear la eficiencia del proceso y detectar la llegada temprana de agua a los pozos productores.

4.1.3.2 Proceso de reinyección de agua. El proceso inicia con la recolección de agua producida junto al petróleo, la cual pasa por un sistema de tratamiento (separador) para eliminar sólidos, aceite remanente y bacterias. Posteriormente, el agua tratada se bombea a través de líneas de inyección, empleando bombas de alta presión, hasta los pozos inyectoros, donde es introducida al yacimiento bajo control automático de flujo y presión. Los equipos modernos utilizan telemetría y automatización para ajustar en tiempo real las variables del proceso y así maximizar la eficiencia y seguridad de la operación.

4.1.3.3 Importancia del proceso.

- **Mantiene la presión del yacimiento:** Permite desplazar el hidrocarburo remanente hacia los pozos productores, incrementando el factor de recobro.
- **Optimiza la producción:** Sostiene la tasa de extracción de crudo y prolonga la vida útil de los campos maduros.
- **Cumplimiento ambiental:** Reducir la disposición superficial de aguas producidas, minimizando el impacto ambiental y cumpliendo las regulaciones.
- **Eficiencia operativa y económica:** El control automatizado de variables, junto con técnicas modernas de monitoreo, permite ajustar estrategias en tiempo real, reducir el consumo energético y prever fallos o daños en la infraestructura.

4.2 Definición de instrumentación

4.2.1 Especificación general de instrumentos

La instrumentación fue diseñada para lograr una operación óptima del proceso de manera económica y segura, garantizando la integridad física del personal y equipos.

La especificación de los instrumentos de este proyecto se realizó con una premisa de entrada, la cual estipula que no hay presencia de polímeros en el agua a ser inyectada en los pozos del alcance de este diseño.

La instrumentación es principalmente del tipo electrónico de características para transmisión de señales analógicas, discretas y/o serial a excepción de aquella que, por sus propias características, es neumática o de medición directa (válvulas de control, indicadores locales, elementos de medición de flujo, etc.).

Los instrumentos electrónicos son aptos para uso en ambiente tropical húmedo con una temperatura ambiente entre 5 °F a 149 °F, humedad relativa de 100%, polvo, radiación solar intensa y con contenido de sal e hidrocarburos.

Los instrumentos electrónicos analógicos serán preferiblemente del tipo 2 hilos, alimentados por el mismo circuito de comunicación, desde el sistema y/o unidad de control a la cual el instrumento está asociado con protocolo de comunicación 4-20mA. HART. Para el caso de instrumentos electrónicos análogos que requieran alimentación independiente, deberá ser a 24Vdc con un cable independiente.

Los instrumentos electrónicos discretos serán del tipo 2 hilos para la señal y de requerir alimentación deberá ser a 24Vdc con un cable independiente. Tanto la alimentación como la señal serán cableadas desde el sistema y/o unidad de control a la cual el instrumento está asociado, usando contactos tipo seco, según los requerimientos del proyecto o cliente.

El control y monitoreo del proceso será realizado principalmente por medio de un sistema básico de control de procesos (BPCS) basado en PLC, los cuales envían la información de las

señales al SCADA de la estación. El Sistema BPCS fue diseñado de tal manera de hacer posible todas las operaciones desde las estaciones de operación ubicadas en las salas de control.

Las especificaciones de desempeño de los instrumentos (precisión de referencia, desempeño total, estabilidad, tiempo total de respuesta, etc.) fueron seleccionados teniendo en cuenta la tecnología de medición, la aplicación propuesta (función de seguridad, control crítico, fiscalización y transferencia de custodia, control, monitoreo o indicación local) y la oferta disponible en el mercado.

Los instrumentos fueron especificados con procesamiento digital de las señales y con funciones de autodiagnóstico que permitan determinar el estado de falla de las señales.

Los instrumentos fueron protegidos de cualquier efecto producido por radiaciones, campos electromagnéticos, descargas eléctricas y sobre voltajes según las normas aplicables.

Los instrumentos se especificaron con sellos de diafragma integrales o remotos cuando la temperatura del fluido del proceso exceda la máxima temperatura permisible del sensor (200°F a 250°F), o como alternativa para los requerimientos de flushing o de purga de las líneas de impulso en aplicaciones con servicios con viscosidades mayores de 200 cSt., con posibilidades de taponamiento, abrasión o fluidos peligrosos.

Para la selección correcta de los rating y materiales, se verificaron las especificaciones de materiales de tuberías, los requerimientos de las normas aplicables, requerimientos de protección por corrosión y abrasión según el grupo de procesos y/o requerimientos particulares.

La conexión eléctrica estándar en los transmisores será de ½" NPT-F.

La conexión de proceso estándar en el instrumento será de ½" NPT-F.

Las conexiones neumáticas estándar en el instrumento serán de 1/2" NPT-F.

Todos los transmisores fueron especificados con indicación digital local.

En general, la instrumentación analógica tal como transmisores debió cumplir con los siguientes requerimientos de funcionamiento:

- El máximo error no debía superar el $\pm 0.5 \%$ de la gama (span)
- La histéresis no debía exceder el 0.5% de la gama (span).
- La banda muerta no debía exceder el 0.25% de la gama (span).
- El efecto de un cambio de 38°C (100°F) en la temperatura ambiente sobre la señal de salida de un instrumento no debía exceder el 1% de la gama (span).

Los instrumentos ubicados en campo fueron especificados para permitir su montaje en un soporte de tubo de acero de 2", exceptuando aquellos instrumentos a ser montados directamente en líneas de proceso, equipos y recipientes.

La instrumentación cuenta como mínimo las siguientes características mecánicas y eléctricas:

- Los equipos tendrán la capacidad de trabajar en ambiente tropical húmedo, por lo cual además de esto, deben ser capaces de operar continuamente con una humedad relativa de al menos 95%.
- Los equipos deberán cumplir con los requerimientos de clasificación de área en zona peligrosa y se diseñaron para resistir cualquier atmósfera corrosiva como se especifica en la hoja de datos.
- La electrónica de los equipos deberá estar protegida de las interferencias electromagnéticas, de transitorios eléctricos y de interferencias de radio frecuencia.
- En la hoja de datos, los transmisores fueron especificados con un indicador local (tipo LCD) integrado al transmisor.
- Para los transmisores de presión e indicadores de presión, se consideraron el uso de sellos de diafragma en los siguientes casos:
 1. Aplicaciones con fluidos altamente viscosos.
 2. Aplicaciones con componentes nocivos.
 3. Aplicaciones con fluidos no compatibles con los materiales de construcción del instrumento.

4. Aplicaciones con alta temperatura.

4.2.1.1 Especificaciones técnicas de indicadores y transmisores de presión. Los indicadores y transmisores de presión son de acuerdo con las especificaciones y las hojas de datos asociadas al presente proyecto.

4.2.1.1.1 Indicadores de presión. Los indicadores de presión tienen la capacidad para soportar lo siguiente:

- Sobrepresiones continuas del 110% del máximo valor de la escala de medida sin pérdida de la exactitud de la medición.
- Sobrepresiones intermitentes del 130% del máximo valor de la escala de medida sin desplazamiento del cero o pérdida de la exactitud de la medición.
- El ajuste del cero no afecta la calibración del span.
- La temperatura ambiente del sistema es máxima $\pm 0.4\%$ del valor final de la escala correspondiente.
- La protección del instrumento es basada en las normas IP65 según IEC.
- La máxima presión de procesos no excede el 80% del rango de indicación del instrumento.

El desempeño de los indicadores de presión deberá cumplir como mínimo con las siguientes características:

- La exactitud debe ser $\pm 1\%$ del span, en concordancia con la norma ASME B 40.1 Grado A.
- La repetibilidad deberá ser $\leq 0.1\%$ del span o mejor, en concordancia con la norma ASME B 40.1 Grado A.
- Los indicadores de presión serán provistos contra protección de sobre-rango de mínimo 1.3 veces el rango máximo.

La operación normal de los manómetros es entre el 25% y el 75% de la escala completa del rango de acuerdo con la ASME B40.1. Cuando el servicio es de tipo pulsante, la presión de operación máxima del manómetro no supera el 50% de la escala completa del rango.

4.2.1.1.2 Transmisores de presión. Los transmisores son electrónicos tipo celda diferencial, diafragma en 316 SS. La señal de salida es analógica de 4-20 mA, y protocolo de comunicación Hart, este tipo de comunicación queda disponible para fines de configuración y mantenimiento local. Tendrán además indicador digital local incorporado. El cero y el rango del span serán ajustables.

Desempeño. El rango de medida de los transmisores electrónicos fue seleccionado en forma tal que la máxima presión de operación no exceda el 75% del valor total del rango de calibración del instrumento.

Los transmisores de presión manométrica deben tener la capacidad para soportar lo siguiente:

- Sobrepresiones continuas del 110% del máximo valor de la escala de medida sin pérdida de la exactitud de la medición.
- Sobrepresiones intermitentes del 130% del máximo valor de la escala de medida sin desplazamiento del cero o pérdida de la exactitud de la medición.
- Sobrepresiones del 200% del máximo valor de la escala de medida sin ruptura de ningún componente.
- El ajuste del cero no debe afectar la calibración del span.

El desempeño de los transmisores de presión deberá cumplir como mínimo con las siguientes características:

- La exactitud debe ser $\pm 0.5\%$ del rango o mejor, incluyendo el efecto combinado de linealidad, histéresis y repetibilidad.
- La histéresis no debe ser mayor al 0,5 % del rango.
- La banda muerta no debe exceder el 0,25 % del rango.
- La precisión debe ser al menos de $\pm 0.075\%$ del rango calibrado.
- Cambios en la temperatura del ambiente en 100°F afectan la salida en menos de 1% del rango.
- La repetibilidad será de $\pm 2\%$ del rango.
- La rangeabilidad del rango debe ser al menos 4 a 1.
- El transmisor deberá ser calibrado en fábrica para el rango especificado en la respectiva hoja de datos.

4.2.1.1.2 Accesorios para indicadores y transmisores de presión.

- **Manifold.** Los instrumentos de presión fueron especificados con manifold de dos vías de 316SS u otro material apropiado al servicio, para permitir el bloqueo y venteo o drenaje de la conexión al instrumento. El manifold debe ser integrado al instrumento.
- **Sellos de diafragma.** Los instrumentos se especificaron con sellos de diafragma integrales o remotos cuando la temperatura del fluido del proceso exceda la máxima temperatura permisible del sensor (200°F a 250°F), o como alternativa para los requerimientos de flushing o de purga de las líneas de impulso en aplicaciones con servicios con viscosidades mayores de 200 cSt, con posibilidades de taponamiento, o con fluidos peligrosos.

El material y el tipo de conexión del sello de diafragma será compatible con el fluido de proceso, de acuerdo con la especificación de tuberías. Los sellos tendrán una conexión para limpieza (flushing ring). Donde sean requeridos capilares, éstos serán armados y de material acero inoxidable 316.

4.2.1.2 Especificaciones técnicas de indicadores y transmisores de temperatura. Los indicadores y transmisores de temperatura son de acuerdo con las especificaciones y las hojas de datos asociadas al presente proyecto.

4.2.1.2.1 Indicadores de temperatura.

Desempeño. El rango de indicación del termómetro fue seleccionado de manera tal que, la temperatura normal de operación se encuentre entre un 50% y un 60% de la escala, y que la temperatura máxima no exceda el tope de la escala. Los rangos por utilizar para termómetros fueron definidos en la hoja de datos asociadas al presente proyecto.

Debe soportar un sobre-rango de 150% de la escala.

El desempeño de los indicadores de temperatura deberá cumplir como mínimo con las siguientes características:

- La temperatura máxima admisible del ambiente no debe sobrepasar el valor mínimo determinado.
- Colocar el instrumento de forma tal que no se excedan hacia abajo ni hacia arriba los límites de la temperatura ambiente, ni la del medio, incluyendo la influencia de convección y la radiación térmica.

4.2.1.3 Especificaciones técnicas de transmisores de flujo. Cada selección de medición de flujo fue considerada cuidadosamente para emplear los tipos de instrumentos más apropiados, tomando en cuenta el fluido, las condiciones de proceso y el ambiente de ubicación del instrumento.

La selección del tipo de medidor de flujo cumplirá con los requerimientos de exactitud, rangeabilidad, ubicación, propiedades del fluido, pulsaciones, mantenimiento y costo.

El rango de calibración del transmisor fue especificado tal que el flujo normal de operación se encuentre entre un 70% y un 85% del rango máximo, y que el flujo máximo no exceda el tope del rango.

El rango de la señal de salida a ser transmitida al Sistema de Control será 4-20 mA+HART.

Las conexiones eléctricas de los transmisores deberán ser 1/2" NPT-F.

A menos que se indique lo contrario, todos los transmisores deberán tener indicación local.

4.2.1.4 Válvulas de control. En la selección de las válvulas de control se aplicó el criterio de mínima diversidad, con el fin de minimizar los requerimientos de repuestos.

Para la selección de las válvulas de control se tuvo en cuenta las características del proceso, presión, flujo, temperatura, nivel de toxicidad, entre otras.

Las válvulas de control fueron especificadas con actuador neumático de diafragma o pistón y con posicionador electroneumático 4 a 20 mA y protocolo HART. Para las válvulas on /

off se utilizarán actuadores neumáticos tipo pistón, motorizado u otros, dependiendo de la aplicación. En general, todas las válvulas de control fueron especificadas sin volantes para operación manual.

El conjunto actuador-posicionador de las válvulas de control fue especificado para operar en un rango de señal neumática de 3–15 psig (0.2–1.0 Kg. /cm²) para producir el desplazamiento total de la válvula.

Los materiales y el rating de las válvulas de control serán determinados por la especificación de tuberías correspondiente a la línea. El cuerpo será generalmente de acero al carbono de diversos tipos. El asiento será generalmente de acero inoxidable tipo 316 o 304 como mínimo.

En general, todas las válvulas de control serán provistas de posicionadores de tipo electroneumático e indicadores y/o transmisores de posición.

En el dimensionamiento de la válvula, se verifico que el nivel de ruido permisible no supere los 85 dB.

Como regla general, las válvulas con característica lineal fueron dimensionadas para que a condiciones de flujo normal de operación no se exceda el 75% de su capacidad. Las válvulas de característica igual porcentaje fueron dimensionadas para que a condiciones de flujo normal de operación no se exceda el 65% de su capacidad.

Asimismo, las válvulas fueron dimensionadas para condiciones de flujo mínimo, con una apertura no menor del 17% de su capacidad.

Todas las válvulas de control fueron dimensionadas utilizando los métodos recomendados por la ISA (International Society of Automation).

Los actuadores fueron seleccionados para cumplir con los requerimientos de máxima caída de presión.

4.2.1.5 Cupones de corrosión con transmisor. Todos los componentes de los cupones de corrosión satisfacen los requerimientos del proceso y están de acuerdo con la clasificación de las líneas, o recipientes, en los cuales se va a instalar.

Se especificaron con porta cupón tipo retráctil, el cual permite la inserción y remoción a través de una válvula tipo bola, sin despresurizar el sistema. La porta cupón fue especificado para que sea incluido en el suministro.

El instrumento se especificó con capacidad para transmitir una señal de salida analógica de 4-20 mA, medición lineal directa de la corrosión del punto donde será instalado.

4.2.1.6 Otros instrumentos. Cualquier otro tipo de indicadores y transmisores diferentes a los explicados anteriormente, serán suministrados de acuerdo con las hojas de datos asociadas al presente proyecto.

A continuación, se presenta una tabla con las características técnicas de la selección de instrumentación utilizada en el diseño.

Tabla 2

Características técnicas de selección de instrumentación

Instrumento	Tipo de señal	Rango de medición	Protocolo y alimentación	Materiales principales	Protección y normas	Condiciones ambientales	Funciones / observaciones
Transmisor de presión	Analógica, 4-20 mA HART	Conforme hoja de datos, calibración para operación en 75% rango	2 hilos, alimentado por lazo 24Vdc, local LCD	Acero inoxidable 316, diafragma	IP65, ASME B40.1, zona peligrosa	Temp: 5-65°C, Hum. >95%, atmósfera corrosiva	Soporte sobre tubería acero, autodiagnóstico, protección EMC
Indicador de presión	Local, digital	Escala prevista (ver hoja de datos), operación 25-75% escala	Sin alimentación adicional, tipo seco	Acero inoxidable 316	IP65, ASME B40.1	Sobrepresión 130% rango escala	Protección sobre-rango, ajustes sin afectar calibración
Transmisor de temperatura	Analógica, 4-20 mA HART	Rango seleccionado para operación entre 50-60% escala	2 hilos, alimentado por lazo 24Vdc	Acero inoxidable según hoja de datos	IP65	Ambientes tropicales húmedos	Integración con indicador local, protección sobrecalentamiento
Indicador de temperatura	Local	Sobre-rango de 150% de escala	N/A	Conforme hoja de datos	IP65	Temp. ambiente controlada	Protección ante excedentes de temperatura ambiente
Transmisor de flujo	Analógica, 4-20 mA HART	Rango calibrado para operación 70-85% escala	2 hilos, alimentado por lazo 24Vdc	Acero inoxidable, otros según servicio	IP65, normas ISA	Temp. ambiente sobre 5-65°C, polvo	Precisiones, autodiagnóstico, configuración y mantenimiento local
Medidor de flujo tipo coriolis	Analógica, 4-20 mA HART	Ver hoja de datos apéndice E	2 hilos, alimentado por lazo 24Vdc	Según hoja de datos	IP65, normas ISA	Ambiente tropical húmedo	Autodiagnóstico, calibración y precisión requerida
Válvula de control	Señal neumática/Electroneumática 3-15 psig/4-20 mA HART	Selección por proceso	Alimentación y posicionador electron./neumático	Acero al carbono cuerpo, asiento acero inox 316/304	Conforme ISA, nivel ruido <85dB	Zona peligrosa, atmósfera corrosiva	Sin volante manual, actuador tipo pistón/diafragma, dimensionamiento por flujo operativo
Válvula alivio presión	Señal discreta	Ver hoja de datos apéndice I	Alimentación neumática/motorizada	Acero inoxidable, cuerpo y asiento	IP65, zona peligrosa	Conforme especificación de línea	Actuador neumático, motorizado u otros según aplicación
Cupones de corrosión	Analógica, 4-20 mA	Lineal según punto de instalación	2 hilos, alimentado por lazo 24Vdc	Conforme clasificación de línea	Conforme servicio	Capacidad retráctil, sin despresurizar	Autodiagnóstico, integración con monitoreo

Nota. Tabla elaborada por autores.

Cada elemento incluye requisitos especiales de precisión (error máximo 0.5% del rango, histéresis 0.5% del rango, banda muerta 0.25%), protección contra radiación y descargas eléctricas, montaje adecuado en tubería, y cumplimiento de normativas internacionales como ISA y API.

4.2.2 Sistema de transmisión de señales

En general, las señales de transmisión y control por el sistema de control y por la instrumentación en campo asociada fueron:

- Señales de entrada y salida analógicas en 2 hilos, 4-20 mA + HART (24Vdc), alimentadas por el lazo.
- Señales de entrada analógicas en 2 hilos, 4-20 mA + HART (24Vdc), no alimentadas por el lazo.
- Señales de entrada del tipo de contacto seco, en un circuito 24Vdc, con una corriente máxima de 100 mA.
- Señales de salida discretas en 24Vdc.
- Señales de salida discretas contacto seco, mediante relevo de interposición.
- Señales de salida discretas a Solenoides en 24Vdc.
- Señales de Comunicación: RS-232, RS-485, Ethernet/IP.
- Protocolos: Modbus TCP/IP.
- Señales neumáticas en 0.2 - 1.0 Kg./cm² (3-15 psig)
- Protocolo de comunicación para la instrumentación inalámbrica: Wireless-HART.

4.2.3 Transmisión de señales eléctricas

Se tuvieron en cuenta los siguientes criterios para la especificación y selección de la instrumentación, en relación con la transmisión de señales eléctricas:

- Los transmisores para aplicaciones de control y monitoreo entregan una salida de corriente 4-20 mA con protocolo de comunicación digital HART.
- Los contactos auxiliares de los dispositivos de comando y protección que forman parte de los arrancadores de los motores, los cuales se integran al sistema de control a través de un controlador, se especificaron como contactos secos libres de potencial para proveer señales a 24 Vdc.
- Los posicionadores de las válvulas de control se especificaron 4-20 mA + HART (inteligentes).

4.2.4 Sistema de control

Los controladores tendrán la capacidad de monitorear y controlar de forma local el proceso, además deberán ser totalmente compatibles con el sistema de control del campo.

El sistema será lo suficientemente escalable y flexible para ser configurado en un rango amplio de requerimientos de control de procesos a nivel de lazo y componentes sin cambios en el hardware.

Los controladores estarán basados en microprocesadores y en una arquitectura enfocada al uso de protocolos abiertos y tendrá la capacidad inherente de integrar e intercambiar información con otros dispositivos y plataformas de diferentes fabricantes, utilizando medios normalizados o estándar de comunicación.

El sistema de control será modular, con los modelos más recientes de hardware, software, firmware, dispositivos de I/O, microprocesadores y tecnología de acondicionamiento de señales que hayan sido liberados y probados en campo. Además, contará con un HMI local con los despliegues necesarios para la supervisión del proceso en campo.

El hardware y el software del sistema de control permitirán la actualización permanente del sistema con nuevo firmware de los módulos de hardware.

Las principales funciones del sistema de control serán las siguientes:

- Adquisición de señales
- Ejecución de comandos
- Ejecución de lazos de control
- Generación y presentación de despliegues
- Registro de eventos
- Ejecución de programas de aplicación
- Comunicación con otros sistemas de control o información

El controlador concentrará las señales provenientes de los instrumentos y válvulas ubicadas en el área de proceso.

4.3 Evaluación ambiental

La Resolución ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) y la correspondiente licencia ambiental global para el campo Rubiales, sustentadas y ampliadas en el Resumen Ejecutivo del Estudio de Impacto Ambiental, permiten comparar de manera reglamentada los procesos de vertimiento convencional y de reinyección de agua producida bajo la normatividad ambiental colombiana.

La Resolución 233 de 2001, modificada por diversas resoluciones posteriores (613 de 2004, 1168 de 2005, 1586 de 2008, 2355 de 2007, 931 de 2017), establece explícitamente los permisos, puntos autorizados y caudales tanto para captación, vertimiento como para inyección de aguas en el Campo Rubiales.

Bajo estas resoluciones, se permite y regula el vertimiento de aguas industriales en cuerpos de agua superficiales (caño Rubiales y otros), definidas por caudal máximo autorizado, localización geográfica, operativas y restricciones centrales para el cumplimiento ambiental.

Paralelamente, la normatividad regula y fomenta la reinyección de agua separada en los yacimientos, al autorizar la conversión de pozos y plataformas para la inyección y así sostener la presión del reservorio y minimizar el vertimiento superficial, todo bajo seguimiento y control técnico ambiental.

El EIA (Evaluación de Impacto Ambiental) demuestra las diferencias de impacto ambiental entre ambas alternativas, señalando que el vertimiento, aun con tratamiento, genera impactos en la estructura y función de la biota acuática y en la calidad físico-química de los suelos receptores, mientras que la reinyección permite cerrar el ciclo hídrico, reducir el uso de químicos para tratamiento y disminuir el consumo de energía, favoreciendo la economía circular y la sostenibilidad.

A nivel operativo y ambiental, la licencia exige zonificación, segregación de áreas, seguimiento de parámetros operativos y monitoreo tanto en suelo, cuerpos de agua y subsuelo para cada modalidad, lo que permite la trazabilidad y evaluación comparativa de los impactos generados por cada alternativa.

Finalmente, la normativa incluye mecanismos de actualización, ajustes de coordenadas y puntos de vertimiento/inyección, y obliga la implementación de Planes de Manejo Ambiental y restauración final adaptados a cada proceso (vertimiento o reinyección), lo que respalda la posibilidad de comparar técnicamente el beneficio ambiental de avanzar hacia sistemas automatizados de reinyección frente al tratamiento y vertimiento convencional.

Esta base legal y técnica, ampliamente detallada en el EIA (Evaluación de Impacto Ambiental) y la normativa ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), brinda un marco robusto para justificar y contextualizar la comparación de impactos y la elección de sistemas ambientalmente superiores en el manejo del agua producida en campos petroleros como Rubiales. (Ecopetrol, 2019)

Por otra parte, la Resolución ANLA 2035 del 2010 y sus actos asociados establecieron, a partir de estudios técnicos y administrativos, las ventajas y el marco de gestión que favorecen la reinyección automatizada en sitio frente a métodos convencionales de tratamiento en Rubiales, tanto en eficiencia ambiental y operativa como en cumplimiento legal. (Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, 2010) Teniendo en cuenta los criterios plasmados en la siguiente tabla. (Ver Tabla 3)

Tabla 3

Ventajas y marco de gestión que favorece la reinyección en sitio

Gestión integral y eficiencia operativa	Eficiencia ambiental y sostenibilidad	Cumplimiento legal y normativo
El diseño exigido por ANLA para Rubiales autoriza la construcción y operación de sistemas centralizados y automatizados (PADs de inyección, tren de tratamiento, líneas de flujo dedicadas) que integran control digital, monitoreo continuo y procedimientos operativos estandarizados, mejorando la segregación, la trazabilidad y la respuesta ante emergencias frente a instalaciones manuales y dispersas.	La resolución enfatiza la prohibición de vertimientos directos al caño Rubiales y otros cuerpos de agua en la zona, obligando a que el destino principal del agua producida sea la reinyección en yacimientos, bajo estrictos parámetros de calidad y seguimiento físico-químico que aseguran la menor alteración posible del medio ambiente superficial y subterráneo.	La normatividad vigente citada en la resolución (Decreto 1594/84, 2811/74, 1541/78) valida la reinyección como el destino prioritario para las aguas asociadas de producción y prohíbe vertimientos que puedan deteriorar la calidad de aguas superficiales o subterráneas, asegurando compatibilidad entre la operación petrolera y la preservación de usos humanos y ecológicos.
El manejo automatizado facilita la recolección, separación, tratamiento y reinyección de todo el caudal producido, permitiendo informes en tiempo real sobre presiones, volúmenes y calidad de agua, lo que optimiza el uso de recursos, reduce riesgos	La reinyección automatizada beneficia el equilibrio hídrico, reduce la interacción con acuíferos vulnerables y minimiza la generación de residuos líquidos peligrosos. Disminuye, por tanto, la presión sobre suelos y cuerpos de agua receptores,	El marco exige a las empresas procedimientos claros para análisis de riesgos, implementación de sistemas automatizados, calibración de equipos, conformidad del diseño, comunicación con autoridades y monitoreo permanente, lo que representa una garantía para el Estado y la

Gestión integral y eficiencia operativa	Eficiencia ambiental y sostenibilidad	Cumplimiento legal y normativo
ambientales y operativos, e incrementa la estabilidad del proceso.	lo que alinea la operación con el objetivo de desarrollo sostenible exigido por la regulación nacional y los compromisos corporativos.	comunidad sobre el control ambiental en campos maduros como Rubiales.
	El proceso automatizado incluye sistemas de contingencia y planes de manejo ambiental con exigencias de impermeabilización, monitoreo y reportes, que permiten prevenir, detectar y mitigar rápidamente cualquier eventualidad o desviación operacional, a diferencia de métodos más rudimentarios.	

Nota. Tabla elaborada por autores.

Finalmente, se suma a este criterio de evaluación la tesis "Análisis de alternativas para el tratamiento de aguas de producción del campo Rubiales, para controlar cargas de DBO (Demanda Bioquímica de Oxígeno), DQO (Demanda Química de Oxígeno) y SST (Sólidos Suspendidos Totales) en vertimientos a fuentes superficiales" (Universidad de América, 2021) (Álvarez Rodríguez, 2021) donde evidencia con rigor los beneficios ambientales, técnicos y económicos de sistemas automatizados de recobro y reinyección de agua de producción, en comparación con métodos convencionales. Estos son simplificados y explicados en la siguiente tabla (Ver Tabla 4).

Tabla 4*Beneficios de sistemas automatizados de recobro y reinyección de agua de producción*

Beneficios Ambientales	Beneficios Técnicos	Beneficios Económicos
El estudio muestra que los sistemas de recobro y reinyección permiten reutilizar hasta el 94% del agua de producción, reduciendo significativamente los volúmenes de vertimiento a cuerpos de agua y, por tanto, minimizando el impacto en la calidad de los ecosistemas acuáticos vecinos.	Sistemas automatizados de recobro y reinyección, incluyendo tecnologías de separación avanzada y monitoreo continuo, permiten altos grados de eficiencia en la remoción de contaminantes (más del 99% de sólidos y aceites), logrando especificaciones aptas tanto para reúso como para el retorno al reservorio.	El análisis costo-beneficio presentado compara costos por barril de agua tratado mediante métodos convencionales y alternativos (por ejemplo, humedales artificiales y reinyección automatizada): los sistemas optimizados pueden reducir los costos de tratamiento y operación, y disminuir la inversión a largo plazo, especialmente cuando se aprovecha el agua para recobro secundario y agrícola.
Se destaca que el tratamiento convencional conlleva riesgos de sobrepasar cargas máximas de contaminantes (por ejemplo, sólidos disueltos, cloruros), lo que puede afectar la fauna, la flora y las comunidades humanas dependientes del caño Rubiales. La reinyección disminuye este riesgo y facilita el cumplimiento de las normas ambientales nacionales (Resolución 0631/2015, Decreto 3930/2010).	El manejo automatizado mejora el control operativo, reduce el margen de error humano, optimiza los informes regulatorios, y facilita la trazabilidad exigida por las autoridades ambientales, algo fundamental en campos con alta producción de agua como Rubiales.	Se resalta el ahorro operativo significativo, la disminución del área de terreno requerida (comparado con humedales), y la reducción de gastos relacionados con sanciones o adecuaciones regulatorias por incumplimientos ambientales.

Nota. Elaboración propia.

Se hace una evaluación teniendo en cuenta los documentos y la información referenciada con anterioridad y se llega a la siguiente matriz comparativa (Ver Tabla 5).

Tabla 5*Matriz comparativa impacto ambiental*

Criterio ambiental	Reinyección automatizada en sitio	Método convencional de tratamiento
Reducción de vertimientos	Evita o reduce el vertido de agua producida en ríos y caños del Meta, minimizando el impacto en ecosistemas acuáticos.	Permite el vertimiento controlado, pero aún genera impactos directos sobre flora, fauna y recursos hídricos superficiales.
Control de calidad hídrica	Monitoreo en tiempo real de variables físicas y químicas (salinidad, aceite, sólidos), asegurando agua apta para reinyección.	Tratamiento físico-químico centralizado; la calidad depende de la eficiencia de planta y condiciones operativas variables.
Huella de carbono/energética	Menor consumo energético por separación y reinyección en sitio, optimizando la economía circular del agua y reduciendo el transporte.	Alto consumo energético y logístico en plantas centralizadas y disposición final, mayor emisión de GEI (Gases de Efecto Invernadero).
Cumplimiento normativo ambiental	Facilita la trazabilidad y registro para la autoridad ambiental, mejora el cumplimiento de licencias ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales) respecto a vertimientos.	Requiere auditoría y control normativo exhaustivo; mayores riesgos de incumplimiento en los límites de vertimiento.
Sostenibilidad y recobro hídrico	Permite reaprovechamiento directo del agua, prolongando la vida útil de los yacimientos y la sostenibilidad del campo.	El agua tratada puede usarse para riego agrícola, pero gran parte se dispone sin recirculación en el sistema productivo.
Innovación y flexibilidad tecnológica	Uso de instrumentación avanzada, sensores, automatización, SCADA y arquitectura PLC para control eficiente.	Predominan sistemas manuales o semiautomáticos; menor capacidad de reacción ante fallos y variaciones de calidad.

Nota. Elaboración propia.

Capítulo 5. Conclusiones

La automatización y el monitoreo en tiempo real del proceso de separación de fluidos e inyección de agua producida optimizan de manera significativa el control y la gestión de las variables críticas (presión, flujo, calidad del agua, nivel y temperatura), logrando una mejora estimada del 25 % en la eficiencia operativa y una reducción del 15 % en las desviaciones de parámetros de proceso. Esta solución no solo mejora la integración técnica entre los diferentes componentes del sistema (pozos, separadores e inyección), sino que también establece una base sólida para la gestión energética, el cumplimiento normativo ambiental y la reducción de riesgos, contribuyendo de forma determinante a la productividad y sostenibilidad de operaciones en campos maduros como Rubiales.

La adecuada definición y selección de la instrumentación para el monitoreo de variables críticas (presión, flujo, calidad del agua, nivel y temperatura) dentro del sistema automatizado permitió proponer un control confiable y en tiempo real, incrementando la precisión de medición en un 20 % y disminuyendo los tiempos de respuesta del sistema en un 30 %. Esto se traduce en una mayor eficiencia operativa, reducción de pérdidas, cumplimiento de normativas ambientales y una mejor adaptabilidad ante condiciones cambiantes del proceso. Con esta base, el sistema diseñado garantiza resultados superiores en productividad, sostenibilidad y seguridad operacional, facilitando además la integración de tecnologías avanzadas como PLCs, SCADA y sensores inteligentes.

La reinyección automatizada en sitio no solo eleva el estándar de gestión ambiental y operativa en Rubiales exigido por la ANLA, sino que también evidencia una disminución potencial del 25 % en vertimientos fuera de especificación y un ahorro energético estimado del 10 % respecto a los sistemas convencionales. Este resultado demuestra que la optimización tecnológica y ambiental en el manejo del agua de producción constituye una solución eficaz ante los desafíos de contaminación, normatividad y sostenibilidad en campos petroleros maduros. En consecuencia, se respalda la viabilidad técnica de la transición hacia sistemas automatizados de recobro y reinyección en sitio, que superan ampliamente las limitaciones y riesgos de los métodos tradicionales de tratamiento y vertimiento.

Capítulo 6. Recomendaciones

Promover la actualización constante de la instrumentación y el software de control, garantizando que los sistemas PLC y SCADA utilizados sean compatibles con los avances tecnológicos y permitan un monitoreo eficiente, seguro y en tiempo real del proceso.

Implementar programas de capacitación continua para el personal encargado de la operación y mantenimiento del sistema, enfocándose en la interpretación de datos, respuesta a alarmas y actualización en normativas ambientales pertinentes al proceso de reinyección.

Fomentar la integración de procedimientos de auditoría interna y seguimiento ambiental, con énfasis en la trazabilidad de datos históricos y análisis de incidentes, para optimizar el desempeño, anticipar posibles fallos y cumplir los estándares regulatorios nacionales e internacionales.

Referencias

- Aldana, H., Gutiérrez, C., Ramos, J. L., & Jiménez, R. (2015). Análisis mediante simulación numérica de la inyección de baches surfactante/polímero para el campo yarigú-cantagallo operado por Ecopetrol S.A. *Revista de Investigación Fundación Universidad de América*, 21-41.
- Alvarado Holguín, A. F., & Baquero Basto, J. M. (2019). *Evaluación del piloto de inyección de agua implementado en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales para el diseño de estrategias de optimización del proceso* [Tesis de Ingeniería, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional, Bogotá D.C.
<https://hdl.handle.net/20.500.11839/7645>
- Álvarez Rodríguez, E. S. (2021). *Análisis de alternativas para el tratamiento de aguas de producción del campo rubiales, para controlar cargas de DBO, DQO y SST en vertimientos a fuentes superficiales*. Repositorio institucional Universidad de América.
<https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/7e68591d-9d54-4b8c-9bdb-82f9d6f719e2/content>
- Arango, S., Polania, M., Carrero, E., & Vega, R. (2021). Exitosa aplicación de un proyecto de inyección de agua en un campo de crudo pesado con pozos altamente desviados, relación de movilidad desfavorable y patronamiento irregular en Colombia. *Revista Fuentes, el Reventón Energético* 19(1), 85–96.
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/12524>
- Barba Díaz, D. L., & Martínez Villarreal, P. E. (2009). *Estudio y diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua de formación para la Estación Central del Campo Sacha* [Tesis de

- ingeniería, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Institucional EPN, Quito, Ecuador.
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1816>
- Basto Queguán, L. F., & Sánchez Quintero, D. F. (2020). *Optimización del actual sistema de inyección de agua a nivel de superficie en el campo C en la cuenca de Caguán-Putumayo mediante un análisis nodal* [Tesis de Ingeniería, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional, Bogotá D.C. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7973>
- Betancourt Navarro, M. P. (2019). *Optimización del sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo* [Tesis de Ingeniería, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional, Bogotá D.C., Colombia.
<https://hdl.handle.net/20.500.11839/7630>
- Bolton, W. (2015). Programmable Logic Controllers (6th ed.). Oxford, Inglaterra: Newnes/Elsevier.
- Boyer, S. A. (2010). SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (4th ed.). USA: International Society of Automation (ISA).
- Chavarro Triana, M. (2020). *Evaluación de un proceso de inyección de agua mediante simulación numérica y analítica en un campo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Repositorio institucional Universidad de América.
<https://repository.uamerica.edu.co/server/api/core/bitstreams/0ba74b8b-7eda-46ce-a835-6949620ced83/content>
- Cheng, H., & Qin, Q. (2024). Design of Intelligent Control Systems for Layered Water Injections in Oilfields. *International Journal of Distributed Systems and Technologies*, 1-13.

- Delgadillo, C., Espinosa, C., Díaz, V., Ruiz, M., & Manrique, E. (2020). Nuevas tecnologías de recobro químico y su aplicabilidad en yacimientos colombianos. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 1-16.
- Ecopetrol. (2019). Ecopetrol. https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/dfddf385-4d37-4db1-8381-f8fd8e49b514/Resumen+Ejecutivo+EIA+Rubiales_.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE-dfddf385-4d37-4db1-8381-f8fd8e49b514-nAzsti.
- Garcia Payan, J. S., & Zambrano Pedraza, S. H. (2025). *Factibilidad técnico-económica de un completamiento inteligente en un pozo horizontal extendido para un campo de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales*. Repositorio Uni America: <https://repository.uamerica.edu.co/items/09d26644-6ac7-4f80-92ab-ab25446f0d14>
- Gordon-Box, M. (2019). SYSPRO. <https://www.syspro.com/blog/erp-for-manufacturing/the-5-layers-of-the-automation-pyramid-and-manufacturing-operations-management/>
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (2018). *Enhanced Oil Recovery* (Second Edition). Society of Petroleum Engineers.
- IBM. (s.f.). IBM. <https://www.ibm.com/mx-es/topics/automation>
- Instrumentación, C. (s.f.). CIETSA Instrumentación. CIETSA Instrumentación: <https://cietsa.com.mx/principales-variables-de-los-procesos-industriales/>
- Maldonado García, M. (1996). *Optimización del proyecto de inyección de agua del campo Sacha. Guayaquil*. [Tesis de Petróleos, Escuela Superior Politécnica del Litoral]. Repositorio Institucional ESPOL, Guayaquil, Ecuador. <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/3328>

- Maya Toro, G. A., Cardona, L., Rueda, M., & Cortés, F. (2020). Efecto de la fuerza iónica en procesos de inyección de agua de baja salinidad. *CT&F - Ciencia, Tecnología y Futuro* 10 (2), 17-26.
- Maya, G., Castro, R., Lobo, A., Ordóñez, A., Sandoval, J., Mercado, D., Pérez, H. (2010). Oil Production. https://oilproduction.net/index.php/reservorios/eor/item/400-estatus-de-la-recuperacion-mejorada-de-petroleo-en-colombia?utm_source
- Melo Abdala, A. (14 de 02 de 2024). *Diseño óptimo de un completamiento para la inyección selectiva de agua en yacimientos heterogéneos*. Repositorio Uni America: <https://repository.uamerica.edu.co/items/08fcd9de-180f-4eab-b51d-9eb7c7dcde36>
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. (2010). Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. https://www.anla.gov.co/images/documentos/resoluciones/2023-03-9-anla-res_2035_15102010.pdf
- Moreno Merchan, C. D., & Torres Rubio, D. (2019). *Generación de una propuesta para la optimización de la inyección de agua en un pad de campo Rubiales mediante el estudio de pruebas de presión y análisis nodal* [Tesis de Ingeniería, Fundación Universidad de América]. Repositorio Institucional, Bogotá D.C., Colombia. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7449>
- Navas, E., Jimenez, R., Caldera, G., Ortiz, J., Agudelo, O., Hernandez, M., Mora, G. (2020). Análisis integrado del proceso de inyección de agua en el campo Casabe: una estrategia para reducir la incertidumbre y mejorar la eficiencia de recobro. *Revista Fuentes, el Reventón Energético*: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/11894>

- NI. (2025). NI. https://www.ni.com/es/shop/labview/pid-theory-explained.html?srsId=AfmBOor8InRw5aUZ4OTXTLi_MB40bIVajJ_xfK-ERwRiAcVYKd-EgG_9
- Nor, N., Putra, Z., Bilad, M., Nordin, N., Wirzall, M., Abidin, S., & Daud, W. (2019). *Well connection optimization in integrated subsurface and surface. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology.*
https://link.springer.com/article/10.1007/s13202-019-0678-x?utm_source
- Ordoñez Cruz, H. D., Vélez Duque, J. P., & Flórez Marulanda, J. F. (2015). Propuesta metodológica para el control y monitoreo de un proceso de inyección de agua. *Revista fuentes: el Reventón energético.*
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/5237>
- Ortiz Cancino, O., León Pabón, J., Guarín Arenas, F., & Díaz Prada, C. (2013). Variables que influyen en un proceso de inyección cíclica de diluyente en formación para el incremento de la productividad de pozos de crudo extrapesado. *Revista UIS Ingenierías.*
<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistauisingenierias/article/view/47-58>
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Pizarro, A. D. (2018). Nanofluidos para la recuperación mejorada de petróleo. Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Patagonia Argentina.
<https://rdi.uncoma.edu.ar/bitstream/handle/uncomaid/5824/APIZARRO-Tesis%20de%20grado-vFINAL.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- Robertson, G., & Bryant, A. (2001). SCADA system options for the oilfield. Saulsbury Engineering and Construction. https://www.swpshortcourse.org/paper/scada-system-options-oilfield?utm_source
- Sáchica, J. A. (2020). Metodología para la optimización del consumo energético bajo el análisis de eficiencia financiera con un alto impacto en la reducción de emisiones de GEI. Caso exitoso de aplicación en el campo más grande de Colombia. *Revista Fuentes: El Reventón Energético*, 1-16.
- SDI. (s.f.). SDI. <https://sdindustrial.com.mx/blog/sistemas-de-control/>
- Vargas Díaz, L. M., Arcila, Y. F., & Ortega Ramírez, A. T. (2021). Ingeniería Investigación Y Desarrollo. https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria_sogamoso/article/view/13085
- Viñan, M. (2014). Repositorio Digital Institucional de la Escuela Politécnica Nacional. <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/17133/1/2014AJIEE-14.pdf>
- Yin, Y., Wei, Z., Meng, Q., & Zhang, F. (2025). A review on intelligent water injection control systems: Real-time optimization technologies based on big data and artificial intelligence and prospects. *Advances in Resources Research*, 569 - 594.
- Zamora Aizaga, I. M., & Barahona Borja, T. R. (2012). Modelación de un sistema de reinyección de agua [Tesis de maestría, Escuela Politécnica Nacional]. Repositorio Institucional EPN, Quito, Ecuador. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/7864>

Apéndices

Apéndice A. Listado de instrumentos

LISTADO DE INSTRUMENTOS									
ITEM	TAG	SERVICIO	TIPO DE SEÑAL	RANGO / ALISTE DE SEÑAL	DESCRIPCIÓN	HOJA DE DATOS	LÍNEA O EQUIPO	PLANO DE LOCALIZACIÓN	NOTAS
INSTRUMENTACIÓN PUEBLO PRODUCTORES									
1	P1-PF-001	Transmisor de presión en línea de producción-manchal	AI 4-20 mA + HART	0 a 300 psig	Transmisor de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	MANFOLD	PLANIMETRÍA GENERAL	-
2	P1-PF-003	Transmisor e indicador de flujo en línea de prueba	AI 4-20 mA + HART	0 - 12000 BPS	Transmisor e indicador de flujo tipo Coriolis	HOJA DE DATOS TRANSMISOR DE FLUJO	MANFOLD	PLANIMETRÍA GENERAL	-
3	P1-PF-001	Indicador local de presión en línea de prueba	N/A	0 a 300 psig	Indicador local de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	MANFOLD	PLANIMETRÍA GENERAL	-
4	P1-PF-002	Indicador local de presión en línea de flujo lagarto de poco	N/A	0 a 300 psig	Indicador local de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LINPRO-001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
5	P1-PF-002	Transmisor de presión línea de flujo lagarto de poco	AI 4-20 mA	0 a 300 psig	Transmisor de presión con interruptor integrado	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LINPRO-001	PLANIMETRÍA GENERAL	6
6	T1-PF-001	Transmisor de temperatura en línea de flujo lagarto de poco	AI 4-20 mA	32 - 302 °F	Transmisor de temperatura	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	LINPRO-001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
7	P1-PF-003	Indicador local de presión en línea de flujo lagarto de poco	N/A	0 a 300 psig	Indicador local de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LINPRO-002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
8	P1-PF-003	Transmisor de presión línea de flujo lagarto de poco	AI 4-20 mA	0 a 300 psig	Transmisor de presión con interruptor integrado	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LINPRO-002	PLANIMETRÍA GENERAL	6
9	T1-PF-002	Transmisor de temperatura en línea de flujo lagarto de poco	AI 4-20 mA	32 - 302 °F	Transmisor de temperatura	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	LINPRO-002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
INSTRUMENTACIÓN SEPARADOR									
10	P1-PF-003	Nivel de presión en separador trifásico	N/A	Set @ 10 psig	Válvula de de alivio de presión	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
11	P1-PF-004	Nivel de presión en separador trifásico	N/A	Set @ 10 psig	Válvula de de alivio de presión	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
12	P1-PF-004	Indicador de presión separador trifásico	N/A	0 - 100 psig	Indicador local de presión	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
13	L1-PF-001	Transmisor e indicador de nivel total	4-20 mA + HART	25 - 75 m	Transmisor e indicador de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
14	L1-PF-001	Indicador local de nivel total	N/A	25 - 75 m	Indicador local de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
15	L1-PF-001	Descripción de nivel alto de crudo en el separador	Digital @ 24Vdc	Set @ 75 m	Interruptor de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
16	L1-L1-PF-001	Descripción de nivel bajo de crudo en el separador	Digital @ 24Vdc	Set @ 33 m	Interruptor de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
17	P1-PF-003	Transmisor e indicador de presión en el separador trifásico	4-20 mA + HART	0 - 150 psig	Transmisor e indicador de presión	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
18	L1-PF-002	Transmisor e indicador de nivel interfase	4-20 mA + HART	33 - 73 m	Transmisor e indicador de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
19	L1-PF-002	Indicador local de nivel de agua-crudo en el separador	N/A	33 - 73 m	Indicador local de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
20	L1-PF-002	Descripción de nivel alto de agua-crudo en el separador	Digital @ 24Vdc	Set @ 73 m	Interruptor de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
21	L1-L1-PF-002	Descripción de nivel bajo de agua-crudo en el separador	Digital @ 24Vdc	Set @ 36 m	Interruptor de nivel	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
22	P1-PF-004	Transmisor e indicador de flujo en línea de crudo hacia sellos	4-20 mA + HART	0 - 2000 BPS	Transmisor e indicador de flujo tipo Coriolis	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
23	L1-PF-001	Control de nivel rotámetro hacia bomba de inyección	4-20 mA + HART	0 - 100%	Válvula de control de nivel tipo float en rotámetro manométrico	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1,2
24	P1-PF-005	Transmisor e indicador de flujo en línea de agua hacia bomba de inyección	4-20 mA + HART	0 - 10000 BPS	Transmisor e indicador de flujo tipo magnético	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1
LISTADO DE INSTRUMENTOS									
ITEM	TAG	SERVICIO	TIPO DE SEÑAL	RANGO / ALISTE DE SEÑAL	DESCRIPCIÓN	HOJA DE DATOS	LÍNEA O EQUIPO	PLANO DE LOCALIZACIÓN	NOTAS
25	L1-PF-002	Control de nivel de salida hacia estación	4-20 mA + HART	0 - 100%	Válvula de control de nivel tipo float en rotámetro manométrico	N/A	SEP-PF-001	PLANIMETRÍA GENERAL	1,2
INSTRUMENTACIÓN PUEBLO INYECTOR									
26	CCT-PF-001	Transmisor de control en cabecera de agua tratada	WIRELESS HART	-	Transmisor de comunicación	HOJA DE DATOS DE TRANSMISOR DE COMUNICACIÓN	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
27	P02-PF-001	Transmisor e indicador de presión diferencial en filtro a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF001	AI 4-20 mA + HART	0 a 10 psig	Transmisor e indicador de presión diferencial	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
28	P1-PF-01A	Indicador de presión a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF001	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
29	P1-PF-001	Transmisor e indicador de flujo a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF001	AI 4-20 mA + HART	0 a 10000 BPS	Transmisor de flujo magnético	HOJA DE DATOS TRANSMISOR DE FLUJO	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
30	P1-PF-01A	Transmisor e indicador de presión a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF001	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	-	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	3,5
31	P1-PF-01B	Transmisor e indicador de presión a la descarga de la bomba de inyección AP-INFPF001	AI 4-20 mA + HART	N/A	Transmisor e indicador de presión	-	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	3,5
32	P1-PF-01B	Indicador de presión de descarga de la bomba de inyección AP-INFPF001	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
33	T1-PF-001	Indicador de temperatura en línea de inyección de agua a poco PFI-001	N/A	50 a 302 °F	Indicador de temperatura	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
34	P1-PF-001	Válvula de alivio de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-001	N/A	1000 psig	Válvula de alivio	HOJA DE DATOS DE VÁLVULA DE ALIVIO	AP-INFPF001	PLANIMETRÍA GENERAL	4
35	P1-PF-01C	Indicador de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-001	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LIN-001-001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
36	L1-PF-001	Válvula de cheque en línea de inyección de agua a poco PFI-001	AI 4-20 mA + HART	0 a 1000 psig	Válvula de cheque con actuador manométrico	HOJA DE DATOS DE VÁLVULA DE CHEQUE	LIN-001-001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
37	P1-PF-01C	Transmisor e indicador de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-001	AI 4-20 mA + HART	0 a 1700 psig	Transmisor e indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LIN-001-001	PLANIMETRÍA GENERAL	-
38	CCT-PF-002	Transmisor de control en cabecera de agua tratada	WIRELESS HART	-	Transmisor de comunicación	HOJA DE DATOS DE TRANSMISOR DE COMUNICACIÓN	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
39	P02-PF-002	Transmisor e indicador de presión diferencial en filtro a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF002	AI 4-20 mA + HART	0 a 10 psig	Transmisor e indicador de presión diferencial	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
40	P1-PF-02A	Indicador de presión a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF002	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
41	P1-PF-002	Transmisor e indicador de flujo a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF002	AI 4-20 mA + HART	0 a 10000 BPS	Transmisor de flujo magnético	HOJA DE DATOS TRANSMISOR DE FLUJO	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
42	P1-PF-02A	Transmisor e indicador de presión a la succión de la bomba de inyección AP-INFPF002	AI 4-20 mA + HART	N/A	Transmisor e indicador de presión	-	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	3,5
43	P1-PF-02B	Transmisor e indicador de presión a la descarga de la bomba de inyección AP-INFPF002	AI 4-20 mA + HART	N/A	Transmisor e indicador de presión	-	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	3,5
44	P1-PF-02B	Indicador de presión de descarga de la bomba de inyección AP-INFPF002	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
45	T1-PF-002	Indicador de temperatura en línea de inyección de agua a poco PFI-002	N/A	50 a 302 °F	Indicador de temperatura	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE TEMPERATURA	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
46	P1-PF-002	Válvula de alivio de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-002	N/A	1000 psig	Válvula de alivio	HOJA DE DATOS DE VÁLVULA DE ALIVIO	AP-INFPF002	PLANIMETRÍA GENERAL	4
47	P1-PF-02C	Indicador de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-002	N/A	0 a 2000 psig	Indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LIN-001-002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
48	L1-PF-002	Válvula de cheque en línea de inyección de agua a poco PFI-002	AI 4-20 mA + HART	0 a 1000 psig	Válvula de cheque con actuador manométrico	HOJA DE DATOS VÁLVULA DE CHEQUE	LIN-001-002	PLANIMETRÍA GENERAL	-
LISTADO DE INSTRUMENTOS									
ITEM	TAG	SERVICIO	TIPO DE SEÑAL	RANGO / ALISTE DE SEÑAL	DESCRIPCIÓN	HOJA DE DATOS	LÍNEA O EQUIPO	PLANO DE LOCALIZACIÓN	NOTAS
49	P1-PF-02C	Transmisor e indicador de presión en línea de inyección de agua a poco PFI-002	AI 4-20 mA + HART	0 a 1700 psig	Transmisor e indicador de presión	HOJA DE DATOS DE INSTRUMENTOS DE PRESIÓN	LIN-001-002	PLANIMETRÍA GENERAL	-

Nota:

- Instrumento suministrado e instalado por el proveedor del paquete del separador, el alcance del proveedor incluye el cableado de señales desde el instrumento hasta caja de conexión en el sitio, las señales deberán ser indicadas en el sistema de control de la estación.
- El proveedor del separador suministrará la válvula de control con una válvula seleccionada para cada de uno.
- Información de cargo de proveedor de la bomba.
- Para el caso de válvulas de alivio, estas deben corresponder al set de diseño.
- Los rangos de las transmisiones de presión que suministrará el proveedor de las bombas, deberán ser configuradas y estar de acuerdo a las condiciones de proceso y alarmas.
- Este equipo son dos instrumentos en uno; integra un transmisor electrónico y un interruptor integrado tipo relé con salida digital.

Apéndice B. Hoja de datos válvula de choque

GENERAL	1	Tag Number		XV4PF-001							
	2	Service		Válvula de choque en línea de inyección de agua a pozo PF-001							
	3	Line Number	Line Size / Sch	LIN-INV-001		IN 3 in SCH	80	OUT 3 in SCH	80		
	4	PSID	Equipment / Vessel No.								
	5	Line Insulation	Compliance standard								
	6	Area Classification	Certification								
	7	Mounting									
	8										
PROCESS CONDITIONS	9	Fluid	Crit Press PC	Injection Water				3203,71	Pisa		
	10			Units	Max. Flow	Norm. Flow	Min. Flow	Shut-Off			
	11	Flow Rate		bb/d	7830	7119	2205	9397,08			
	12	Inlet Pressure		psig	1200	1200	600	1600			
	13	Outlet Pressure		psig	1170	1000	100	1500			
	14	Inlet Temperature		°F	150	145	78,2	170			
	15	Spec Wt / Spec Grav / Mol Wt			0,98	0,98	0,98				
	16	Viscosity / Spec Heats Ratio		cP	0,48	0,45	0,42	0,48			
	17	Vapor Pressure Pv		psia	3,71	3,71	0,48	15,98			
	18	Required Cv			37,63	13,77	7,67	24,68			
	19	Travel		%	80,91	49,96	41,45	64,22			
20	Allowable / Predicted SPL		dB	<60	<60	<60	<60				
21											
VALVE BODY / BONNET	22	Type	Choke Valve						Electric		
	23	Size	3	Inch	ANSI Class	900 #		By MFR			
	24	Max. Press/Temp	2250	Psig	250	°F		460 V 3 Phase 60 Hz			
	25	Mfr & Model	By MFR		Last Position						
	26	Body/Bonnet Matl	AISI 4130		4-20mA - HART						
	27	Linear Material/ID	Stem linear movement only (non rotating)		IP68						
	28	End Connection	In	3	in	-30° C to 70° C					
	29	End Connection	Out	3	in	yes					
	30	Fig Face Finish	RTJ		F						
	31	End End/Matl			Yes, Open / Close / Stop /						
	32	Flow Direction	Flows gets into the end connection aside of the body, and goes out by the end connections at the opposite end of the actuator		4 - 20mA (0 - 100%)						
	33	Type of Bonnet	Bolted		Open / Close / Local-Remote / Common failure, independent signals at dry contact,						
	34	Lub & Iso Valve	N/A								
	35	Packing Material	PEEK AND FILLED PTFE								
36											
37											
TRIM	38	Type	Internal Cage with External Sleeve		Tag Number:						
	39	Beam Size	103/64	Travel	1,5	in	Type				
	40	Characteristic	Equal%		Mfr & Model						
	41	Balanced/Unbalanced	Unbalanced		On Insr Signal Output						
	42	Rated CV	45	FL	0,9	XI	Gauge	Bypass			
	43	Plug/Ball/Disk Matl	N/A		Cam Characteristic						
	44	Seat Material	Tungsten Carbide, and S17400 Stainless Steel Carrier		Type				N/A	Quantity	
	45	Cage/Guide Material	TCSCB / LOW ALLOY AND CARBON STEELS (Non-wetted part)		Mfr & Model						
46	Trim Material	Tungsten Carbide, and S17400 Stainless Steel		Contacts/Rating							
47	Trim Form	Internal Cage, Floating Seat (Non threaded to Body Seat)		Actuation Points							
48	Recovery factor	0,9									
SPECIALS / ACCESSORIES	49	NEC Class			Mfr & Model				N/A		
	50	Group			Set Pressure						
	51	Div			Filter				No	Gauge	No
	52	Certifications	NACE MR0175-Latest Edition								
PURCHASE	53	Manufacturer			Hydro Pressure				Yes		
	54	Model			ANSI/FCI Leakage Class				V (per FCI 70-2-Latest Edition)		
	55	Requisition No									
	56	Price									
	57										

Apéndice C. Hoja de datos cupón de corrosión

GENERAL	1	Tag No.	CCT-PF-001					
	2	Description of Service	Corrosión en cabezal de agua tratada					
	3	P&ID No.						
	4	Line Number /ANSI	AP-INYPF001					
	5	Line size / SCH	6" / STD					
	6	Line material	ASTM A-106 Gr. B					
PROCESS CONDITIONS	7	Fluid	Injection water					
	8	Flowrate (BPD)	Min	Norm	Max	2205	14938	16432
	9	Temp °F	Min	Norm	Max	78,2	148	150
	10	Pressure (psig)	Min	Norm	Max	30	128	160
	11	Density	61,33 lb/ft ³					
	12	Specific Gravity	0,984					
	13	Type and percentage of solid	6 SST (PPM) (injection water quality)					
	14	Fluid velocity (ft/s)	5,44					
	15	Flow regime	Turbulent					
	16	Relative humidity	65% - 90%					
PROBE	17	Atmospheric pressure	14,3 psia					
	18	Viscosity	0,45					
	19	Type	High speed electrical resistance (HSER) probe (Cylindrical element). (Note 2)					
	20	Connection	Threadolet 1" 300# (material: MSS sp-75 class wphy 42/52/60/65)					
	21	Assembly accessories	Universal 1" NPT sch 80 - Stainless steel Nipple 1" NPT sch 80 - Stainless steel Valve 1" NPT class 800# full bore - Stainless steel					
	22	Probe holder	Retractable					
	23	Probe holder material	316 stainless steel					
	24	Form	Cylindrical					
	25	Packing material	PTFE (Teflon)					
	26	Installation / orientation	12 O'clock position upper of line insertion, bottom of the line					
TRANSMITTER	27	Insertion length	By manufacturer (Note 1, 4)					
	28	Safety System	With safety system (Clamp and Platen)					
	29	Type	High speed electrical resistance (HSER) with wireless transmitter. (Note 2)					
	30	Connection	Connected to probe via probe cable - max. 20 meters (656 feet)					
	31	Humidity Limits	0 - 100% relative humidity					
	32	Update rate	15 minutes to 24 hours					
	33	Output signal type	WirelessHART 2.4 GHz DSSS (Discrete Sequential Spread Spectrum) (Note 3)					
	34	Resolution	min. 18 bit (10 mils of probe elements thickness)					
	35	Probe - actual sensitivity	10 - 100 ppm of probe element thickness, depending on probe type, measurement frequency and environmental conditions					
	36	Range	0 a 100 mpy					
	37	Operating Temp.	-40°C to +70°C (-40°F to +158°F)					
	38	Power Supply	Battery Operate. Replaceable, non-rechargeable, intrinsically safe Lithium-Thionyl Chloride power module pack with PBT/PC enclosure					
	39	Housing	Painted aluminium or stainless steel, IP 66, NEMA 4x					
	40	Certification	ATEX, IEC, FM					

Apéndice D. Hoja de datos transmisor de flujo magnético

MAGNETIC FLOWMETER (OPERATING PARAMETERS)											
11	ADMINISTRATIVE IDENTIFICATIONS				38	SERVICE IDENTIFICATIONS Continued					
12	Project number		Sub project no		39	Inline hazardous area cl	N/A	Div/Zone	N/A	Group	N/A
13	Project				40	Inline area min ign temp	-	Temp ident number		-	
14	Enterprise				41	Remote hazardous area cl	N/A	Div/Zone	N/A	Group	N/A
15	Site				42	Remote area min ign temp	-	Temp ident number		-	
16	Area	-	Cell	-	Unit	-					
17	SERVICE IDENTIFICATIONS				44	COMPONENT DESIGN CRITERIA					
18	Tag no/Functional ident	FIT-PF-001			45	Component type	Magnetic flowmeter				
19	Related equipment	AP-INYPF001			46	Component style	Flanged-std form				
20	Service	Transmisor indicador de flujo de succión bomba de inyección AP-INYPF001			47	Output signal type	Analog current 4-20mA + Hart				
21	P&ID/Reference dwg number				48	Characteristic curve	Linear				
22	Upstr line/nozzle number	4" / CI 300			49	Compensation style	N/A				
23	Upstream line pipe spec	N/A			50	Type of protection	N/A				
24	Upstr line nominal size	4" / CI 300	Rating	4" / CI 300	51	Criticality code	N/A				
25	Upstr line conn type	RF	Style	RF	52	Max EMI susceptibility	MFR	Ref	MFR		
26	Upstr line schedule no	STD	Wall thickness	As schedule	53	Max temperature effect	MFR	Ref	MFR		
27	Upstr conn orientation	Horizontal			54	Min diameter ratio (d/D)	-	Max	-		
28	Upstr line material type	ASTM A-106 Gr. B			55	Max response time	MFR				
29	Connection design code	ANSI B31.3			56	Min required accuracy	1.00%	Ref	% rate		
30	Dnstr line/nozzle number	4" / CI 300			57	Avail nom power supply	24 VDC (Ext. Power)		Number wires	4	
31	Downstream line pipe spec	N/A			58	Min load capability	500 Ω				
32	Dnstr line nominal size	4" / CI 300	Rating	4" / CI 300	59	Testing/Listing agency	MFR				
33	Dnstr line conn type	RF	Style	RF	60	Test requirements	Yes				
34	Dnstr line schedule no	STD	Wall thickness	As schedule	61	Supply loss failure mode	Configurable				
35	Dnstr conn orientation	Horizontal			62	Signal loss failure mode	Configurable				
36	Dnstr line material type	ASTM A-106 Gr. B			63						
37	Avail upstr straight lg	5 DN	Dnstr lg	3 DN	64						
65	PROCESS VARIABLES	MATERIAL FLOW CONDITIONS				94	PROCESS DESIGN CONDITIONS				
66	Flow Case Identification	Max flow	Norm flow	Min flow	Units	95	Minimum	Maximum	Units		
67	Inlet pressure	143	119	30	psig	96	-	-	-		
68	Outlet pressure	MFR	MFR	MFR	psig	97	-	-	-		
69	Inlet temperature	150	148	78.2	°F	98	-	-	-		
70	Inlet phase type	Liquid	Liquid	Liquid		99					
71	Mass fraction vapor	N/A	N/A	N/A		100					
72	Total mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	101					
73	Liquid mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	102					
74	Liquid actual flow rate	7831	7119	2205	BPD	103					
75	Liquid standard flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	104					
76	Liquid density	61.2	61.3	61.5	lb/ft³	105					
77	Liquid specific gravity	0.98	0.98	0.99		106					
78	Liquid viscosity	0.43	0.45	0.46	cP	107					
79	Absolute vapor pressure	-	-	-	-	108					
80	Vapor mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	109					
81	Vapor actual flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	110					

Apéndice E. Hoja de datos transmisor de flujo tipo coriolis

11	ADMINISTRATIVE IDENTIFICATIONS					38	SERVICE IDENTIFICATIONS Continued					
12	Project number		Sub project no			39	Inline hazardous area cl	N/A	Div/Zone	N/A	Group	N/A
13	Project					40	Inline area min ign temp	-	Temp ident number		-	
14	Enterprise					41	Remote hazardous area cl	N/A	Div/Zone	N/A	Group	N/A
15	Site					42	Remote area min ign temp	-	Temp ident number		-	
16	Area	-	Cell	-	Unit	-						
17	SERVICE IDENTIFICATIONS					44	COMPONENT DESIGN CRITERIA					
18	Tag no/Functional ident	FIT-PF-003				45	Component type	Magnetic flowmeter				
19	Related equipment	MANIFOLD				46	Component style	Flanged-std form				
20	Service	Transmisor e indicador de flujo en línea de prueba				47	Output signal type	Analog current 4-20mA + Hart				
21	P&ID/Reference dwg number					48	Characteristic curve	Linear				
22	Upstr line/nozzle number	4" / CI 300				49	Compensation style	N/A				
23	Upstream line pipe spec	N/A				50	Type of protection	N/A				
24	Upstr line nominal size	4" / CI 300	Rating	4" / CI 300		51	Criticality code	N/A				
25	Upstr line conn type	RF	Style	RF		52	Max EMI susceptibility	MFR	Ref	MFR		
26	Upstr line schedule no	STD	Wall thickness	As schedule		53	Max temperature effect	MFR	Ref	MFR		
27	Upstr conn orientation	Horizontal				54	Min diameter ratio (d/D)	-	Max	-		
28	Upstr line material type	ASTM A-106 Gr. B				55	Max response time	MFR				
29	Connection design code	ANSI B31.3				56	Min required accuracy	1.00%	Ref	% rate		
30	Dnstr line/nozzle number	4" / CI 300				57	Avail nom power supply	24 VDC (Ext. Power)		Number wires	4	
31	Downstream line pipe spec	N/A				58	Min load capability	500 Ω				
32	Dnstr line nominal size	4" / CI 300	Rating	4" / CI 300		59	Testing/Listing agency	MFR				
33	Dnstr line conn type	RF	Style	RF		60	Test requirements	Yes				
34	Dnstr line schedule no	STD	Wall thickness	As schedule		61	Supply loss failure mode	Configurable				
35	Dnstr conn orientation	Horizontal				62	Signal loss failure mode	Configurable				
36	Dnstr line material type	ASTM A-106 Gr. B				63						
37	Avail upstr straight lg	5 DN	Dnstr lg	3 DN		64						
65	PROCESS VARIABLES	MATERIAL FLOW CONDITIONS				94	PROCESS DESIGN CONDITIONS					
66	Flow Case Identification	Max flow	Norm flow	Min flow	Units	95	Minimum	Maximum	Units			
67	Inlet pressure	143	119	30	psig	96	-	-	-			
68	Outlet pressure	MFR	MFR	MFR	psig	97	-	-	-			
69	Inlet temperature	150	148	78.2	°F	98	-	-	-			
70	Inlet phase type	Liquid	Liquid	Liquid		99						
71	Mass fraction vapor	N/A	N/A	N/A		100						
72	Total mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	101						
73	Liquid mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	102						
74	Liquid actual flow rate	7831	7119	2205	BPD	103						
75	Liquid standard flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	104						
76	Liquid density	61.2	61.3	61.5	lb/ft³	105						
77	Liquid specific gravity	0.98	0.98	0.99		106						
78	Liquid viscosity	0.43	0.45	0.46	cP	107						
79	Absolute vapor pressure	-	-	-	-	108						
80	Vapor mass flow rate	N/A	N/A	N/A	N/A	109						

Apéndice F. Hoja de datos transmisor de presión diferencial

11	TRANSMITTER BODY				60	PERFORMANCE CHARACTERISTICS			
12	Body/Flange type	Coplanar			61	Max press at design temp	360 psig	At	200 °F
13	Process conn nominal size	1/2 "	Rating	#3000	62	Min working temperature	See page 13	Max	See page 13
14	Process conn termn type	Threaded	Style	NPT(F)	63	Accuracy rating	0,075% Span		
15	Vent/Drain location	End			64	Diff pressure LRL	-36 psid	URL	36 psid
16	Mounting type	2 " pipe, angle bracket			65	Min ambient working temp	60°F	Max	120°F
17	Body/Flange material	316 SST			66	OPERATING PARAMETERS			
18	Vent/Drain material	316 SST			67	TYPE OF FLUID	injection water		
19	Bolting material	MFR			68	FLUID PHASE	Liquid		
20	Flange adapter material	N/A			69	PRES DIF. OPER (psi)	0,43		
21	Gasket/O ring material	Glass-filled PTFE			70	PRES DIF. MÁX (psi)	3		
22	Mounting kit material	Carbon steel, zinc plated			71	PRES DIF. MIN (psi)	0,43		
23					72	TEMP. OPER (°F)	145		
24					73	TEMP. MÁX (°F)	150		
25					74	TEMP. MIN (°F)	78,2		
26	SENSING ELEMENT				75	TAG	PDIT-PF-001		
27	Detector type	Piezoresistive sensor			76	SERVICE	Differential pressure transmitter, suction filter, injection pump AP-INYPF001		
28	Min diff press span	0,4 psid	Max	(1,3 " URV)	77				
29	Diaphragm/Wetted material	Hastelloy			78				
30	Fill fluid material	Silicone			79				
31					80				
32					81				
33					82				
34	TRANSMITTER				83				
35	Output signal type	Analog current 4 - 20 mA			84	ACCESSORIES			
36	Enclosure type no/class	NEMA 4X / IP-66			85	Air set filter style	N/A		
37	Characteristic curve	Linear			86	Air set gauges	N/A		
38	Digital communication std	HART protocol			87	Heating kit style	N/A		
39	Signal power source	Loop 12-42 V(dc)			88	Remote indicator style	N/A		
40	Transient protection	Integral termn block			89	*Manifold valve style (Nota 3)	Five-valve manifold: two isolation valves 1/2" NPT(F) one equalizing valve and two venting valves 1/4" NPT(F) with purge cap, factory assembled. - Material: 316 SST		
41	Integral indicator style	LCD meter			90				
42	Signal termination type	Integral junction box			91	SPECIAL REQUIREMENTS			
43	Cert/Approval type	N/A			92	Custom tag	SST permanently attached		
44	Span-Zero adjust lot	External zero & span			93	Reference specification	N/A		
45	Failure/Diagnostic action	Configurable			94	Special preparation	N/A		
46	Enclosure material	Low copper-aluminum			95	Compliance standard	N/A		
47	*Engineering units	psid			96	Software configuration	N/A		
48					97				
49					98				
50					99				
51					100	PHYSICAL DATA			
52					101	Estimated weight	MFR		
53					102	Overall height	MFR		
54					103	Removal clearance	MFR		
55					104	Signal con nominal size	1/2 "	Style	NPT(F)

Apéndice G. Hoja de datos indicador de presión

OPERATING PARAMETERS					DIAL AND POINTER				
11					60				
12	Project number	Sub project no			61	Dial scale type	Single scale		
13	Project				62	Pointer adjustment	Adjustable pointer		
14	Enterprise				63	Graduations and color	Black marks on white background		
15	Site				64	Scale range type	Uniform		
16	Area	--	Cell	--	Unit	--	65	Dial material	Aluminum
17	Related equipment	AP-INYPF001			66	Dial nomenclature	psi 5 de 13		
18	Service	Indicación de presión a la succión de la bomba de Inyección AP-INYPF001			67				
19					68				
20	TAG	PI-PF-001A			69	SIPHON			
21	Material name	Agua de Inyección			70	Siphon type	N/A		
22	Minimum pressure	600			71	End conn nominal size	N/A	Style	N/A
23	Normal pressure	900			72	Overall length	N/A		
24	Maximum pressure	1200			73	Siphon material	N/A		
25	Normal temperature	144.2			74	Instrument conn nom size	N/A	Style	N/A
26	Maximum temperature	150			75	Instrument end conn type	N/A		
27	Material phase	Líquido			76	Instrument schedule	N/A		
28					77	PERFORMANCE CHARACTERISTICS			
29					78	Max press at design temp	1200	At	150
30					79	Min working temperature	600	Max	78.2
31	PROCESS CONNECTION AND CASE				80	Min ambient working temp	60 °F	Max	78.2 °F
32	Case type	Solid front w/ relief			81	Over range protection	150%		
33	Case style	Weatherproof			82				
34	Gauge size	4 1/2"			83				
35	Process conn nominal size	1/2"	Style	NPT(M)	84				
36	Bottom				85	Accessories			

Apéndice H. Hoja de datos transmisor de presión

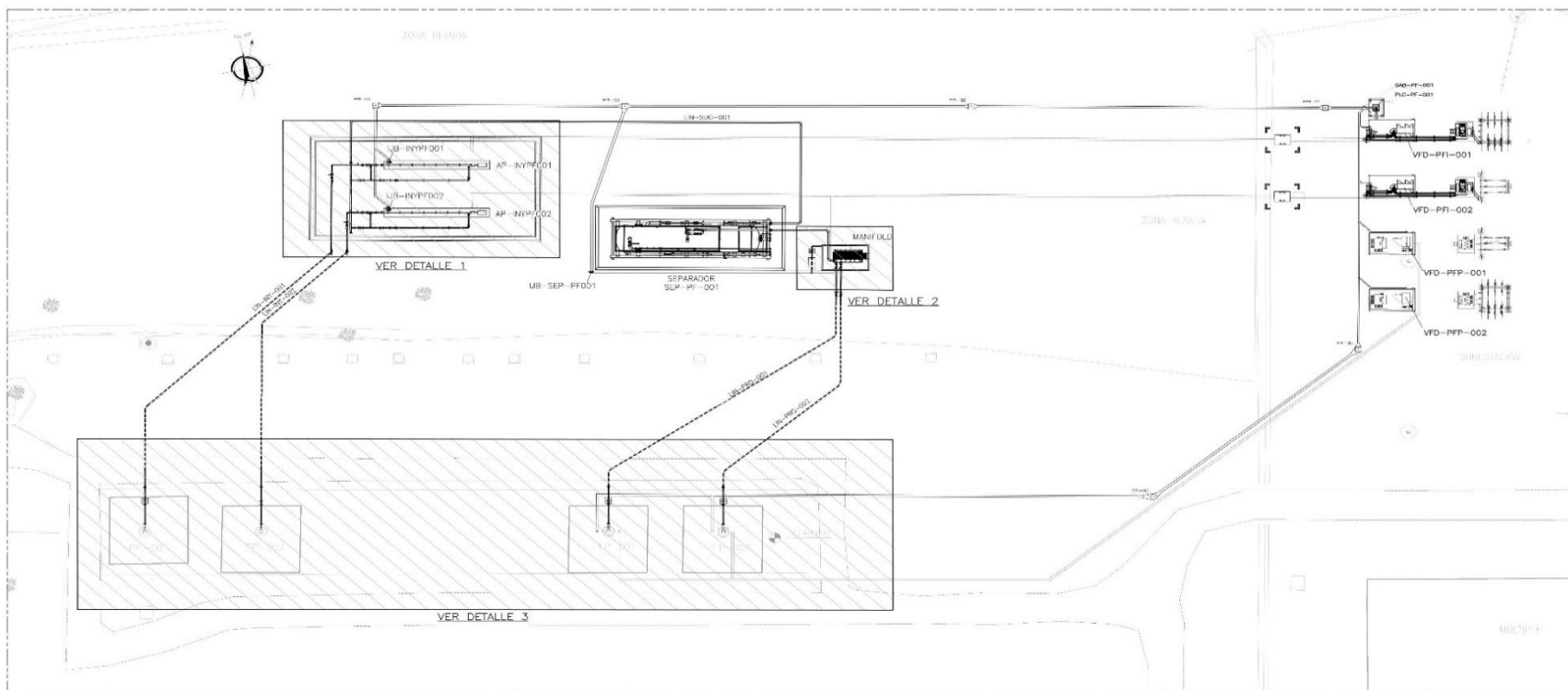
11	TRANSMITTER BODY				60	PERFORMANCE CHARACTERISTICS			
12	Body/Flange type	In-line			61	Max press at design temp	255	At	170
13	Process conn nominal size	1/2"	Rating	C150	62	Min working temperature		Max	170
14	Process conn term type	Threaded	Style	NPT(M)	63	Accuracy rating	+/- 0.075 % full scale		
15	Vent/Drain location	N/A			64	Pressure Lower Range-Limit	-14.2 psi	URL	300 psi
16	Mounting type	Direct mounting			65	Min ambient working temp	-40 °F	Max	140°F
17	Body/Flange material	316 SST			66	*Scale	Configurable		
18	Vent/Drain material	N/A			67	*Over range protection	150%	12 de 13	
19	Bolting material	N/A			68	*Seal	Integral seal		
20	Flange adapter material	N/A			69	TAG	PT-PF-001		
21	Gasket/O ring material	MFR			70	TYPE OF FLUID	See page 8		
22	Mounting kit material	N/A			71	FLUID PHASE	See page 8		
23	*Type mounting kit	N/A			72	SERVICE	Transmisor de presion en línea de produccion manifold		
24	SENSING ELEMENT				73	PRES. OPER (psig)	See page 8		
25	Detector type	piezoresistive sensor			74	TEMP. OPER (°F)	140		
26	Min pressure span	5 psi	Max	(1,3 * URV)	75	BSW %	97%		
27	Diaphragm/Wetted material	Hastelloy			76	PRES. MAX (psig)	255		
28	Fill fluid material	Silicone oil			77	TEMP. MAX (°F)	170		
29					78	Oper. Spec. Gravity	1		
30	TRANSMITTER				79	Oper. Viscosity	11.9 cP		
31	Output signal type	Analog current 4 - 20 mA			80				
32	Enclosure type no/class	NEMA 4X / IP-66			81				
33	Characteristic curve	Linear			82				
34	Digital communication std	HART protocol			83				
35	Signal power source	Loop powered			84	ACCESSORIES			
36	Transient protection	Integral term block			85	Air set filter style	N/A		
37	Integral indicator style	Smart meter			86	Air set gauges	N/A		
38	Signal termination type	Integral junction box			87	Heating kit style	N/A		
39	Cert/Approval type	N/A			88	Remote indicator style	N/A		
40	Span-Zero adjust lct	Local span & zero			89	*Manifold (Nota 3)	Double block and bleed valves, 1/2"x1/2"x1/4" MNPTxFNPTxFNPT - w/ purge cap, factory assembled - Material: 316 SST		
41	Failure/Diagnostic action	Drive output low			90				
42	Enclosure material	Low copper-aluminum			91	SPECIAL REQUIREMENTS			
43					92	Custom tag	SST permanently attached		
44					93	Reference specification	N/A		
45					94	Special preparation	N/A		
46					95	Compliance standard	N/A		
47					96	Software configuration	MFR		
48					97				
49					98				
50					99				
51					100	PHYSICAL DATA			
52					101	Estimated weight	MFR		
53					102	Overall height	MFR		
54					103	Removal clearance	MFR		

Apéndice I. Hoja de datos válvula de alivio de presión

PRESSURE SAFETY VALVE									
11	VALVE BODY				60	PERFORMANCE CHARACTERISTICS			
12	Valve type	Flanged side outlet			61	Max inlet press at temp	1500 psig	At	150 °F
13	Nozzle style	Full			62	Max back press at temp	283 psig	At	150 °F
14	Valve nominal size	1 1/2" F 3"			63	Min working temperature	78.2 °F	Max	150 °F
15	Inlet conn nominal size	1 1/2 "	Rating	CI1500	64	Set pressure (Note 7)	1500 psig	Over pressure	10%
16	Inlet conn termn type	Flange	Style	RTJ	65	Rated relieving capacity		At	150 °F
17	Outlet conn nominal size	3"	Rating	CI300	66	Rated relieving capacity calculated			
18	Outlet conn termn type	Flange	Style	RF	67	Rated seat leakage rate	MFR		
19	Body/Cylinder material	Carbon steel			68	*Calculated Area	0.32889		
20	Nozzle/Base material	Carbon steel			69	REQUIRED FLOW (BWPD)	11000		
21	Bolting material	Carbon steel			70	OPERATING PRESSURE (psig)	1200		
22	Separable flange matl	MFR			71	OPERATING TEMPERATURE (°F)	144		
23	Gasket/O ring material	MFR			72	-	-		
24	*Tag number	PSV-PF-001			73	-	-		
25	SERVICE	Válvula de alivio de presión en línea de inyección de agua a pozo PFI-001			74	-	-		
26					75	-	-		
27	VALVE TRIM (Note 2, 6)				76				
28	Trim type	Balanced bellows			77				

Apéndice J. Hoja de datos indicador de temperatura

INDICADOR DE TEMPERATURA CON TERMOPOZO (GENERAL)												
11	ADMINISTRATIVE IDENTIFICATIONS					39	SERVICE IDENTIFICATIONS Continued					
12	Project number				Sub project no	40	Inline hazardous area cl	N/A	Div/Zon	N/A	Group	N/A
13	Project					41	Inline area min ign temp	N/A	Temp ident number	N/A		
14	Enterprise					42	Remote hazardous area cl	N/A	Div/Zon	N/A	Group	N/A
15	Site					43	Remote area min ign temp	N/A	Temp ident number	N/A		
16	Area	-	Cell	-	Unit	-	44					
17						45						
18	SERVICE IDENTIFICATIONS					46	COMPONENT DESIGN CRITERIA					
19	Tag no/Functional ident	TI-PF-001				47	Component type	Bimetallic thermometer				
20	Related equipment	AP-INYPF001				48	Component style	MFR				
21	Service	Indicador de temperatura línea de inyección de agua a pozo PFI-001				49	Output signal type	N/A				
50						Characteristic curve	N/A					
23	P&ID/Reference dwg number					51	Type of protection	N/A				
24	Line/Nozzle number					52	Criticality code	N/A				
25	Process conn pipe spec	Flanged				53	Max EMI susceptibility	N/A	Ref	N/A		
26	Line/Nozzle nominal size	4"	Rating	CL1500		54	Max temperature effect	N/A	Ref	N/A		
27	Process conn termn type	Flanged	Style	RTJ		55	Max response time	N/A				
28	Line/Nozzle schedule no	SCH-80	Wall thickness	0,438"		56	Min required accuracy	±/- 1% (Grade A)	Ref	% FS		
29	Connection length	MFR				57	Max dead band	N/A				
30	Connection orientation	Angle adjustable				58	Avail nom power supply	N/A	Number wires	N/A		
31	Connection material type	316 SST				59	Minimum load capability	N/A				
32	Connection design code	MFR				60	Testing/Listing agency					
33	Insulation thickness	MFR				61	Test requirements	Note 1				
34	Device insertion length	177 mm (7")				62	Supply loss failure mode	N/A				
35						63	Signal loss failure mode	N/A				
36						64	*Over range	150%				
37						65						
38						66						
67	PROCESS VARIABLES		MATERIAL FLOW CONDITIONS				97	PROCESS DESIGN CONDITIONS				
68	Flow Case Identification	MAX	NORM	MIN	Units	98	Minimum	Maximum	Units			
69	Pressure	1200	900		PSIG	99	60	300	°F			
70	Temperature	300	144	50	°F	100						
71	Phase type	Liquid	Liquid			101						
72	Total mass flow rate	N/A	N/A	N/A		102						
73	Liquid mass flow rate	N/A	N/A	N/A		103						
74	Liquid actual flow rate	N/A	N/A	11289,6	BBL/D	104						
75	Liquid standard flow rate	N/A	N/A	N/A		105						
76	Liquid density	61,33			Lb/ft3	106						
77	Liquid specific gravity	0,98				107						
78	Liquid viscosity	0,48			cP	108						
79	Vapor mass flow rate	N/A	N/A	N/A		109						
80	Vapor actual flow rate	N/A	N/A	N/A		110						
81	Vapor standard flow rate	N/A	N/A	N/A		111						
82	Vapor density	N/A	N/A	N/A		112						
83	Vapor specific gravity	N/A	N/A	N/A		113						
84	Vapor molecular weight	N/A	N/A	N/A		114						
85						115						



Apéndice L. Arquitectura general

