

**SISTEMA DE TERMINACIÓN INTELIGENTE PARA POZOS INYECTORES DE
AGUA EN YACIMIENTOS PETROLEROS**



Juan Pablo Vélez Duque
Hernán Darío Ordoñez Cruz

Universidad Del Cauca

Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones
Departamento de Electrónica, Instrumentación y Control

Línea de Automatización y Control

Popayán, Abril de 2015

**SISTEMA DE TERMINACIÓN INTELIGENTE PARA POZOS INYECTORES DE
AGUA EN YACIMIENTOS PETROLEROS**



Juan Pablo Vélez Duque

Hernán Darío Ordoñez Cruz

**Monografía presentada como requisito parcial para optar por el título de
Ingeniero en Automática Industrial**

Director: Mg. Juan Fernando Flórez Marulanda

Universidad Del Cauca

Facultad de Ingeniería Electrónica y Telecomunicaciones

Departamento de Electrónica, Instrumentación y Control

Línea de Automatización y Control

Popayán, Abril de 2015

Tabla de contenido

Lista de Figuras	5
Lista de Tablas	7
GLOSARIO.....	8
INTRODUCCION	1
1. INYECCIÓN DE AGUA	2
1.1. Principios básicos	2
1.2. Factores que afectan la inyección de agua	3
1.3. Diseño del proceso de inyección de agua.....	4
1.3.1. Fuente de agua.....	6
1.3.2. Patrón de inyección de agua.....	8
1.3.3. Condiciones operacionales	10
1.3.4. Pronóstico de la inyección de agua	10
1.3.5. Evaluación económica.....	12
1.3.6. Variables monitoreadas en la inyección de agua	12
1.4. Metodología de trabajo.....	14
2. INGENIERIA CONCEPTUAL	19
2.1. Descripción general del proceso de inyección de agua.....	20
2.2. Proceso preliminar a la Inyección de Agua.....	22
2.2.1. Estudios previos a la inyección de agua.....	22
2.2.2. Construcción y/o adecuación del pozo de inyección	24
2.2.3. Diseño e instalación de los componentes del pozo y equipos de superficie.	27
2.2.4. Pruebas de presión e inyección en fondo de pozo.....	33
2.3. Control en pozo	34
2.4. Control supervisorio.....	40
2.5. Base de datos	45
2.6. Regulación ambiental para proyectos de inyección de agua.....	47
3. INGENIERIA BÁSICA	50
3.1 Requerimientos generales de un pozo inyector de agua con terminación inteligente, caso Colombia.....	50
3.1.1. Requerimientos mecánicos para la sarta de inyección	50
3.1.2. Requerimientos de operación	51
3.1.3. Requerimientos de automatización	52
3.1.4. Validación del diseño por Ecopetrol	53
3.2. Diseño básico de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua. 53	

3.2.1. Especificaciones propuestas de automatización sistema de terminación inteligente en pozos de inyección de agua	53
3.2.2. Diagrama procedimental para el sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua	55
3.2.3. Diagrama de flujo de proceso sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua	57
3.2.4. Esquema general del sistema de control con terminación inteligente en pozos inyectoros de agua	58
3.2.5. Diagramas P&ID del sistema de terminación inteligente	65
3.3. Listado preliminar de equipos y tecnologías utilizadas en el sistema de control y monitoreo del proceso de inyección de agua con terminación inteligente.....	68
3.3.1. Equipos para adecuación del pozo inyector con terminación inteligente	68
3.3.2. Equipos e instrumentos del sistema de control	71
3.4. Requerimientos y estudios mecánicos para el diseño de una ICV	74
3.4.1. Requerimientos en el diseño de una ICV	75
3.4.2. Estudios mecánicos de una ICV (obturador de la válvula)	75
4. INGENIERÍA DETALLADA.....	81
4.1. Diseño final de la terminación inteligente propuesta	81
4.1.1. Mecanismo antirretorno	81
4.1.2. Módulo de medición de flujo	81
4.1.3. Cuerpo y obturador de la ICV	84
4.1.4. Motorreductor.....	88
4.1.5. Descripción de las tarjetas de acondicionamiento de señal.....	92
4.2. Diagramas de lazo de control y unifilar para sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua.....	94
4.2.1. Control con Telemetría PLC y Módulos Modem PLC	94
4.2.2. Diseño del lazo de control sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua	95
4.2.3. Descripción de diagramas unifilares y cables de conexión del sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua	96
4.3. Facilidades de instalación.....	99
4.3.1. Observaciones	99
4.3.2. Descripción de la Instalación de componentes	99
5. CONCLUSIONES	102
6. RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFIA.....	104

Lista de Figuras

Figura 1.1. Disminución de la presión de yacimiento durante la producción primaria.....	5
Figura 1.2. Factor volumétrico petróleo - gas de la formación es máximo a la presión de burbuja.....	5
Figura 1.3. Variación de la viscosidad de los hidrocarburos con los cambios de presión del yacimiento.....	6
Figura 1.4. Vista superior de la distribución de pozos.....	9
Figura 1.5. Vista superior de la distribución regular de pozos para inyección de agua en campos petroleros. El patrón de frontera (línea punteada) describe un arreglo geométrico entre los pozos productores (círculo) y pozos inyectores (triángulo).....	9
Figura 1.6. Patrón irregular de cinco puntos con pozos inyectores limitando cuadrantes y uno o varios pozos productores en el centro con una buena respuesta de producción de petróleo en Kansas U.S.....	10
Figura 2.1. Diagrama de flujo del proceso de inyección de agua.....	21
Figura 2.2. Técnicos e ingenieros realizando estudios sísmicos para extraer información de las características del subsuelo.....	23
Figura 2.3. Sección del pozo de inyección luego de la construcción y/o adecuación.....	26
Figura 2.4. Bomba de inyección de agua campo San Francisco – Neiva.....	28
Figura 2.5. Der. Imagen de pozo inyector Campo San Francisco. Izq. Descripción de los componentes que conforman el cabezal del pozo.....	28
Figura 2.6. Ilustración de una sarta y terminación del pozo luego de las actividades de instalación.....	31
Figura 2.7. Esquema de la representación matemática de una prueba de inyectividad, para crear un modelo inicial del yacimiento.....	34
Figura 2.8. Descripción del pozo inyector con sargas selectivas.....	36
Figura 2.9. Esquema de control y diagrama del proceso de inyección de agua.....	38
Figura 2.10. Diagrama del control supervisorio basado en el Método de Hall Revisado.....	41
Figura 2.11. Esquema de los posibles resultados obtenidos en base a la gráfica de Hall.....	43
Figura 2.12. Propuesta del esquema general del CCM para el proceso de inyección de agua.....	44
Figura 2.13. Representación de la información del proceso de inyección de agua almacenada en la base de datos.....	45
Figura 3.1. Diagrama procedimental para el control y monitoreo de los pozos inyectores con terminación inteligente.....	55
Figura 3.2. Diagrama de flujo de proceso de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua.....	57
Figura 3.3. Diagrama del sistema de control con terminación inteligente en pozos inyectores de agua.....	59
Figura 3.4. Descripción de los componentes localizados en el armario de control ubicado en superficie.....	60
Figura 3.5. Módulos de E/S y comunicación del controlador de flujo propuesto.....	60

Figura 3.6. Esquema de la red de comunicación inalámbrica.....	61
Figura 3.7. Esquema de comunicación entre el Modulo Modem PLC/RS485 y los Módulos Modem PLC en fondo de pozo.....	62
Figura 3.8. Esquema del sistema de telemetría PLC para la comunicación con los equipos en fondo de pozo.....	63
Figura 3.9. Diagrama de los componentes de una terminación inteligente propuesta.....	64
Figura 3.10. Diagrama P&ID de Sistema de terminación inteligente.....	65
Figura 4.1. Modelo de ICV, tiene un eje de doble pistón que se desplaza verticalmente para taponar la salida y regular el caudal.....	83
Figura 4.2. Movimiento del eje de doble pistón para regular caudal.....	84
Figura 4.4. Las fuerzas horizontales (flechas en rojo) están equilibradas para cualquier posición de los pistones y durante el movimiento. Este balance de fuerzas disminuye la posibilidad de bloqueos.....	85
Figura 4.5. Las fuerzas verticales (flechas en purpura) estan equilibradas para cualquier posicion de los pistones y durante el movimiento. Este balance de fuerzas reduce la potencia necesaria en el sistema electromecanico fuente que hace mover los pistones.....	86
Figura 4.6. Una posible fuga de liquido en la parte inferior de la ICV, afectaría el area del sistema electromecanico.....	87
Figura 4.7. Tarjetas electrónicas instaladas en la terminación inteligente.....	91
Figura 4.8. Diagrama de lazo para el sistema de control y monitoreo utilizando Telemetría Power Line Communications (PLC).....	93
Figura 4.9. Diagrama de lazo de control del sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua.....	
Figura 4.10. Diagrama unifilar de las conexiones eléctricas del armario de control (Solidworks).....	97
Figura 4.11. Diagrama unifilar de las conexiones eléctricas de la terminación inteligente (Solidworks).....	98

Lista de Tablas

Tabla 1.1. Requerimientos físico-químicos de calidad de agua dispuesta para inyección.....	7
Tabla 1.2. Características de operación en pozos inyectores colombianos.....	11
Tabla 1.3. Comparación de métodos o herramientas analíticas utilizados en los procesos de inyección.....	17
Tabla 2.1. Características mecánicas y patrón de inyección para pozos colombianos.....	27
Tabla 2.2. Principales componentes de la sarta de inyección.....	29
Tabla 2.3. Especificaciones de la sarta de inyección instalada en un pozo inyector.....	32
Tabla 2.4. Registro de la profundidad de los cañoneos del pozo inyector de la Figura 2.6.....	32
Tabla 2.5. Listado preliminar de equipos e instrumentos de control en un pozo inyector.....	39
Tabla 2.6. Información requerida y obtenida en cada etapa del proceso de inyección de agua.....	45
Tabla 3.1. Requerimientos mecánicos de un pozo inyector de agua.....	51
Tabla 3.2. Requerimientos de valores de operación en variables para el proceso de inyección de agua con terminación inteligente.....	52
Tabla 3.3. Especificaciones de diseño para la propuesta de automatización de un sistema de terminación inteligente para pozos inyectores de agua.....	53
Tabla 3.4. Modificaciones para el diseño del mandril de bolsillo lateral.....	54
Tabla 3.5. Lista de instrumentos utilizados en el sistema de terminación inteligente.....	66
Tabla 3.6. Lista de equipos para la adecuación del pozo inyector con terminación inteligente.....	68
Tabla 3.7. Lista de instrumentos y equipos para el sistema de control de la terminación inteligente en pozos inyectores.....	70
Tabla 3.8. Experiencia evolutiva de los diseños de la válvula ICV.....	75
Tabla 3.9. Resultados comparativos en los diseños evolutivos del cuerpo de la ICV.....	78

GLOSARIO

Empuje natural: Energía almacenada que poseen los yacimientos petroleros, permitiendo que en algunos casos este mismo produzca sus fluidos. En el caso de que un yacimiento tenga suficiente energía, este tendrá empuje natural, en caso contrario son utilizadas métodos adicionales como la inyección de agua.

Saturación de fluidos: Se define como la cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, normalmente representados en porcentajes de volumen.

Permeabilidad efectiva: Es la capacidad de transmisión de un fluido en particular cuando existen otros fluidos inmiscibles en el yacimiento.

Permeabilidad relativa: La permeabilidad se describe como la capacidad de una roca para permitir el paso de fluidos. En este sentido, la permeabilidad relativa se refiere a la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1,0. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo.

Porosidad: Es el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso, o el volumen de roca que puede almacenar fluidos. La porosidad efectiva es el volumen de poros interconectados, presentes en una roca, que contribuye al flujo de fluidos en un yacimiento.

Planos de estratificación: Se refiere a los estratos o capas de la roca en el subsuelo donde se establece su identificación, descripción y secuencia tanto vertical como horizontal.

Petróleo residual: Es la cantidad de petróleo presente en el yacimiento que no se desplaza cuando los fluidos fluyen a través de la roca. Por ejemplo el petróleo que permanece en el yacimiento luego de los procesos de recuperación primaria o secundaria.

Movilidad: La movilidad es la relación entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido y la movilidad general es una suma de las viscosidades de los fluidos individuales.

Razón de movilidad: Es una de las características más importantes en la inyección de agua, la cual se define como la razón entre la movilidad del fluido desplazante (agua) y la movilidad del fluido desplazado (petróleo), y puede relacionarse con la conductancia en términos de la permeabilidad efectiva y de la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.

Eficiencia de barrido: Medida de la efectividad de un proceso de recuperación mejorada de petróleo que depende del volumen del yacimiento contactado por el fluido inyectado.

Zonas de inyección: Son espacios de la formación escogidos según sus características físicas para recibir agua a presión.

Intervalos de inyección: Varios tramos del pozo de inyección que están separados por empaques para inyectar agua a presión. La longitud y cantidad de los intervalos aparecen según las zonas de inyección.

Sarta de inyección: Conducto principal a través del cual el fluido de agua se envía desde la superficie hasta la formación. La sarta de inyección es una serie de componentes, equipos e instrumentos metidos por orden y ensamblados en la tubería.

Sarta selectiva: Es una sarta de inyección que tiene más de un intervalo de inyección de agua. Se les denomina sargas selectivas porque van instaladas en diferentes intervalos del pozo para estimular las zonas de la formación que han sido seleccionadas a conveniencia.

Terminación: Se refiere a la parte final de la sarta selectiva en donde se describe el conjunto de componentes, equipos o instrumentos dedicados a regular el caudal de agua de inyección para cada zona de la formación. Está constituida principalmente por una válvula reguladora de caudal ICV.

Formación: Estructura rocosa con diferentes características físicas.

Yacimiento (roca almacén de petróleo): Depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.

Canalizaciones de agua: Es un daño en la formación que genera un camino por donde el agua inyectada siempre va a fluir impidiendo un barrido uniforme en el yacimiento. Las canalizaciones se pueden presentar por las alta permeabilidad de una zona de la formación o cuando la presión de inyección supera la presión de fractura.

Barrido uniforme: Se presenta cuando el agua desplaza al petróleo de manera vertical y horizontal de manera uniforme. Este concepto está relacionado con la eficiencia de barrido de petróleo que es cuando el flujo inyectado se mueve en un frente regular para desplazar con mayor eficiencia el petróleo que yace en la roca.

Métodos sísmicos: Métodos para interpretar la composición, el contenido de fluidos, la extensión, la geometría y establecer la presencia de fracturas en el yacimiento. Dicho análisis incluye el estudio espectral y dispersión de ondas en la formación para descubrir presencia de petróleo, gas y agua.

Presión de fractura: Es la máxima presión de inyección a la cual se puede inyectar antes de producir un daño en la formación.

Trazadores Radioactivos: Herramienta que permite hacer una evaluación precisa de lo que ocurre en cada zona de inyección. Esta permite determinar el caudal de inyección en cada zona midiendo el tiempo que transcurre en la translación de un fluido desde un punto de medición hasta el siguiente punto.

ICV: Abreviatura para válvula de control por intervalo, un componente activo instalado como parte de la terminación de un pozo inyector para obturar parcial o completamente el flujo hacia el yacimiento. Esta válvula de control se instala en la terminación de la sarta o pozo de inyección. En general, cada válvula se separa de la siguiente mediante un empaque y estará ubicada en cada intervalo de inyección. Cada ICV es controlada desde la superficie para mantener la conformidad del flujo a medida que el yacimiento de petróleo se agota. Un cableado permanente que se extiende hasta el fondo del pozo provee las señales eléctricas o hidráulicas para transmitir los comandos desde la superficie hasta la ICV.

Ciclo: Es un periodo de tiempo normalmente medido en días que determina la actualización de los datos y parámetros del modelo del yacimiento utilizado en el Método de Hall Revisado para aportar información que facilita el cálculo del nuevo *set point*.

INTRODUCCION

La implementación de un proceso de recuperación de petróleo por medio de la inyección de agua en un campo o yacimiento en particular, es determinado por la viabilidad técnica, operacional y económica del proyecto. En caso de establecer su viabilidad, se debe realizar un plan estratégico que incluya la planificación, diseño y construcción de todo el proceso.

El inicio en las operaciones de inyección debe contar con un sistema de control, monitoreo y seguimiento para obtener la información necesaria a lo largo del proceso en caso de ser requerida. Esta información debe incluir las variables de proceso en superficie y en fondo de pozo, las condiciones cambiantes de la formación y los resultados de producción, para identificar posibles problemas, sus causas y las acciones correctivas, por lo tanto, un mayor beneficio económico al no ser implementado.

La automatización en la vigilancia y el control de inyección de agua ayuda a que las operaciones de recuperación de petróleo sean más eficientes. El conocimiento y control de las variables de proceso como las presiones y caudales de inyección tanto en superficie como en fondo de pozo, garantizan realizar un barrido eficiente del petróleo disponible en el yacimiento para aumentar el factor de recobro y retrasar la irrupción temprana del agua en los pozos de producción. Una alternativa tecnología que permite vigilar y controlar los procesos de inyección es la utilización de sartas selectivas con terminaciones inteligentes.

En un yacimiento, la implementación de terminaciones con varios intervalos y la instalación de una válvula ICV en cada una de ellos para regular el caudal óptimo de agua a inyectar, permite realizar un desplazamiento eficiente de petróleo. Por esta razón se propone el diseño de una terminación inteligente que incluye el diseño CAD una válvula ICV con sus respectivas especificaciones, características y limitaciones, y un sistema completo para el control y monitoreo dentro del proceso de inyección.

El objetivo del trabajo es integrar el monitoreo, seguimiento y control de un proceso de inyección de agua implementando un sistema de terminación inteligente en pozos inyectoras, partiendo desde una metodología general, para lo cual, el desarrollo del trabajo inicia con un marco teórico de los procesos de producción de petróleo desarrollado en el **Anexo A. "Generalidades"** y luego se mostrara el marco conceptual del proceso de inyección de agua y la metodología de trabajo realizada. Toda la información analizada en la primera parte conduce al desarrollo de la ingeniería conceptual del sistema propuesto resumido en un diagrama del proceso de inyección de agua donde se describen las actividades e información obtenidas en cada etapa del proceso. Posteriormente se establecen los requerimientos y especificaciones con las cuales se realiza la propuesta de control del sistema y se describen los primeros diseños de la válvula ICV que hará parte de la terminación inteligente. Finalmente se realiza la descripción de cada uno de los componentes que conforma la terminación inteligente propuesta, diagramas de lazo y planos eléctricos y las facilidades de instalación del sistema de terminación inteligente en pozos inyectoras de agua propuesto.

1. INYECCIÓN DE AGUA

La producción de hidrocarburos se realiza inicialmente mediante la producción primaria; donde se obtiene un factor de recobro de máximo un 30%. Por este motivo en muchos casos se acelera la implementación de nuevas prácticas cuando la energía del yacimiento disminuye. El método básico y en muchos casos el inicial, es el método de recuperación secundaria la cual permite mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo hacia los pozos productores [1].

En Colombia, es muy importante recuperar la mayor cantidad de petróleo posible debido a la creciente demanda y al elevado precio del crudo, por este motivo, se ha presentado un incremento en la actividad exploratoria y la aplicación de procesos de recobro mejorado (no convencionales) en campos petroleros; de los cuales el proceso de inyección de agua ha aportado en más de la mitad de la producción mundial [2].

La inyección de agua es el método más utilizado en los procesos de recuperación secundaria de petróleo, la cual ha contribuido al aumento del factor de recobro final de petróleo. Dentro de los factores que explica su popularidad se encuentran [3]:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe una relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

1.1. Principios básicos

La inyección de agua en los yacimientos petroleros, permite incrementar la producción de hidrocarburos gracias al empuje del agua que pasa a ocupar el volumen del petróleo. El fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como fluido desplazado, es decir, ocurre un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso.

El desplazamiento del petróleo por el agua es un proceso de flujo no continuo debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo ocasionando a su vez cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de los fluidos, además, dependiendo de las condiciones de la roca comúnmente se presentan divergencias en los procesos de inyección de agua entre un campo y otro. El mecanismo de desplazamiento de un proceso de inyección de agua, generalmente presenta las siguientes etapas [4]:

- a. Llenado: Al inicio del proceso, el agua es inyectada con el fin de redissolver el gas libre que se encuentre en la formación, por lo tanto, el agua reemplazará el volumen ocupado por el gas. No existe un proceso de desplazamiento de petróleo en esta etapa y su duración depende de la cantidad de gas libre y del volumen de agua inyectada.

- b. Desplazamiento: La inyección de agua está acompañada por un aumento de la presión del yacimiento, lo cual facilita que desde los pozos inyectoros hacia los productores el fluido desplazado se mueva por la acción del fluido desplazante, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. En esta etapa se obtiene una mayor tasa de producción de petróleo en relación a la tasa de producción de agua inyectada.
- c. Ruptura: Cuando se alcanza el punto de ruptura del frente del agua en el pozo productor, se empieza a producir el agua inyectada y las tasas de producción de esta aumenta bruscamente.
- d. Etapa Subordinada: Es el periodo que sigue a la ruptura, donde el fluido desplazante empuja los bancos de petróleo por el camino de flujo generado hasta la producción del petróleo y el agua. El recobro de petróleo depende de la inyección de grandes volúmenes de agua.

1.2. Factores que afectan la inyección de agua

Algunas características del yacimiento determinan la viabilidad de un proyecto de inyección de agua, entre ellas se encuentran las siguientes [5][6]:

- Geometría del yacimiento: La estructura y geología de un yacimiento determinan la localización de los pozos y los métodos a implementar para la producción del campo mediante la inyección de agua, por ejemplo, en el caso de la selección del patrón de inyección empleado se tienen en cuenta tanto las características de la formación como las de yacimiento.
- Litología y propiedades de la roca: La porosidad, permeabilidad, contenido de arcilla y espesor neto, son factores litológicos y propiedades de la roca que influyen en la eficiencia del proceso de inyección de agua. Cada yacimiento es un sistema complejo y diferente, por ejemplo: una baja porosidad no es recomendable en la inyección de agua, la composición mineral de la arena en algunos casos también afecta el proceso debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada.
- Profundidad del yacimiento: La profundidad del yacimiento se debe tener en cuenta en la inyección de agua. En el caso de ser grandes profundidades los volúmenes de petróleo residual luego de la producción primaria suelen ser limitados. En el caso de profundidades pequeñas la máxima presiones de inyección está limitada por la profundidad de las zonas de interés.
- Continuidad de la roca: Es importante tener en cuenta la continuidad de las propiedades de la roca para determinar la factibilidad de la inyección del agua en un yacimiento. El camino tomado por los fluidos en un yacimiento se presenta en relación a los planos de estratificación; por ejemplo, si la formación contiene un estrato con una permeabilidad muy alta se presenta una canalización generando que los estratos

adyacentes menos permeables no sean barridos por el agua, presentándose una relación de producción agua-petróleo muy alta. Si el yacimiento se encuentra dividido por rocas densas el proceso de inyección no podrá ser continuo y por lo tanto no será efectivo. La continuidad de cada zona de interés deberá ser determinada al igual que las fracturas en el yacimiento para hacer una correcta organización de los pozos.

- **Distribución de las saturaciones de los fluidos:** La saturación de los fluidos en el yacimiento es un parámetro que determina en gran medida la viabilidad y el éxito de un proyecto de inyección de agua. En este sentido; una alta saturación de petróleo en el yacimiento antes de la invasión significa una mayor eficiencia de recobro y por ende un mayor retorno de la inversión final. Por este motivo uno de los objetivos de la inyección de agua reducir la saturación de petróleo remanente. También es importante conocer la saturación del agua inicial esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial, tomando en cuenta que las bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo remanente en el yacimiento después de las operaciones primarias.
- **Propiedades de los Fluidos de Yacimiento:** Las propiedades físicas de los fluidos en un yacimiento tienen efectos sobre el desarrollo de un proceso de inyección de agua. En especial la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca son los más importantes ya que ambos factores afectan la razón de movilidad. La viscosidad del petróleo se considera la propiedad que más afecta el grado de éxito de un proyecto de inyección de agua gracias al efecto tanto en la relación de movilidad como en la eficiencia de barrido [7].

1.3. Diseño del proceso de inyección de agua

La explotación de hidrocarburos debe realizarse de acuerdo a las condiciones específicas presentes en cada campo, y a las condiciones geológicas y eventos ocurridos en el yacimiento. El éxito de la inyección de agua parte de su aplicación oportuna, hay que saber establecer el tiempo óptimo para el inicio de la inyección; la planificación temprana hará posible la toma de los datos básicos en el momento adecuado para el análisis de ingeniería requerido [6].

El tiempo oportuno en el cual inicia un proyecto de inyección de agua depende de diferentes parámetros del yacimiento como los mecanismos de producción, la presión del yacimiento, presencia y tamaños de acuíferos, propiedades de los fluidos, geología del yacimiento, pero en particular se encuentra íntimamente relacionado con la presión de burbuja [6].

Comúnmente suele pensarse que un proyecto de inyección de agua se debe aplicar luego que el yacimiento allá sido ampliamente explotado mediante mecanismos de recuperación primaria, pero luego de algún tiempo se presenta un decremento en la producción y la presión de yacimiento disminuye (Figura 1.1), sin embargo, hay que tener en cuenta que el proceso de inyección de agua no será muy eficiente, si éste se inicia con la presión de yacimiento mucho más baja que la presión de burbuja [6].

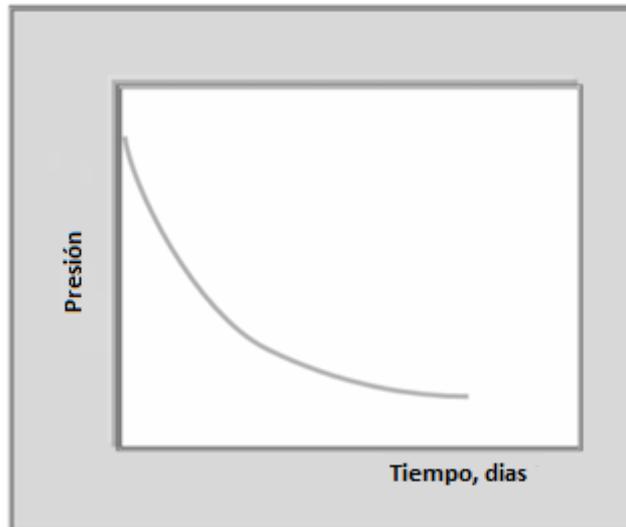


Figura 1.1. Disminución de la presión de yacimiento durante la producción primaria. Editado de [8].

Para maximizar el recobro de petróleo por medio de la inyección de agua, la presión óptima en el yacimiento a la cual se debe empezar a invadir, es la del punto de burbuja. Las ventajas que se tienen al realizar el procedimiento en estas condiciones son las siguientes [6]:

- La presión de burbuja está definida por la máxima cantidad de gas disuelto en el petróleo remanente del yacimiento, en comparación a las condiciones de superficie (Figura 1.2).

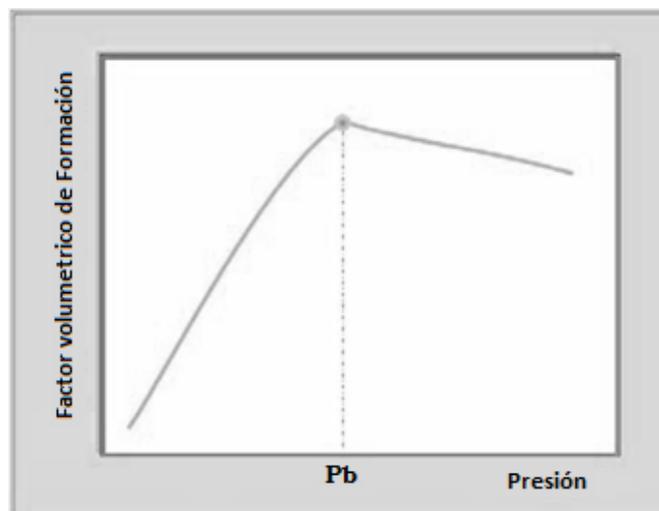


Figura 1.2. Factor volumétrico petróleo - gas de la formación es máximo a la presión de burbuja. Editado de [6].

- La relación de movilidades en el yacimiento depende de las viscosidades del fluido desplazado y desplazante, por esta razón, cuando el proceso de inyección de agua inicia con la presión de yacimiento cercana a la presión de burbuja, se presenta una mayor eficiencia de barrido, debido a una relación de movilidades más favorable en comparación con una presión de yacimiento mucho más baja (Figura 1.3).

- Los pozos productores presentan el máximo índice de productividad y no habrá retraso en la respuesta del yacimiento a la invasión, debido a que se encuentra lleno de líquido.

Sin embargo, iniciar el proceso de inyección de agua con esas condiciones de presión en el yacimiento (presión de burbuja), requiere de altas tasas de inyección, lo cual, incrementa los costos y la exigencia de grandes inversiones para comenzar a producir luego de la invasión, cuando sería más económico producir por la propia energía del yacimiento o mediante mecanismos primarios de producción [7]. Entonces, el tiempo óptimo para el inicio de la inyección de agua se relaciona con el proceso que mejor se adapte a un campo en particular.

Luego de convenir el momento adecuado para la implementación de la inyección de agua, se debe analizar su comportamiento y comprobar la factibilidad de la aplicación de la inyección de agua. Entre los aspectos más importantes tomados en cuenta están [5]:

- Localización del campo.
- Posibles tipos y patrones de inyección.
- Fuente, calidad y compatibilidad del agua de inyección.
- Proyecto de vida de la inyección de agua.
- Información conocida del yacimiento, pozos y facilidades de superficie.

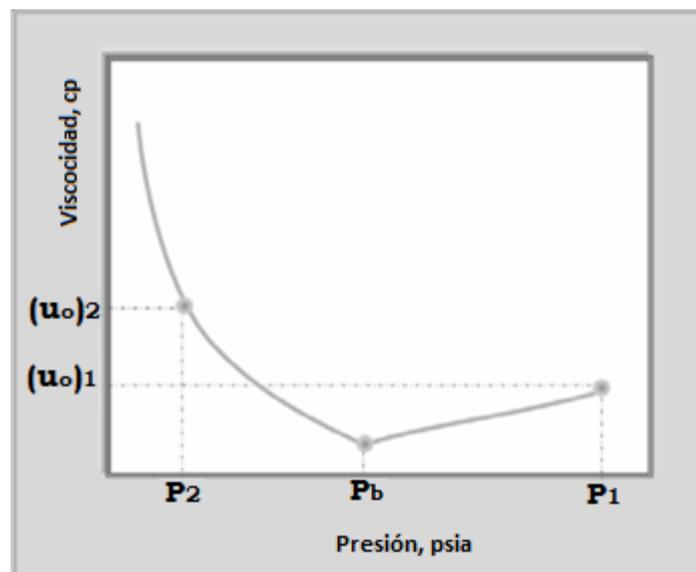


Figura 1.3. Variación de la viscosidad de los hidrocarburos con los cambios de presión del yacimiento. Editado de [6].

1.3.1. Fuente de agua

Cuando se planea implementar un proceso de inyección de agua el punto clave es la disponibilidad del fluido requerido para inyectar y el tratamiento que se le debe dar para poder iniciar y continuar el proceso de forma permanente y a las tasas necesarias.

El agua utilizada en el proceso de inyección proviene de diferentes fuentes, e incluso puede utilizarse una combinación de estas. Con el propósito de mantener las tasas de inyección requeridas, las fuentes comúnmente utilizadas son [9]:

- El agua producida de un yacimiento que está siendo inundado.
- El agua producida de un yacimiento con propiedades similares.
- Acuíferos o zonas no productoras de aceite.
- Aguas superficiales como lagos o ríos.

La calidad del agua utilizada en el proceso inyección debe mantenerse constante a lo largo del tiempo, y es por esta razón que se debe buscar una fuente de agua fácilmente tratable y a bajos costos. La disposición para la inyección de agua debe cumplir con una serie variada de requisitos, ver tabla 1.1.

Tabla 1.1. Requerimientos físico-químicos de calidad de agua dispuesta para inyección.

Parámetro	Límite
PH	Entre 6.5 y 8
Ácido Sulhídrico (H ₂ S)	Cero mg/lit
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Menor que 10 mg/lit
Oxígeno (O ₂)	Menor que 1 ppb
Hierro Total (Fe ⁺⁺)	Menor que 1 mg/lit
Grasas y Aceites	Menor que 3 mg/lit
Sólidos Suspendidos (TSS)	Menor que 3 mg/lit
Turbidez	Menor que 2 NTU
Bacteriológico	Menor que 10 ² ufc/ml
Velocidad de corrosión	Menor que 1 mpy
Tasa de depositación	Menor que 1 mpd

Fuente: Tomado de [10].

En otras palabras el agua para el proceso de inyección debe contar con las siguientes características:

- No presencia de partículas sólidas en suspensión.
- No presencia de sólidos dañinos en solución que puedan generar corrosión o formación de escamas.
- No presencia de bacterias.
- No presencia de gases disueltos.
- No presente efectos negativos en la formación, como por ejemplo, arcillas hidratables.
- No efectos perjudiciales cuando se mezcla con los fluidos de la formación.
- No conductividad para prevenir corrosión galvánica.

El agua que se va a utilizar en el proceso de inyección debe ser sometida a pruebas previas de análisis iónico y mineral, pruebas de compatibilidad y pruebas de sensibilidad de la formación que garanticen la eficiencia del proceso [9] [11].

En caso de no contar con un agua de buena calidad, es probable que se presentes problemas como la corrosión de los instrumentos que hacen parte del pozo y están en constante contacto con el agua inyectada, y la acumulación de bacterias y solidos que alteran o sellan el medio rocoso de la formación por el cual se desplazan los fluidos hacia los pozos de producción.

Si se encuentran disponibles varias fuentes de agua, es necesario seleccionar la mejor opción de acuerdo un estudio comparativo a nivel técnico y económico donde se incluyan pruebas de laboratorio e inyectividad, sin embargo, la mejor opción, es comúnmente la menos costosa, la que pueda cumplir con las tasas de inyección requeridas y la que no cause problemas mecánicos o químicos en la formación.

1.3.2. Patrón de inyección de agua

Los pozos inyectoros y productores se ubican con el fin de facilitar el barrido de petróleo y de alcanzar mayor producción de petróleo. La distribución de los pozos puede ser irregular (Figura 1.4) según las condiciones del campo o puede estar ordenado por patrones de inyección (Figura 1.5). Un número apreciable de pozos inyectoros forman un arreglo geométrico con los pozos productores para conseguir el mejor beneficio de inyección de agua y producción de petróleo.

En el caso de un modelo regular de cinco puntos (Figura 1.6), la distribución geométrica de los pozos inyectoros corresponde a un cuadrante con el pozo productor en el centro, se recomienda en yacimientos con permeabilidad y porosidad baja. Cuando no se tiene buena continuidad entre los pozos productores e inyectoros, la distancia entre estos debe ser corta y en yacimientos con intercalación de estratos permeables y no permeables, como lo son las zonas de arcillas. El patrón de cinco puntos genera un alto gradiente de presión, el cual ayuda a que el barrido de las zonas menos permeables sea más efectivo.

Dependiendo de las características del yacimiento se usan diferentes patrones de inyección, los cuales requieren una cantidad de pozos inyectoros y un espacio similar entre ellos. Es necesario tener en cuenta, que el número óptimo de pozos para explotar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y a la productividad por pozo individual, razón por la cual los yacimientos con hidrocarburos de mayor espesor o viscosidad se deben desarrollar con un espaciamiento menor que los que poseen hidrocarburos livianos y mientras más baja sea la relación de movilidades, más pequeño debe ser el espaciamiento para incrementar la eficiencia de barrido.

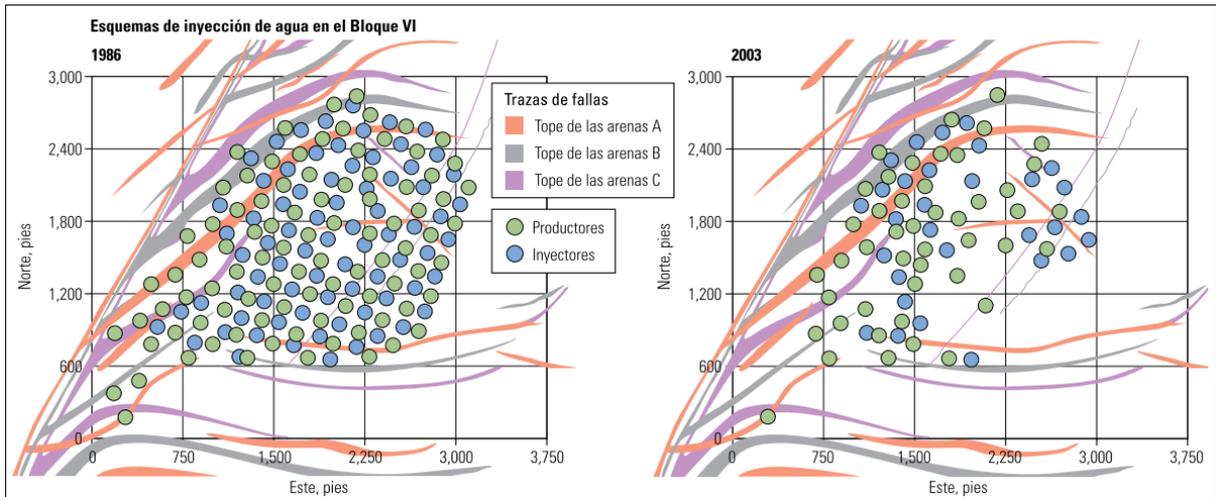


Figura 1.4. Vista superior de la distribución de pozos. *Der.* Distribución irregular de pozos inyectores en función de los pozos productores desde el año 2003, en el campo casabe a 350 km al norte de Bogotá. *Izq.* Distribución uniforme de mallas de 5 pozos a lo largo del campo casabe en el año 1986. Tomado de [12].

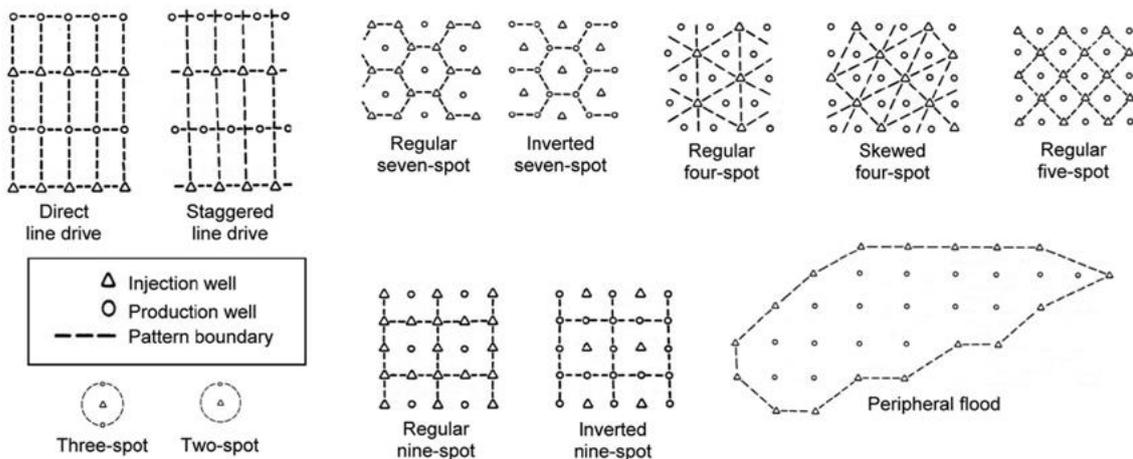


Figura 1.5. Vista superior de la distribución regular de pozos para inyección de agua en campos petroleros. El patrón de frontera (línea punteada) describe un arreglo geométrico entre los pozos productores (círculo) y pozos inyectores (triángulo). Tomado de [13].

La distribución geométrica del arreglo puede tener el pozo inyector ubicado en el centro, y los pozos productores alrededor, o inversa. Esta distribución depende de las características propias de cada yacimiento y nunca será

Por estas razones, para llevar a cabo un proceso de inyección de agua, es importante obtener una serie de datos preliminares, de laboratorio y de campo, para poder plantear un modelo de yacimiento y de esta manera analizar sus principales características, como los estratos productores, zonas de alta y baja permeabilidad, zonas de alta saturación de hidrocarburos, presencia de fracturas, etc., para conocer las limitaciones que se pueden presentar durante el proceso de inyección [14].

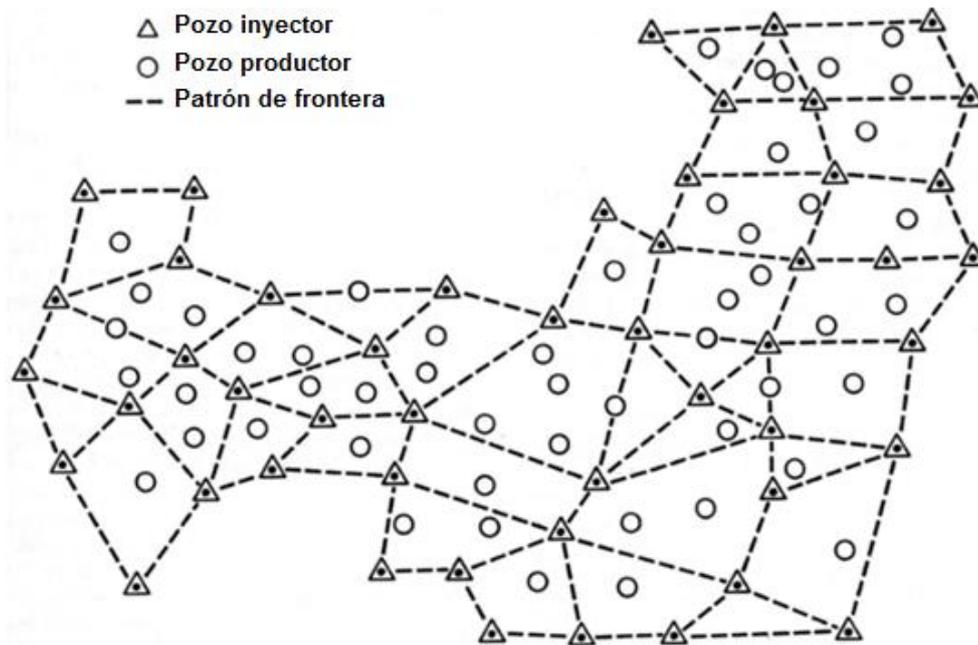


Figura 1.6. Patrón irregular de cinco puntos con pozos inyectoros limitando cuadrantes y uno o varios pozos productores en el centro con una buena respuesta de producción de petróleo en Kansas U.S. Editado de [15].

1.3.3. Condiciones operacionales

La inyección de agua requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en la recuperación de petróleo. Los parámetros de inyección se definen según las características de la geología del yacimiento. Es necesario tener especial cuidado con: las propiedades de la roca y del fluido, presión del yacimiento, patrones de inyección, distancia entre pozos y mecanismo de producción para definir claramente factores operacionales como la presión y tasa de inyección [16]:

Tasa de inyección

El agua se inyecta utilizando pozos de inyección, la eficiencia del proceso depende en gran parte de la capacidad de inyección presentada por estos pozos. Es muy conveniente estudiar el comportamiento de estos pozos en lo relacionado a la capacidad de inyección, al estado de la formación cercana al pozo y sus variaciones a lo largo del tiempo. La tasa de inyección inicial de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad de los hidrocarburos, el espesor de la arena, el radio efectivo del pozo, la presión del yacimiento y los posibles taponamientos del espacio poroso en las zonas de inyección.

El efecto de las variaciones de la tasa de inyección de agua y su correspondiente tasa de avance a través de la formación determina el comportamiento del proyecto de inyección y la recuperación final. Para cualquier saturación de petróleo existente hay una velocidad máxima crítica de volumen de agua sobre la cual la eficiencia de la recuperación disminuye notablemente, y cuando esta velocidad crítica es superada la relación agua-petróleo aumenta

en el pozo productor muy rápidamente y reduce la vida económica del proyecto e igualmente la recuperación final del petróleo [16].

Algunos análisis del comportamiento de varios yacimientos sujetos a varias tasas de inyección de agua indican que altas tasas de inyección no son necesarias para obtener una recuperación máxima y que la disminución de la tasa de producción no reducirá la recuperación final. Desde un punto de vista práctico, la tasa de inyección es controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.

En un pozo inyector la tasa de inyección de agua es la variable primordial y aún más cuando existen diferentes extractos de roca con características diferentes y es necesario aplicar el volumen de agua adecuado en cada zona para lograr el desplazamiento eficiente del petróleo que contiene.

Presión de inyección

La presión de inyección debe mantenerse en un valor que no exceda el límite de seguridad sobre el cual ocurre un fracturamiento de la formación, si esto llegara a suceder, se ocasionarían pérdidas de fluido inyectado, canalizaciones y daño a la formación, lo que disminuye la eficiencia del proceso de inyección.

La mayoría de las variables del proceso son características que no pueden alterarse ni controlarse a voluntad: viscosidad del petróleo, espesor de la arena, la presión de yacimiento, las características litológicas, estructurales, porosidad, fracturas, profundidad del yacimiento, temperatura, etc... Sin embargo, la presión de inyección en la cara del pozo inyector, puede ser determinada conociendo la presión del cabezal, la densidad relativa del agua y la profundidad de la arena donde se aplica el agua. Si se utiliza una terminación inteligente en el pozo este mismo sistema automático podrá inferir indirectamente cual es la presión de inyección según la cantidad de agua que se inyecta.

En la tabla 1.2 se listan algunos datos del rango de presión y caudal de inyección en pozos inyectores de campos nacionales donde se utiliza inyección de agua como mecanismo principal de recuperación de petróleo.

Tabla 1.2. Características de operación en pozos inyectores colombianos

<i>Campo</i>	<i>Volumen de agua (BWPD)</i>	<i>Presión de inyección (psi)</i>
<i>Campo Lisama</i>	114 - 1900	3080 – 4873
<i>Campo Cira Infantas</i>	100 - 6500	3200 – 4780
<i>Campo Tibú</i>	60 - 5550	3350 – 5000
<i>Campo Guando</i>	100 - 7090	3250 – 5200
<i>Campo San Francisco</i>	1700 - 2600	2900 - 3700

Fuente: tomado de [17] [18] [19] [20] [21].

1.3.4. Pronóstico de la inyección de agua

Un método de predicción del proceso de inyección de agua sirve para pronosticar la información sobre el futuro del yacimiento y consiste en aplicar un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento en aspectos como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado o producción de petróleo en función del tiempo, rendimiento de la inyección de agua y estado de la formación.

La simulación de yacimientos juega un rol importante en la planeación, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento y de los procesos de recobro de hidrocarburos, partiendo del análisis de viabilidad económica antes del inicio del proceso. Pero también la simulación sigue siendo fundamental en la valoración y predicción de la dinámica del yacimiento para realizar modificaciones en las operaciones del proceso de inyección.

Existen diferentes métodos de predicción todos para estudiar lo relativo a los efectos de la inyección de agua y por tanto, requieren mucha información acerca de la heterogeneidad del yacimiento, de la roca y de los fluidos que contiene. Sin embargo, crear un método de predicción perfecto es imposible y los que existen son solamente aproximaciones.

1.3.5. Evaluación económica

La evaluación de la cantidad de petróleo in situ y los mecanismos de producción para recuperarlo definen el resultado de la evaluación económica. Se debe determinar si las ganancias serán suficientes para pagar los gastos de inversión y por lo tanto, fijar la viabilidad económica del proceso. El objetivo principal de esta evaluación es estipular la infraestructura necesaria, los costos de producción y tomar en cuenta los precios del crudo para proyectar el proceso y evaluar las ganancias que se obtendrán.

La empresa encargada de la producción tiene un criterio económico que determina los valores mínimos para la viabilidad del proceso. Esto se valora con base en el tiempo necesario para recuperar la inversión y en el precio del crudo proyectado al momento en que se espera empezar a producir.

Con el fin de escoger las condiciones operacionales óptimas para producir, recuperar o extraer petróleo de un campo, se realiza un análisis económico, formulando el escenario que podría implementarse y analizando los posibles riesgos que se pueden correr en la aplicación del proceso.

1.3.6. Variables monitoreadas en la inyección de agua

La inyección de agua es un proceso continuo y requiere el mejor desempeño del equipo de trabajo de administración de yacimientos, la inyección de agua implica un largo y constante

proceso de monitoreo, seguimiento y control y entre los aspectos principales se encuentran los siguientes [15]:

- Monitoreo del yacimiento, pozos y facilidades de superficie.
- Modificación del modelo geológico obteniendo datos operacionales y de evaluación de resultados.
- Identificar oportunidades de expansión del proyecto.
- Planear la duración y terminación del proceso de inyección.

Las variables que se monitorean y se analizan dentro de un plan de monitoreo, seguimiento y control de la inyección de agua son todas aquellas que permiten evaluar el rendimiento y desarrollo del proceso de inyección. Básicamente la evaluación del avance del proceso comprende la medición de las siguientes variables [5]:

- Tasa de producción de agua, Q_w : También es conocida habitualmente con los términos “corte de agua” o “flujo fraccional de agua” [22]. Es el registro o medición de agua que se produce por el pozo productor y que describe la naturaleza y el comportamiento de los pozos durante la producción e inyección de agua.
- Tasa de producción de petróleo o aceite, Q_o : Es el registro de petróleo que se produce por el pozo productor y que también describe la naturaleza y el comportamiento de los pozos durante la producción e inyección de agua.
- Relación de petróleo y agua producidos, WOR: Es la relación agua/petróleo que se obtiene dividiendo la tasa de producción de agua por la tasa de producción de petróleo y puede oscilar entre 0 (100% petróleo) e infinito (100% agua).
- Factor de Recobro, FR: Es una variable cuantitativa que define el volumen recuperable de petróleo. Por ejemplo si se utiliza inyección de agua para recuperar petróleo con viscosidad alta el factor de recobro disminuye [23][24].
- Cantidad de agua inyectada, presión de inyección de agua, estado de la formación cercana al pozo y estado de la terminación de los pozos.

Los registros de producción se efectúan con el fin de analizar el desempeño dinámico del pozo productor cuando diferentes zonas del yacimiento son tratadas e influenciadas por pozos inyectoros. Con los registros de producción se diagnostica los pozos con problemas y se monitorea los resultados de inyectar agua a través de una terminación inteligente.

La base de los programas de monitoreo, seguimiento y control es mantener un seguimiento constante a las variables que definen el estado del proceso de inyección, ya que por medio de la vigilancia constante se previenen posibles problemas y se optimiza con esto el proceso.

1.4. Metodología de trabajo

La propuesta de un sistema de terminación inteligente partió de la pregunta de investigación: ¿cómo mejorar el factor de recobro en la fase de recuperación secundaria con un sistema de terminación inteligente aplicado a pozos inyectoros de agua? Para dar respuesta a esta pregunta se realizó una investigación del estado del arte tanto a nivel nacional como internacional, organizada en tres fases:

1. *Fase 1:* Exploración de las ICV y terminación inteligente comercialmente utilizadas a nivel internacional.
2. *Fase 2:* Exploración de ICV y terminaciones inteligentes utilizadas a nivel local.
3. *Fase 3:* Monitoreo y supervisión en fondo de pozo.
4. *Fase 4:* Análisis final.

Fase 1: Exploración de las ICV y terminación inteligente comercialmente utilizadas a nivel internacional.

Esta consistió en buscar y comparar las tecnologías de terminación inteligente instaladas en pozos inyectoros ofrecidos por las grandes compañías internacionales de instrumentación de pozos como Schlumberger, Halliburton, Weatherford, entre otras.

En particular se estudió las válvulas ICV utilizadas a nivel internacional, como la válvula *HS-ICV* de Halliburton [25], y esta la válvula *Odín* de Schlumberger [26], para tratar de comprender su funcionamiento y empezar a trabajar en un diseño para la presente propuesta [27].

También fue estudiado el uso de terminaciones inteligentes donde se incorporaban la válvula ICV; controladas desde superficie eléctrica o hidráulicamente como es el caso del sistema *EquiFlow Systems* de Halliburton [28], para regular el caudal de agua inyectado hacia la formación o la producción zonal de hidrocarburos [29] [30] [31].

Dentro de las características de este tipo de tecnología ofrecida por las grandes compañías de explotación y producción (E&P) se logró identificar:

- La inyección de agua se realiza de forma zonal, es decir en varios intervalos, y en cada uno de ellos es instalada una ICV con la cual se regula el caudal de agua inyectada en cada zona [32].
- Las válvula ICV comercialmente ofrecidas a nivel internacional son de varios tipos: on /off, posiciones discretas o posición variable (con o sin sensor de posición) [33].
- La tecnología a nivel internacional que involucra el uso de terminaciones inteligentes en pozos inyectoros; comprende un sistema completo y compacto donde se encuentran los equipos, y sistema de control y monitoreo propio de cada compañía [34] [35].

Luego de revisar la información obtenida sobre los sistemas de terminación inteligente y válvula ICV, se estableció como la principal ventaja de este tipo de tecnología, es que permite

un aumento en el factor de recobro del petróleo presente en el yacimiento, pero su costo elevado es su principal desventaja [36].

Conclusiones de la primera fase:

- La complejidad en el diseño de las ICV y la falta de información sobre estos fue uno de los principales inconvenientes dentro de esta fase.
- La tecnología encontrada referente a los sistemas de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua; son altamente sofisticados y costosos.

Fase 2: Exploración de ICV y terminaciones inteligentes utilizadas a nivel local

La segunda fase dio cabida a la investigación de la tecnología utilizada en los procesos de inyección de agua a nivel local, centrando la atención en las terminaciones de pozo y válvula ICV empleadas.

En primera instancia se estudió las tecnologías aplicadas en los campos petroleros reconocidos por sus procesos de inyección de agua: Campo Tibú, Campo Lisama, Campo La Cira Infantas, Casabe, Campo Caño Limón, entre otros, citado en trabajos de grado realizados principalmente en la UIS [17] [18] [19] [20].

Dentro de la información recopilada se estableció que:

- A nivel local no se utilizan válvulas ICV controladas desde superficie eléctrica o hidráulicamente, sino que este tipo de válvulas son ajustadas previamente en superficie para entregar un caudal fijo. Si se quiere entregar o cambiar el valor de caudal regulado para cada zona, son retiradas del pozo, ajustadas en superficie y nuevamente instaladas.
- El proceso de inyección de agua es realizado tanto con sartas sencillas (una zona de inyección) como con sartas selectivas (varias zonas de inyección separadas por empaques) [19].
- El monitoreo de las variables de proceso y condiciones actuales en la formación, solo se realiza de manera parcial mediante pruebas de inyektividad realizadas antes y durante el proceso de inyección, cuyo objetivo es evaluar las tasas de flujo en cada zona, con el fin de controlar y monitorear el proceso [37]
- Las mediciones de flujo se realizan por medio de sondas bajadas por la tubería de inyección, durante cortos periodos de tiempo y con poca frecuencia [18]

También fue importante observar el proceso de inyección de agua realizado en campos petroleros a nivel nacional donde la tecnología es poca y solo se realiza un control básico desde superficie, por ejemplo lo observado en el campo San Francisco (Neiva) [21]:

- El agua bombeada en cada pozo inyector es regulada desde superficie por medio de una válvula de estrangulación (*Choke*) ubicada cerca al cabezal del pozo, ya que en fondo de pozo no cuentan con válvulas de regulación de flujo, ni se realiza un control zonal.
- Una persona encargada de recorrer el campo todos los días (recorredor), verifica y registra el caudal de agua bombeado en cada pozo inyector y en caso de ser requerido se modifica el valor con la apertura y cierre de la válvula de estrangulación.
- El monitoreo del proceso de inyección se realiza de forma periódica, es decir se llevan registros de las operaciones y cada cierto tiempo se realizan intervenciones en los pozos de forma preventiva o cuando se haya detectado algún problema, pero en ambos casos se debe parar el proceso.

Una de las ventajas encontradas en este tipo de tecnología es su bajo costo comparado con las tecnologías utilizadas a nivel internacional, sin embargo, esta carencia de tecnologías sofisticadas en fondo de pozo ocasiona paros e intervenciones repetitivas en fondo de pozo, ya sea para la regulación del caudal o el monitoreo de las variables.

Conclusiones de la segunda fase:

- De acuerdo a la investigación realizada se observó que a nivel local utilizan válvulas de posición fija, configuradas en base a pruebas de flujo e inyectividad realizadas antes y durante el proceso de inyección de agua.
- El uso de sartas selectivas en los procesos de inyección de agua permite obtener un barrido de petrolero más eficiente, ya que con estas se toma en cuenta la heterogeneidad del yacimiento para inyectar el caudal de agua necesario en cada zona de la formación.
- Aunque esta tecnología a nivel local es más elemental, fue la base para el diseño del sistema de terminación inteligente dentro de la presente propuesta ya que se tomaron en cuenta las condiciones operacionales y estado mecánico de los pozos.
- Realizando una revisión de la tecnología a nivel local e internacional se entendió que un sistema de terminación inteligente en procesos de inyección de agua debe contar con un sistema de supervisión donde se tenga en cuenta las variables del proceso en superficie y fondo de pozo.

Fase 3: Monitoreo y supervisión en fondo de pozo

Esta fase surgió del estudio y análisis de la investigación realizadas en las fases previas, donde se llegó a la conclusión de la importancia que representa el conocimiento de la información obtenida en superficie y en fondo de pozo.

Dentro de la investigación realizada se encontró que:

- Los sistemas de control y monitoreo utilizados a nivel internacional utilizan sistemas de comunicación y adquisición de datos de las variables en fondo de pozo tanto en pozos inyectores como productores. La adquisición de datos se realiza por medio de sensores en fondo de pozo instalados de manera permanente, y/o en base a la información completa del yacimiento que permite obtener modelos matemáticos computacionales del yacimiento sometido a inyección. La información obtenida es llevada hasta las estaciones de control donde los operarios encargados analizan y evalúan la información con la cual se determina las acciones de control [38] [39] [40].
- A nivel local, el control y monitoreo de los pozos inyectores se realiza mediante la información obtenida en superficie respecto al caudal y presión de inyección total en el pozo, y en base a los datos de pruebas de perfiles de inyección realizadas con sondas de medición de flujo (trazadores), pruebas de inyektividad o pruebas de presión (fall-off) [41] [42]. De forma analítica también son utilizados métodos de predicción (Método de Hall, Dykstra y Parsons) para realizar un diagnóstico y evaluación en los pozos inyectores y resultados de producción, pero en muchas ocasiones con datos y valores asumidos y no medidos directamente [43] [44]

Esta nueva perspectiva fue la base para incluir dentro de la presente propuesta un sistema de supervision (control supervisorio) donde se tengan en cuenta las variables en fondo de pozo y el comportamiento del yacimiento luego de implementar un proceso de inyección de agua, ya que un sistema de terminación inteligente también debe incluir el análisis y evaluación de la información obtenida en superficie y fondo de pozo. En la tabla 1.3 se realiza una descripción comparativa de la aplicabilidad de algunos de los métodos de predicción utilizados como herramientas de supervision en los procesos de inyección de agua.

Tabla 1.3. Comparación de métodos o herramientas analíticas utilizados en los procesos de inyección.

Métodos de predicción	Aplicabilidad
Método de Dykstra y Parsons	Es método permite evaluar el desempeño del barrido areal del petróleo en formaciones estratificadas para determinar la eficiencia de desplazamiento y la relación agua petróleo en los pozos de producción.
Método Style	Este método es semejante al método de Dykstra y Parsons, el cual se centra en determinar la eficiencia de desplazamiento en base a las permeabilidades y movilidad en cada capa de la formación entre el pozo inyector y productor.
Método de Buckley-Leverett	Este método permite estimar el volumen de petróleo desplazado, las tasas de petróleo producido y el caudal requerido para desplazar cierta cantidad de petróleo. La dificultad que presenta este método

	es que se basa en la suposición de yacimientos homogéneos.
Método de Kumart et.	Para calcular la inyección de agua perdida y eficiencias de inyección. Dentro de su análisis requiere variables obtenidas en el pozo productor como barriles de agua o petróleo producidos.
Método de Hall	Es una herramienta utilizada para evaluar y realizar un diagnóstico de las condiciones y capacidad de los pozos inyectoros en base la presión y caudal de inyección.

Fuente: tomado de [45] [41] [46].

Conclusiones de la tercera fase

- El diseño de un sistema de terminación inteligente para pozos inyectoros de agua debe contar con un sistema de adquisición y análisis de datos en fondo de pozo y superficie que permita evaluar el rendimiento de la inyección y prevenir problemas de manera oportuna.
- De acuerdo a la descripción realizada de algunos de los métodos de predicción comúnmente utilizados en los procesos de inyección de agua, se estableció que el método de Hall es la mejor alternativa para ser aplicada dentro del sistema de monitoreo en fondo de pozo ya que: 1. Es una herramienta de fácil aplicación para analizar el comportamiento de las operaciones de Inyección de Agua, y desde la cual se permita monitorear el comportamiento de los pozos inyectoros. 2. Su análisis se centra en determinar el comportamiento individual de cada pozo inyector en base a las variables de proceso, es decir, a los cambios de presión y caudal de inyección, y los posibles cambios en las zonas de inyección dentro de su área de influencia.

Fase 4. Análisis general

Conociendo los beneficios de una terminación inteligente sofisticada y la respuesta de una terminación de pozo básica se decide diseñar una que pueda ofrecer los mismos beneficios de las terminaciones internacionales para mejorar la tecnología local y el rendimiento de los pozos inyectoros de agua en Colombia a un costo de inversión menor.

Adicionalmente dentro de esta propuesta se define un sistema de supervisión basado en el Método de Hall para establecer las condiciones de operación en fondo de pozo y realizar un diagnóstico de las condiciones en cada zona de inyección.

2. INGENIERIA CONCEPTUAL

Uno de los problemas del proceso de inyección de agua es que estos finalicen y no se logre recuperar el porcentaje esperado de petróleo disponible en el yacimiento [12]. No cumplir con la producción de petróleo estimada en función de la inyección de agua es causada por varios factores: la heterogeneidad presente en la formación y la utilización de un único intervalo de inyección impiden realizar un barrido de petróleo uniforme [47] [22].

Zonas del pozo con diferentes características y permeabilidades, crean canalizaciones del agua dentro de la formación [48] [49]. Es así como la utilización de sartas sencillas en proyectos de inyección de agua impiden realizar un barrido areal y vertical uniforme, causado por la preferencia del agua a barrer zonas de mayor permeabilidad obteniendo tasas de petróleo recuperadas menores a las proyectadas.

La implementación de un sistema de inyección con sartas selectivas, donde el principal objetivo es aislar cada zona y proveer a cada una por separado la tasa de inyección óptima, permiten realizar un barrido en las diferentes zonas de la formación desplazando el petróleo presente en ellas [50] [12]. Sin embargo, las condiciones físicas del yacimiento cercanas a los pozos están expuestas a continuos cambios durante el tiempo de inyección [51] [52]; por tanto, la instalación de sartas selectivas por sí sola no garantiza un barrido uniforme en el transcurso del proceso [12]. Es por este motivo que la implementación de un método de predicción constituye una herramienta de apoyo necesaria en el control y monitoreo del proceso de inyección de agua.

Las pruebas de presión en pozos inyectoros es una de las herramientas utilizadas para determinar la transmisividad en los procesos de inyección de agua, sin embargo, estas pruebas normalmente son realizadas cuando el pozo no se encuentra en funcionamiento (*off-line*), interrumpiendo las operaciones normales en estos. Además, su análisis se basa en datos tomados en cortos periodos de tiempo y no a lo largo del proceso de inyección ya que las condiciones de la formación están en constante cambio [53].

El método de Hall, es una técnica de seguimiento alternativa en línea (*on-line*) [54] [55], que permite establecer las condiciones en el pozo inyector de acuerdo a los cambios en las de las zonas de inyección. Una de las dificultades encontradas en la implementación del Método de Hall, es la falta de información de parámetros que no puede ser medidos directamente como la presión del yacimiento (P_e) y que comúnmente no se toma en cuenta dentro del análisis realizado lo cual genera conclusiones erróneas del comportamiento en fondo de pozo [43] [56].

Por su parte, el Método de Hall Revisado [55] [57], es una herramienta de diagnóstico que toma en cuenta todos los parámetros involucrados en el proceso de inyección; dentro de los que se encuentra la presión del yacimiento. Este método de predicción utiliza un análisis sencillo que fortalece y simplifica el monitoreo y supervisión del proceso, basado en los datos

históricos de presión y caudal obtenidos en cada pozo inyector y al análisis cualitativo realizado de las gráficas de tendencia empleado en este método.

En este capítulo los autores describen una propuesta metodológica para la vigilancia y control del proceso de inyección de agua combinando dos técnicas importantes: El Método de Hall Revisado como estrategia para el seguimiento y control del proceso donde se determina el rendimiento de la inyección y las condiciones dinámicas del yacimiento, y la implementación de sartas selectivas con terminación inteligente empleadas como estrategia de control para regular el agua inyectada en cada zona de la formación de acuerdo a los valores establecidos con el monitoreo y supervisión.

2.1. Descripción general del proceso de inyección de agua

La cantidad de petróleo estimada que se pretende recuperar, el tamaño del yacimiento y la viabilidad económica del proyecto son condiciones que determinan el inicio del proceso de recuperación secundaria. En caso que el proyecto sea viable; se procede a determinar el patrón de inyección, el diseño y construcción de los pozos de inyección y la instalación de las sartas selectivas para finalmente realizar las pruebas de presión e inyección que permitan determinar las condiciones operacionales para cada pozo de inyección.

El diagrama de flujo del proceso (Figura 2.1), presenta dos tipos de controles que trabajan en paralelo para cumplir el objetivo del proceso: vigilancia y control del proceso de inyección de agua para fomentar el aumento de la tasa de producción de petróleo. La dinámica del control de planta para regular la inyección es lenta debido a que los caudales de inyección se mantienen constantes por largos periodos de tiempo, sin embargo la manipulación de la ICV instalada en cada intervalo de la terminación del pozo será una acción que estará disponible siempre desde la sala de control ubicada en la superficie a varios metros del cabezal del pozo.

Por su parte, el control supervisorio es el encargado de generar el *set point* de caudal utilizado en el control de planta, el cual se fija utilizando un método de seguimiento y evaluación del desempeño del pozo inyector y los resultados obtenidos de producción. El control supervisorio requiere de la experiencia del personal para tomar decisiones.

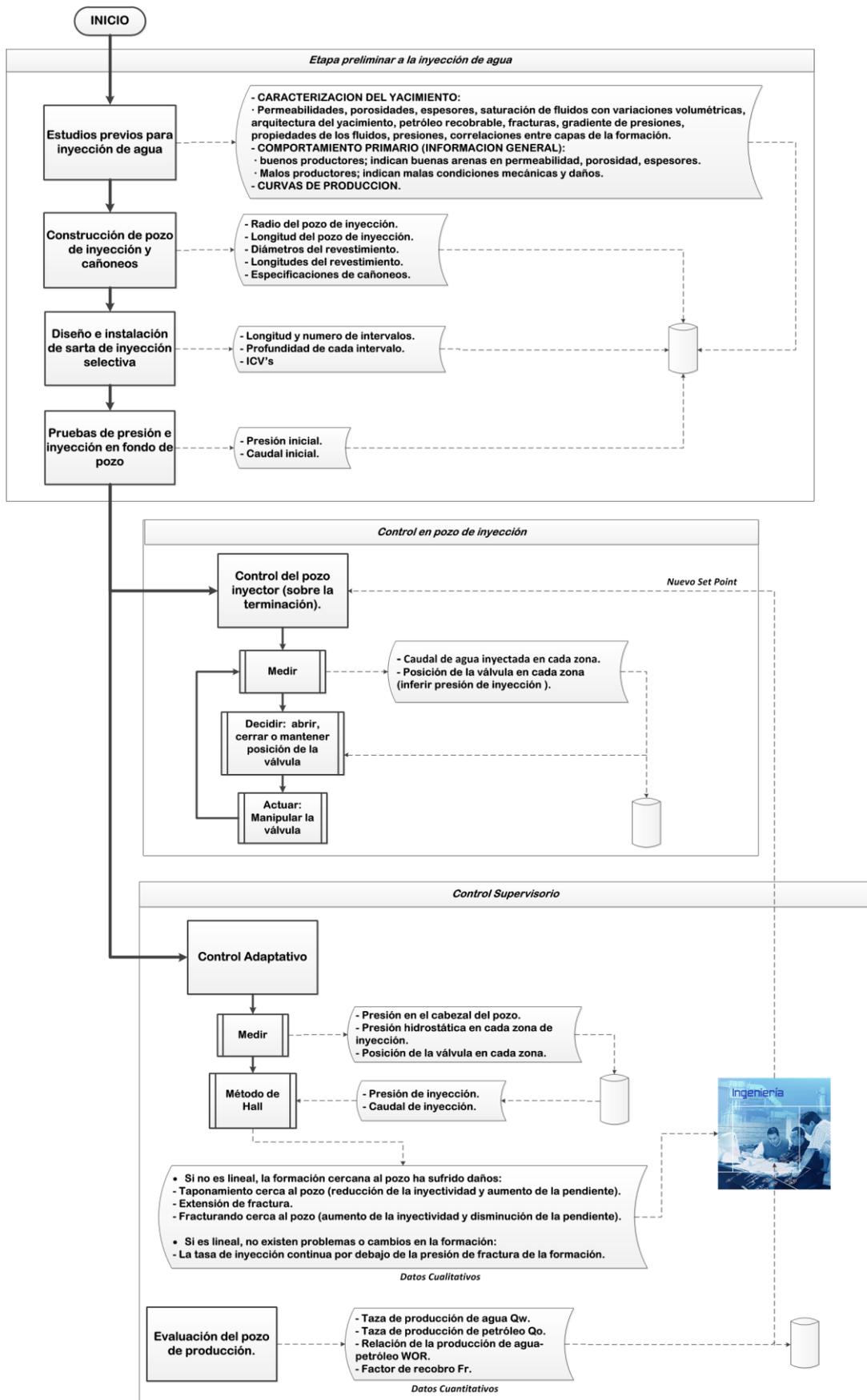


Figura 2.1. Diagrama de flujo del proceso de inyección de agua. Fuente propia.

La automatización de las actividades de vigilancia y control en la inyección de agua ayuda a que las operaciones de recuperación de petróleo sean más eficientes [58]. Es necesario establecer un plan que evite daños en la formación, infiltración temprana del agua en el flujo de producción, recuperación incompleta de petróleo y costos excesivos debido a intervenciones en el proceso para realizar ajustes en los equipos del fondo o para revisar daños en la formación.

2.2. Proceso preliminar a la Inyección de Agua

La etapa preliminar a la inyección de agua contiene varias etapas que pretenden establecer el inicio del proceso de la recuperación secundaria de petróleo.

2.2.1. Estudios previos a la inyección de agua

Los objetivos de los estudios previos son determinar la caracterización del yacimiento y la viabilidad económica del proyecto de inyección de agua.

Actividades

Dentro de las actividades que se deben realizar para establecer una alta probabilidad del éxito del proyecto están:

- Encontrar una manera económica para la disposición del agua.
- Realización de una revisión en profundidad de la geología del yacimiento.
- Simulación del yacimiento para modelar virtualmente posibles situaciones que podrían describirlo. Estos modelos del yacimiento proporcionan las estimaciones que se necesitan para la toma de decisiones como posibles trayectorias de pozos, hidrocarburos en sitio y los hidrocarburos recuperables [59].
- Simular escenarios del yacimiento sometido a inyección de agua para generar dibujos tridimensionales de alta resolución de las propiedades del yacimiento [60].

La caracterización del yacimiento ofrece los detalles necesarios para la simulación de yacimientos utilizado para predecir la recuperación de petróleo y evaluar la viabilidad económica.

Para determinar la viabilidad económica se requieren las siguientes actividades [61].

- Determinar la producción acumulada de petróleo durante la producción primaria.
- Calcular las reservas recuperables de petróleo remanente.
- Determinar cuáles son los objetivos económicos del proyecto, qué tan rentable se desea que sea y en qué tiempo se espera recuperar la inversión.
- Determinar la cantidad de pozos necesarios para el desarrollo y operación, determinar el patrón de inyección y la distancia necesaria entre los pozos, determinar la cantidad de agua que se estima necesaria y la producción estimada.

- Recolectar de datos requeridos para el análisis como: valor de venta de los hidrocarburos producidos, costos totales de la perforación, adecuación del pozo, gastos ambientales, los costos de operación y mantenimiento, etc.
- Realizar la evaluación de la conveniencia del proyecto desde el punto de vista económico.
- Después de la viabilidad económica de un proyecto, se procede a mirar el nivel de certidumbre que este posee. Los riesgos del entorno, los riesgos financieros, por retrasos en la ejecución y operacionales.

Descripción

El punto de partida para un proyecto de inyección de agua inicia con la búsqueda de una fuente de agua que sea económica dado que el tratamiento en superficie para vertimiento o disposición es realmente costoso, tomando en cuenta que el agua a inyectar debe cumplir con ciertas características que evite dañar o genere problemas en la formación [62]. Para conocer el yacimiento se implementa y evalúa métodos sísmicos [63]. Esta tecnología involucra no sólo la calidad en sensores y en vibradores (Figura 2.2) sino en la interpretación de los datos a través de programas computacionales para simular y examinar mediante imágenes 2D y 3D las propiedades dinámicas de los yacimientos.

Para iniciar la simulación del yacimiento es necesario resumir la historia de funcionamiento del campo, incluyendo la ubicación y el número de pozos existentes, las fechas y las prácticas de perforación/terminación, y los registros de funcionamiento y abandono de pozos. También se realiza una evaluación de los informes de ingeniería como el caso que existieran actividades de inyección de agua en el pasado. Los resultados de la simulación del yacimiento determinan las tasas de producción esperados y los factores de recuperación [64].

En la evaluación económica se utilizan indicadores para encontrar un pronóstico económico atractivo. Si la evaluación económica basada en las simulaciones iniciales del yacimiento es positiva, el proyecto seguirá adelante [61]. La tecnología necesaria para procesos de sísmica requiere toda una instalación en campo para recopilar información de las características del subsuelo, cualquier desarrollo que disminuya el factor incertidumbre es un impacto positivo para el negocio



Figura 2.2. Técnicos e ingenieros realizando estudios sísmicos para extraer información de las características del subsuelo. Tomado de [65].

Responsables

Los ingenieros de petróleo y de yacimiento encuentran la necesidad de implementar un método secundario de recobro y con los estudios previos determinaran si la inyección de agua es un proceso viable para implementarlo en un campo petrolero en particular. En cuanto a la duración de esta etapa, se puede decir que las actividades relacionadas terminan en función de los resultados obtenidos y de que se alcancen los objetivos. Todo dependerá del trabajo de personas calificadas y experimentadas en estas tareas y del uso adecuado de tecnología apropiada y optimizada.

Dificultades y riesgos

Algunas dificultades presentadas en la etapa de estudios previos son:

- Se requiere técnicas y herramientas avanzadas que logren estudios cada vez más precisos de los yacimientos, lo que posibilita que la perforación sea precisa.
- La realización de modelos de predicción confiable, requiere de una detallada descripción de la heterogeneidad del yacimiento y la influencia de esta sobre la eficiencia de barrido areal y vertical.
- Se sabe que existe un volumen considerable de petróleo residual; pero que debido a su compleja distribución se hace difícil ubicarlo y explotarlo adecuadamente por una incompleta información utilizada en los estudios previos.
- Si los riesgos posibles no se identifican antes de iniciar un proyecto de inyección de agua, posteriormente el proceso no tendrá acciones de mitigación que puedan proteger la seguridad del proceso.

2.2.2. Construcción y/o adecuación del pozo de inyección

El objetivo de esta etapa es construir y/o adecuar los pozos que serán utilizados para la inyección de agua.

Actividades

La construcción del pozo de inyección comprende las siguientes actividades [66]:

- Perforación del pozo para inyección de agua.
- Cementar el espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento.
- Realizar los cañoneos permitiendo comunicar el interior del pozo con la formación [67] y permitir orificios limpios para la inyección de agua.

Descripción

Las operaciones de perforación son realizadas por ciclos de manera que el diámetro del pozo en la parte superior es mayor en comparación a la parte inferior. Estas utilizan un sistema rotatorio constituido principalmente por brocas de diferentes diámetros a la cual se acopla tubería de perforación a medida que se profundiza el pozo. Los lodos o fluido de perforación que circula por la tubería, levanta los cortes o pedazos de la formación hasta la superficie por

el espacio anular existente entre la pared del pozo y la tubería de perforación. A medida que se perfora es instalada una tubería de acero para proteger la integridad del pozo.

Para la perforación de un pozo existen una amplia gama de tecnologías [68]:

- Equipos y accesorios para la corrida de tubulares: Forman el sistema de manipulación de tuberías, el enrosque y desenrosque de conexiones con un sistema de control de torque.
- Bombas de lodo: Asegura una circulación de lodo confiable mientras se perfora.
- Equipos de control de presión: Controla la presión de perforación y mitiga peligros.
- Equipos para el manejo de residuos de perforación: Manejan corrientes de residuos sólidos eficazmente.
- Sistemas de control: monitorea los equipos del sistema de perforación y las condiciones de presión, temperatura y vibración dentro del pozo para realizar ajustes según corresponda y optimice la construcción del pozo.

La cementación es realizada para el acondicionamiento y protección del pozo de inyección, esta se realiza de manera simultánea a la perforación, luego de insertar los tramos de la tubería de revestimiento las cuales son fijadas con cemento bombeado al espacio anular existente entre la tubería y la pared del pozo.

Las tecnologías de cementación buscan la protección de la tubería de revestimiento y asegurar la integridad del pozo [69] y se clasifican así:

- Equipo de material a granel para el almacenamiento y la mezcla.
- Unidad de bombeo de cemento
- Sistema de mezclado
- Líneas de tratamiento
- Sistema de aditivos líquidos y cabezas de cementación.

Al finalizar la perforación y cementación el pozo queda literalmente entubado (revestido) desde la superficie hasta el fondo, lo que garantiza su estabilidad.

La culminación de los trabajos de adecuación del pozo finaliza con las operaciones de cañoneos o disparos los cuales consisten en perforar la tubería de revestimiento y el recubrimiento de cemento estableciendo una comunicación entre la sarta de inyección y la formación. Existen varios medios con los cuales son realizados estos cañoneos: con balas, hidráulico con chorros de agua a alta presión o con explosivos.

En el caso de la adecuación de un pozo abandonado que dejó de producir, se revisa la integridad del mismo y se realizan las actividades listadas a continuación:

- Retiro sistema o mecanismo que se utiliza para la producción.
- Retiro tubería de producción.
- Calibración y verificación del revestimiento.
- Cañoneo y/o re cañoneo de zonas de interés.
- Pruebas selectivas de inyektividad.
- Estimulación selectiva (si se requiere).

El pozo finalmente construido y/o adecuado tiene una o varias capas de revestimiento; constituido por un recubrimiento de cemento y la tubería de revestimiento, además de los agujeros que serán el único medio por el cual el agua inyectada sale a presión hacia la formación (Figura 2.3).

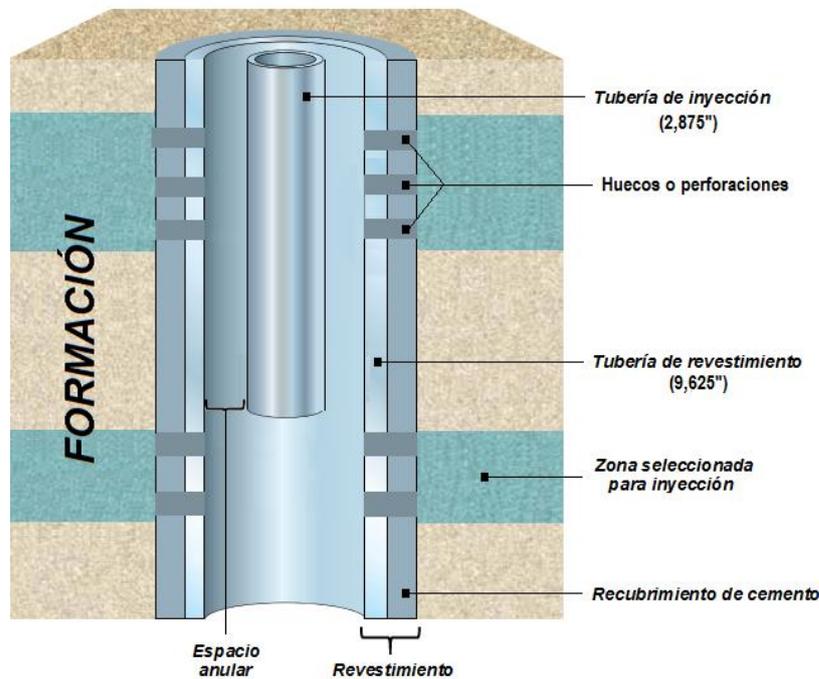


Figura 2.3. Sección del pozo de inyección luego de la construcción y/o adecuación. Editado de [70].

Responsables

El tiempo total empleado en la perforación de un pozo en promedio se estima en días, pero todo depende de la profundidad estimada y de las condiciones geológicas que presenta el subsuelo [71]. Estas operaciones son asignadas a compañías contratistas que se dedican a estas labores específicamente [72].

Dificultades y riesgos

Ciertos problemas o riesgos que se presentan en esta etapa son:

- La geología y fallas presentes en la formación pueden llegar a ser un inconveniente en el diseño de la trayectoria.
- Una mala cementación puede llegar a causar fisuras disminuyendo la vida útil del pozo.
- Factores que pueden afectar la eficiencia del cañoneo: resistencia de la formación, la temperatura, las técnicas de terminación del pozo y el estado del cemento.

La descripción de algunas características mecánicas de diferentes campos petroleros en Colombia donde se emplean pozos de inyección de agua se presenta en la tabla 2.1.

Tabla 2.1. Características mecánicas y patrón de inyección para pozos colombianos.

<i>Campo</i>	<i>Profundidad (ft)</i>	<i>Intervalos</i>	<i>Patrón de inyección</i>
Campo Lisama	6000 - 7500	1, 2 o 3	--
Campo Cira Infantas	3300 - 6000	--	7 Puntos, 5 puntos, líneas alternas
Campo Tibú	4600 - 5181	3 o 4	--
Campo Guando	3876 - 4916	--	7 puntos
Campo San Francisco	3281 - 6562	1	--

Fuente: tomado de [17] [18] [19] [20] [21].

2.2.3. Diseño e instalación de los componentes del pozo y equipos de superficie.

El objetivo de esta etapa es instalar la sarta de inyección y el cabezal del pozo.

Actividades

Las actividades necesarias para la terminación del pozo son [19]:

- Armar la sarta de inyección de acuerdo al diseño propuesto e introducirla en el pozo con las herramientas y tuberías requeridas a medida que esta baja.
- Realizar pruebas necesarias para verificar el estado de la sarta e identificar colisiones.
- Realizar el registro de las profundidades de la sarta de inyección y sus componentes.
- Generar la presión necesaria para ajustar los empaques y asegurar su funcionalidad.
- Instalar el cabezal del pozo.

Descripción

En la instalación de un pozo inyector se destaca:

Sistema o unidad de bombeo:

Este consta de bombas de inyección utilizadas para incrementar la presión de descarga y dirigir el agua mediante una red de suministro, que se extiende a lo largo del campo, hasta los pozos destinados para la inyección. Generalmente, las bombas utilizadas en el proceso son de tipo reciprocantes o desplazamiento positivo (Figura 2.4).



Figura 2.4. Bomba de inyección de agua campo San Francisco – Neiva. Fuente propia.

Cabezal del pozo:

Sistema de bridas dobles, válvulas de compuerta y adaptadores instalados en la superficie de la boca del pozo de inyección (Figura 2.5). Este componente en superficie, tiene las conexiones con el fondo del pozo, tanto a la tubería o sarta de inyección como al espacio anular. Los cabezales de pozo constan normalmente de tres secciones: cabezal de revestimiento, un cabezal de la tubería de producción/inyección y un árbol de navidad conformado por una colección de válvulas, codos, válvulas cheque, dispositivos de medición, entre otros.

Los cabezales de pozo cuentan con accesorios que permiten conectar el sistema de potencia de superficie con un cable de potencia de fondo, pasándolo a través del colgador de tubería. Hay de tres tipos: tipo “Pig tail”, tipo “Pack off” y de tipo “Quick connector”.



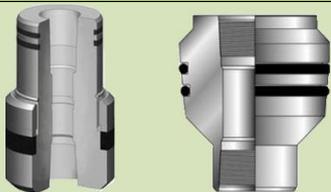
Figura 2.5. Der. Imagen de pozo inyector Campo San Francisco. Izq. Descripción de los componentes que conforman el cabezal del pozo. Editado de [73].

Sarta de inyección:

Tiene los equipos y componentes que están ensamblados por orden en la tubería de inyección. Los equipos se encuentran en la terminación del pozo o parte final de la sarta (Figura 2.6).

La tabla 2.2 muestra la descripción de los componentes que conforman la terminación y la sarta de inyección. El ítem de la tabla hace referencia a la forma descendente como los componentes se ubican dentro del pozo. En el ítem 5 se encuentra la válvula de control por intervalo ICV, que es una opción para regular el caudal de inyección [74].

Tabla 2.2. Principales componentes de la sarta de inyección.

Ítem	Nombre	Descripción	Imagen
1	Tubo de suspensión	Tubo acoplado en la parte inferior del cabezal del pozo que actúa como suspensión de la sarta de inyección.	
2	Conector On-Off	Componente que permite acoplar y desacoplar tubería, proporcionando un sello entre el interior y exterior de la misma.	
3	Empaques	Un empaque es un componente utilizado para bloquear y sellar la comunicación a través del espacio anular, entre el tubo de inyección y el revestimiento.	
4	Mandril	Su función principal es alojar la válvula reguladora de caudal.	

5	ICV	<p>Es una válvula reguladora del caudal de agua y está ubicada en cada intervalo de inyección.</p> <p>Es manipulada desde la superficie para restringir el caudal y presión de inyección deseada.</p>	
----------	-----	---	---

Fuente propia.

Típicamente en Colombia las sartas de inyección utilizadas no comprenden una ICV [66][75][19]. La ICV forma parte de las terminaciones inteligentes para pozos pero sus altos costos iniciales de diseño e instalación las mantienen excluidas de los planes de desarrollo de muchas empresas del sector [76] [77], considerando que es una técnica muy costosa para simplemente depositar agua en un pozo o buscar un mejoramiento en el recobro de la producción para campos que están con disminución en este rubro. Sin embargo el objetivo general de este trabajo de grado la incluye en el diseño de la terminación del pozo pretendiendo mostrar sus ventajas operativas.

Los elementos destacables que fueron instalados en el pozo inyector (Tabla 2.3) son comunes en restantes pozos que cumplen la misma función en el Campo Tibú (Figura 2.6). En este caso se tiene un revestimiento exterior de 9.62” de diámetro, una tubería de revestimiento de 5.5” de ID y una sarta de inyección de 4” con una terminación de varios intervalos de inyección distinguidos por la ubicación de empaques delimitando también las zonas de inyección escogidas según los estudios del yacimiento. Por cada uno de los tres intervalos se encuentra un mandril con válvula de bolsillo para regular un caudal constante. Los cañoneos están ubicados a la profundidad adecuada (Tabla 2.4) para que a través de estos el agua llegue a la formación, se desplacé y cause efecto sobre el yacimiento de petróleo. La terminación del pozo empieza después de los 4045ft (1235,3m) de profundidad y tiene aproximadamente 500ft (153m) de extensión. De los 4600 ft de extensión del pozo casi el 10% constituye la terminación que son el conjunto de equipos dedicados a las operaciones de inyección y que desempeñan su función en las 3 zonas de inyección: primera zona desde 4050 ft hasta 4298 ft, segunda zona desde 4301 ft hasta 4464 ft y la última zona se encuentra desde 4469 ft hasta 4514 ft de profundidad.

Otros elementos como el tubo de suspensión, Conector off, juntas, partes de tubería, guía de entrada y el relleno de arena entubado hacen parte de la arquitectura común de instalación de estos pozos y cumplen un papel importante en la integridad y confiabilidad del buen estado mecánico que debe presentar un pozo inyector.

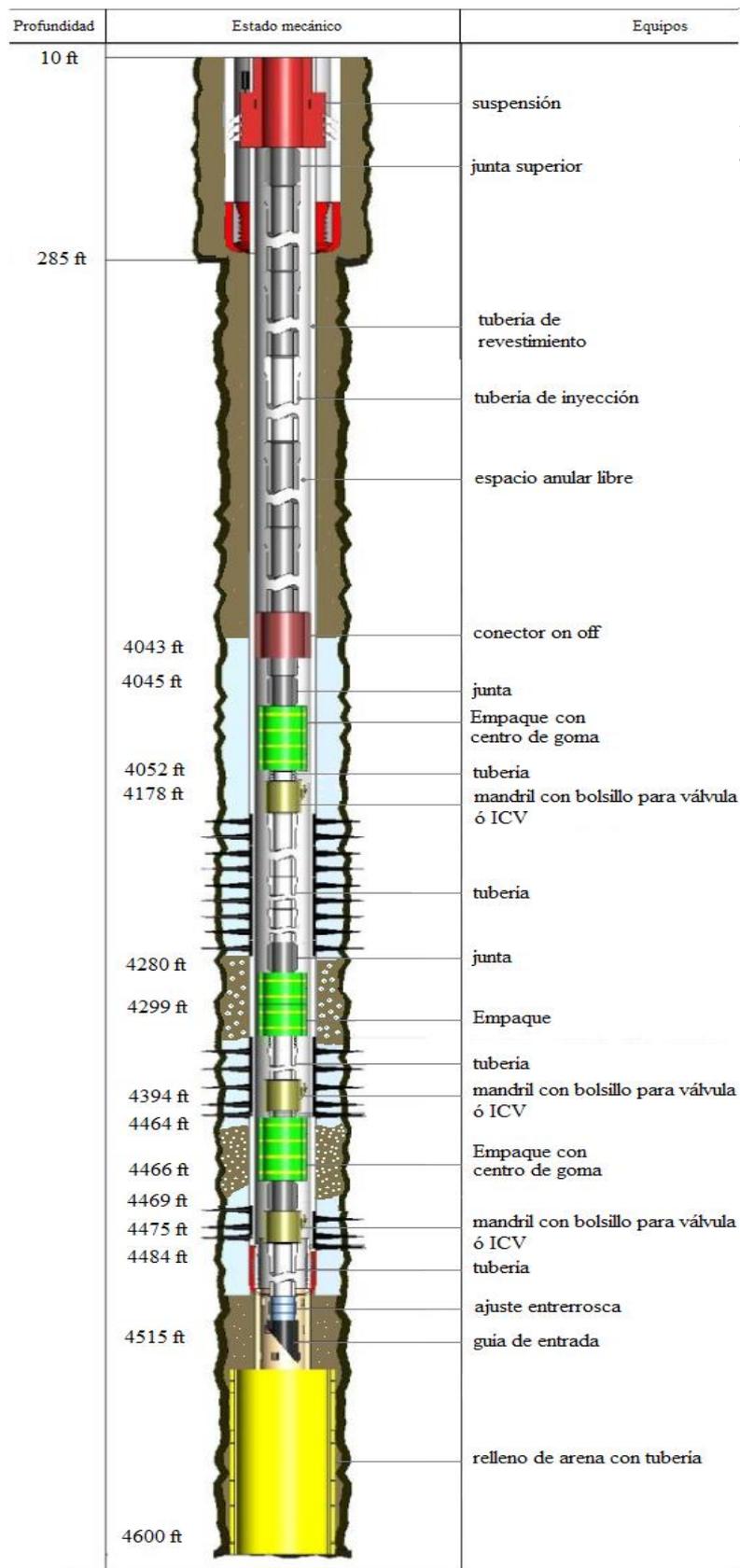


Figura 2.6. Ilustración de una sarta y terminación del pozo luego de las actividades de instalación. Editada de [73].

Tabla 2.3. Especificaciones de la sarta de inyección instalada en un pozo inyector.

Equipos del pozo: Sarta de inyección					
Descripción	Profundidad superior (ft)	Profundidad inferior (ft)	Longitud (ft)	Diametro externo (inch)	Peso (ppf)
tubo de suspensión (hanger)	10	10,9	0,9	7,06	
junta superior (pup joint N-80)	10,9	22,3	11,4	2,875	6,5
tubería de inyección (tubing N-80)	22,3	4043,2	4020,9	2,875	6,5
conector on off	4043,2	4045	1,8	4,5	
junta (pup joint N-80)	4045,6	4050,6	5	2,375	4,7
empaque (packer PCS-5)	4050,6	4055	4,4	3,9	
mandril con válvula	4178,5	4187,5	9	3,75	
junta (pup joint N-80)	4280	4298	18	2,375	4,7
empaque (packer PCS-5)	4298	4301,4	3,4	3,9	
mandril con válvula	4394	4403	9	3,75	
empaque (packer PCS-5)	4464,8	4469,2	4,4	3,9	
mandril con válvula	4475,3	4484,2	8,9	3,75	
ajuste entrerroscas	4514,5	4515,4	0,9	2,38	
guía de entrada (wire line entry guide)	4515,4	4515,9	0,5	2,5	
relleno de arena con tubería	4590	4600	10	8,625	

Fuente: editado de [19].

Tabla 2.4. Registro de la profundidad de los cañoneos del pozo inyector de la Figura 2.6.

intervalos cañoneados		
fecha	intervalo (ft)	cantidad de cañoneos
07/05/1949	4199 - 4200	4
07/05/1949	4217 - 4218	4
07/05/1949	4235 - 4245	4
07/05/1949	4251 - 4252	4
07/05/1949	4270 - 4283	4
07/05/1949	4287 - 4288	4
07/05/1949	4313 - 4356	4
07/05/1949	4365 - 4375	4
07/05/1949	4385 - 4420	4
07/05/1949	4430 - 4440	4
3/21/2011	4474 - 4478	4
3/21/2011	4490 - 4494	4

Fuente: editado de [19].

La configuración mecánica de estos pozos tiene como fin drenar el yacimiento efectivamente, y modificar la situación del pozo cuando es necesario. Mecánicamente, el diseño de la terminación es un complejo problema de ingeniería. La filosofía básica es diseñar para condiciones específicas del pozo, del campo y del área, buscando:

- Máximo beneficio económico.
- Mantener una instalación simple tanto de equipo como de operación.
- Anticipar todas las condiciones de operación y las fuerzas asociadas con la presión y la temperatura.
- Seguridad. Sistemas automáticos de cierre y métodos para control de presión en zonas aisladas, habitadas o costa afuera deben ser considerados.

Los puntos básicos a determinar en el diseño de una terminación son:

- El método de la terminación.
- El número de intervalos dentro del pozo.
- Configuración del revestimiento y de la tubería de inyección.

Responsables

El éxito de las operaciones de terminación está ligado casi en su totalidad a la efectividad de las herramientas utilizadas, tanto de empaques, como válvulas reguladoras de flujo, es por esta razón, se debe prestar total atención a la empresa contratada para estos servicios y a la calidad de cada instrumento que ofrecen. Para cada intervención es necesaria la presencia del operario y/o experto encargado de la herramienta por parte de la empresa contratista, garantizando así que todos los procesos se realicen de forma correcta.

Dificultades y riesgos

Dentro de los problemas que pueden llegarse a presentar están:

- Dificultad en la bajada de los equipos que conforman la terminación del pozo por posible obstrucción al paso de estos.
- Verificar las posiciones de los empaques antes de fijarlos para evitar que estos obstruyan las perforaciones o cañoneos.

2.2.4. Pruebas de presión e inyección en fondo de pozo

El objetivo de esta etapa es obtener la información necesaria para establecer las condiciones iniciales de operación del sistema de inyección.

Actividades

Se requiere desarrollar algunas actividades importantes previas al proceso continuo de inyección de agua:

- Realizar pruebas de inyectividad para determinar la presión promedio del yacimiento, la presión de fractura, caudal y presión de inyección en cada intervalo [19].
- Realizar un seguimiento de la inyección de agua con trazadores radioactivos.

Descripción

Las pruebas de inyectividad se realizan para establecer los parámetros operacionales iniciales y aparece como una actividad preliminar para evaluar el yacimiento. Consiste en inyectar un caudal constante por algún tiempo antes de cerrar el pozo durante otro lapso de tiempo en el cual se registra la presión en el fondo del pozo en función del tiempo que estuvo cerrado [78].

Esta actividad se realiza aplicando un caudal constante durante un tiempo conocido o perturbación de entrada y luego observando la salida que ofrece el mecanismo del yacimiento mediante los registros de presión en el fondo del pozo (Figura 2.7). De forma paralela esto se interpreta como la identificación del comportamiento del yacimiento con un modelo matemático a partir de unas entradas y salidas conocidas.

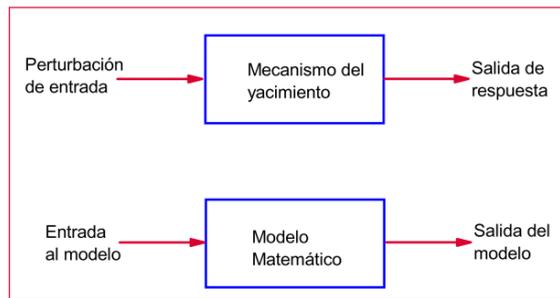


Figura 2.7. Esquema de la representación matemática de una prueba de inyectividad, para crear un modelo inicial del yacimiento. Tomado de [79].

Posteriormente se establece la capacidad de inyección para determinar el caudal y presión inicial en cada zona. La idea de esta prueba es aumentar el caudal de inyección con ayuda de la motobomba progresivamente e ir registrando los datos de presión en el cabezal del pozo en función del caudal inyectado, luego el reporte de las pruebas es entregado a los ingenieros de petróleo, los cuales serán los encargados de evaluar y determinar los caudales recomendados para cada intervalo [19]. La presión de inyección se calcula por debajo del 20% de la presión de fractura, este 20% es un factor de seguridad para asegurar que la roca del yacimiento no se fracture.

La utilización de trazadores permite realizar un diagnóstico del porcentaje de fluido que ingresa a cada zona de la formación y de esta manera inferir el caudal de inyección basándose en la medición del flujo total bombeado en el pozo [80].

Responsables

Las pruebas son realizadas por empresas contratistas las cuales entregan los resultados de estas pruebas de inyectividad para que los ingenieros establezcan las condiciones operacionales iniciales. Las pruebas para definir la presión promedio del yacimiento y presión de fractura son realizadas aproximadamente en 3 días, mientras las pruebas para establecer la capacidad de inyección se realiza en un día por zona.

Dificultades y riesgos

Las pruebas de inyectividad normalmente duran varios días y las herramientas e instrumentos de medición determinan un valor aproximado de las variables del yacimiento que permite conocer las condiciones de trabajo en el inicio del control del proceso.

2.3. Control en pozo

El objetivo es realizar un control del caudal inyectado en cada zona de la formación mediante una terminación inteligente con el fin de mejorar la eficiencia de barrido.

Actividades

En esta etapa se realiza un control de la inyección de agua implementando un sistema de terminación inteligente. Esto comprende: Medir el caudal de agua inyectado en cada intervalo del pozo y compáralo con el valor de referencia determinado para cada zona y finalmente determinar si la válvula ICV se abre, se cierra o se mantiene.

Descripción conceptual en el diseño de automatización para el proceso de inyección de agua

a) Descripción del proceso:

El proceso consiste en regular el caudal de agua inyectada a cada zona de la formación variando la presión de inyección (apertura y cierre de la ICV) dentro de un rango: mayor a la presión del yacimiento y menor a la presión de fractura. La fuente de agua empleada en el proceso de inyección deberá estar disponible en la cantidad suficiente para abastecer todo el campo. Por otro lado, la calidad del agua a inyectar debe cumplir con ciertas características físicas y químicas para prevenir posibles daños en la formación.

El agua requerida para cada pozo inyector es distribuida por medio de la red de suministro instalada por todo el campo. En campo, cada pozo cuenta con un cabezal de inyección donde se mide el caudal y presión total que ingresa en este. El fluido luego de ingresar por el cabezal del pozo pasa a un conducto central (sarta de inyección) el cual permite llevar el agua desde superficie a cada intervalo de la terminación.

En cada intervalo el agua inyectada es regulada en porcentajes de caudal distribuidos de acuerdo a los estudios previos donde se determinó las características de cada zona con las cuales se establecieron los valores deseados de caudal y rangos de presión en cada una de ellas. El caudal de agua deseado en cada zona será regulado en cada intervalo de la terminación.

El agua regulada en cada intervalo, inundará el espacio anular que comunica la sarta de inyección con el recubrimiento de la formación y finalmente ingresará a cada zona de la formación mediante los orificios generados por los cañoneos o disparos realizados en la adecuación del pozo.

b) Descripción de la planta:

El pozo inyector es una perforación en el subsuelo con el cual se bombea agua a presión hacia zonas de la formación para realizar el barrido de petróleo. El pozo inyector está conformado básicamente por el cabezal de pozo (cabezal de pozo inyector), sarta o tubería de inyección y revestimiento, y terminación del pozo (Figura 2,8).

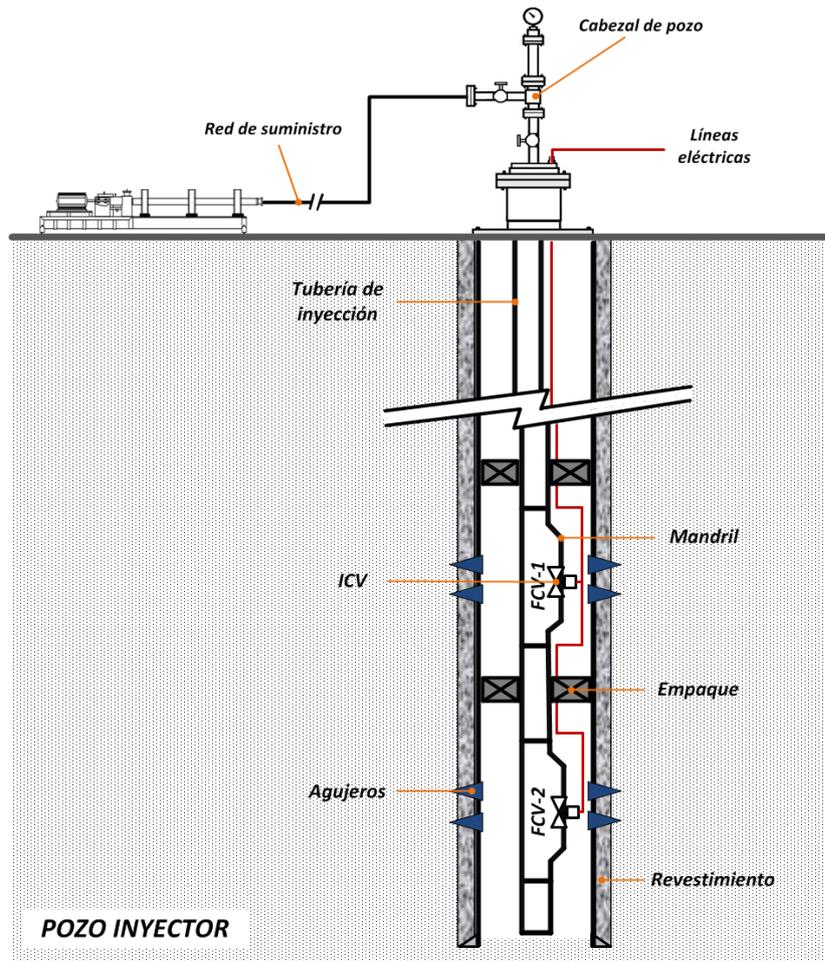


Figura 2.8. Descripción del pozo inyector con sartas selectivas. Fuente propia.

Los componentes del pozo inyector se pueden dividir en equipos de superficie y equipos de subsuelo fondo de pozo.

En superficie el principal componente es el pozo inyector. Este permite realizar la conexión entre la red de suministro proveniente desde la planta de tratamiento con los demás componentes ubicados en fondo de pozo. El cabezal también permite sostener todos los equipos y tuberías instalados en fondo de pozo. Algo importante es que el cabezal de pozo debe permitir el paso de líneas eléctricas o hidráulicas.

En fondo de pozo se cuenta con una tubería o sarta de inyección (2 7/8" a 7") acoplada en el cabezal de pozo el cual se extiende por varios kilómetros de profundidad (1, 2, 3, 4, o más), por donde se conduce el fluido a cada uno de los intervalos y zonas de inyección. Ya en las zonas de inyección se instala la terminación del pozo, la cual es otra sección de tubería a la cual se le han adicionado diferentes elementos: Primero se tiene los empaques los cuales delimitan el inicio y el final de cada intervalo, además permiten separar cada zona de inyección y evitar la comunicación entre ellas. Los mandriles son secciones de tubería que tiene un espacio o bolsillo lateral donde será instalada la válvula ICV y los demás componentes que conforman la terminación inteligente.

La inyección de agua se hace efectiva a través de los agujeros o perforaciones hechas en el revestimiento del pozo en cada zona seleccionada. El diámetro de los agujeros varía de 0,3” a 1” en patrones de 6, 12, 18 o 24 tiros por pie y su cantidad total es proporcional a la longitud vertical del intervalo y/o zona.

El número de válvulas ICVs ubicadas en fondo de pozo depende del número de intervalos y/o zonas definidas previamente para la inyección de agua hacia la formación. La regulación de las ICV se realiza por medio de un mecanismo electromecánico gobernado remotamente desde la superficie.

c) *Variable controlada:*

La variable controlada es el **porcentaje de caudal de agua inyectada** en cada zona de la formación.

d) *Variable monitoreada:*

La **presión de inyección** es una variable monitoreada que debe ser mayor a la presión del yacimiento y menor a la presión de fractura.

e) *Variables manipuladas:*

La variable manipulada es el **caudal que llega a cada intervalo la cual es regulada por la válvula ICV** ubicada en cada uno de ellos.

f) *Disturbios:*

- Las variaciones en el caudal de inyección es un disturbio no crítico (NC).
- Las variaciones en la presión de bombeo es un disturbio no crítico (NC).
- Las presiones de inyección menor a las de yacimiento y mayores a las de fractura es un disturbio crítico (C) que puede ocasionar daños en la formación o en los equipos de control.
- Las canalizaciones, taponamientos y fracturamiento en alguna zona la formación son condiciones no deseadas en el proceso, siendo estos disturbios críticos (C).

g) *Esquema de control:*

El esquema de control para el sistema de terminación inteligente describe un control un control realimentado feedback (Figura 2.9) donde se regula el caudal de agua inyectado en cada zona de la formación y se compara con el caudal de agua medido por los sensores de flujo en fondo de pozo. Adicionalmente también se monitorea la presión de inyección para que esta se mantenga dentro del rango establecido.

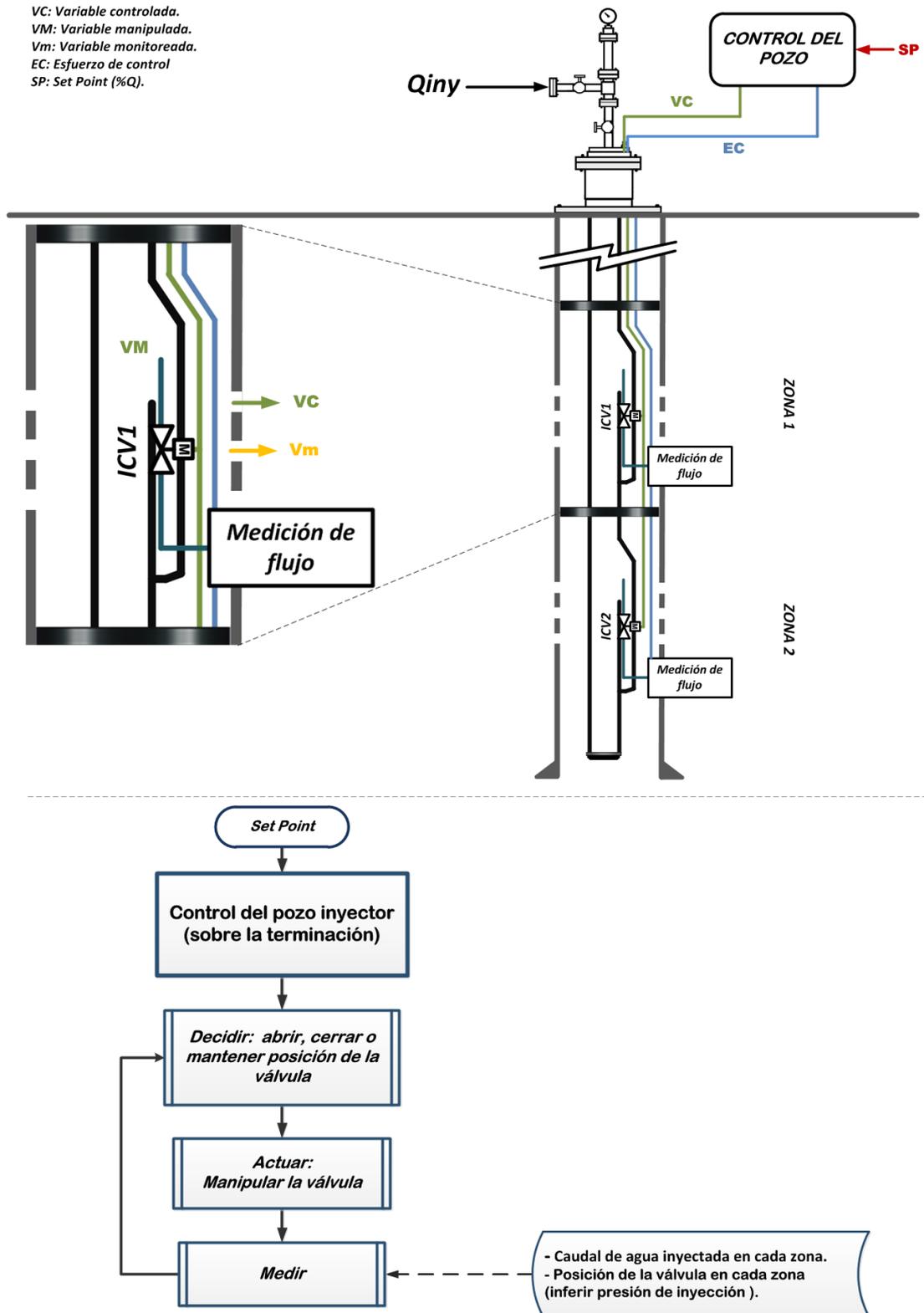


Figura 2.9. Esquema de control y diagrama del proceso de inyección de agua. Fuente propia.

El control de pozo recibe el *Set point* que son los porcentajes de caudal inyectados en cada zona de la formación, de acuerdo a estos porcentajes se envía una orden o señal de control hacia el actuador de cada válvula ICV para posicionarla y dejar pasar el caudal de agua deseado en cada intervalo de inyección. En fondo de pozo se cuenta con sensores permanentes

que monitorean las variables de proceso (medición de caudal e inferir la presión de inyección) y se envía esta información hasta superficie. En superficie se determina si la presión de inyección está dentro del rango establecido (mayor a la presión de yacimiento y menor a la presión de fractura) y si el caudal de agua deseado es igual al valor del caudal de agua medido, en cualquier caso se tomara una nueva decisión (abrir, cerrar o mantener la posición de la ICV). Y este lazo de control se repite tantas veces sea necesario (segundos). Sin embargo, un control de pozo con terminaciones inteligentes por sí solo no garantiza realizar un barrido eficiente de petróleo, ya que no tiene en cuenta los posibles daños (disturbios críticos) que se puedan presentar en cada zona de inyección como las canalizaciones, fracturas o taponamientos, por lo tanto es necesario implementar un control supervisorio (feedforward) mediante un método de diagnóstico en línea para prevenir este tipo de disturbios dentro del proceso.

h) *Listados de equipos e instrumentos preliminares:*

La tecnología utilizada para el sistema de control del pozo inyector se describe en dos escenarios: armario de control ubicado en superficie y la terminación inteligente ubicada en fondo del pozo. El armario de control comprende los equipos e instrumentos de control en superficie que permite accionar las ICV y monitorear las variables del proceso para posteriormente enviarlas desde campo hasta las estaciones de monitoreo y supervisión. La terminación inteligente comprende los equipos en fondo de pozo necesarios para la inyección de agua zonal hacia la formación como empaques y mandriles, e instrumentos de control como las válvulas ICVs y los sensores de monitoreo ubicados en cada intervalo. Algunas de las ventajas de utilizar este tipo de tecnología son [81]:

- ✓ Acceso a diferentes zonas con un solo pozo.
- ✓ Disminución de tiempo de inactividad e intervención permitiendo ahorrar costos.
- ✓ Una respuesta rápida ante un cambio repentino.

Las terminaciones con ICV o terminaciones inteligentes se optimizan mediante monitoreo y control de fondo de pozo en forma remota [76]. La tabla 2.5 lista los instrumentos y equipos que hacen parte de la terminación inteligente y el sistema de control en superficie.

Tabla 2.5. Listado preliminar de equipos e instrumentos de control en un pozo inyector.

Equipo	Función	Ubicación
Empaque hidráulico	Proveer un sello entre el revestimiento y la tubería para aislar zonas de interés.	Terminación del pozo
Mandril de bolsillo lateral	Elemento que sirve como receptáculo para la instalación de las ICV y para la conexión con la tubería de inyección.	Terminación del pozo
ICV	Regular el caudal y presión de inyección en cada una de las zonas de interés.	Terminación del pozo
Sensor de flujo	Monitorear el caudal de inyección en cada zona por medio de las variaciones de temperatura y enviar la información	ICV

	hasta el armario de control (PLC).	
Sensor de posición	Verificar si la ICV quedo en la posición deseada luego de aplicar el esfuerzo de control sobre esta. Basándose en la posición medida se infiere la caída de presión sobre la válvula, necesaria para el cálculo de la presión de inyección.	ICV
PLC	Controlador de flujo que permite regular el caudal inyectado en cada intervalo por medio de la señal de control enviada a las ICV en fondo de pozo. El PLC también recibe los datos necesario para ejecutar el algoritmo de control y de la misma forma enviarlos hasta el centro de monitoreo y supervision.	Armario de control
Modulo modem PLC/RS485	Es una pasarela de comunicación entre el PLC y la telemetría <i>Power Line Communications</i> que recibe las señales provenientes de los sensores en fondo de pozo y envía las señales de control hasta la ICV.	Armario de control
Módulo de comunicación inalámbrica	Medio de comunicación inalámbrica entre el PLC y el centro de monitoreo y supervision.	Armario de control

Fuente propia.

Los diagramas de control y una descripción más detallada de los equipos requeridos en el proceso de inyección de agua con terminación inteligente se describen en el siguiente capítulo.

2.4. Control supervisorio

El objetivo del control supervisorio es realizar la vigilancia y seguimiento del proceso de inyección.

Actividades

En el control supervisorio son realizadas periódicamente las siguientes actividades:

- Medir y/o calcular las presiones y caudales de inyección en cada intervalo.
- Calcular y establecer la inyectividad y presión promedio del yacimiento en la zona de influencia del pozo inyector.
- Realizar un diagnóstico de las condiciones del pozo en cada zona de inyección.
- Definir los nuevos valores de caudal de inyección para cada zona de la formación.

Descripción

El éxito en los proyectos de inyección de agua está relacionado a varios factores: el funcionamiento de cada pozo individual, el equilibrio entre inyección y producción, y la prevención de los fallos en las zonas de inyección teniendo en cuenta la heterogeneidad y condiciones cambiantes de la formación, lo cual requiere la adquisición rutinaria, el almacenamiento e interpretación de grandes cantidades de datos de forma eficiente para identificar problemas y actuar rápidamente [82].

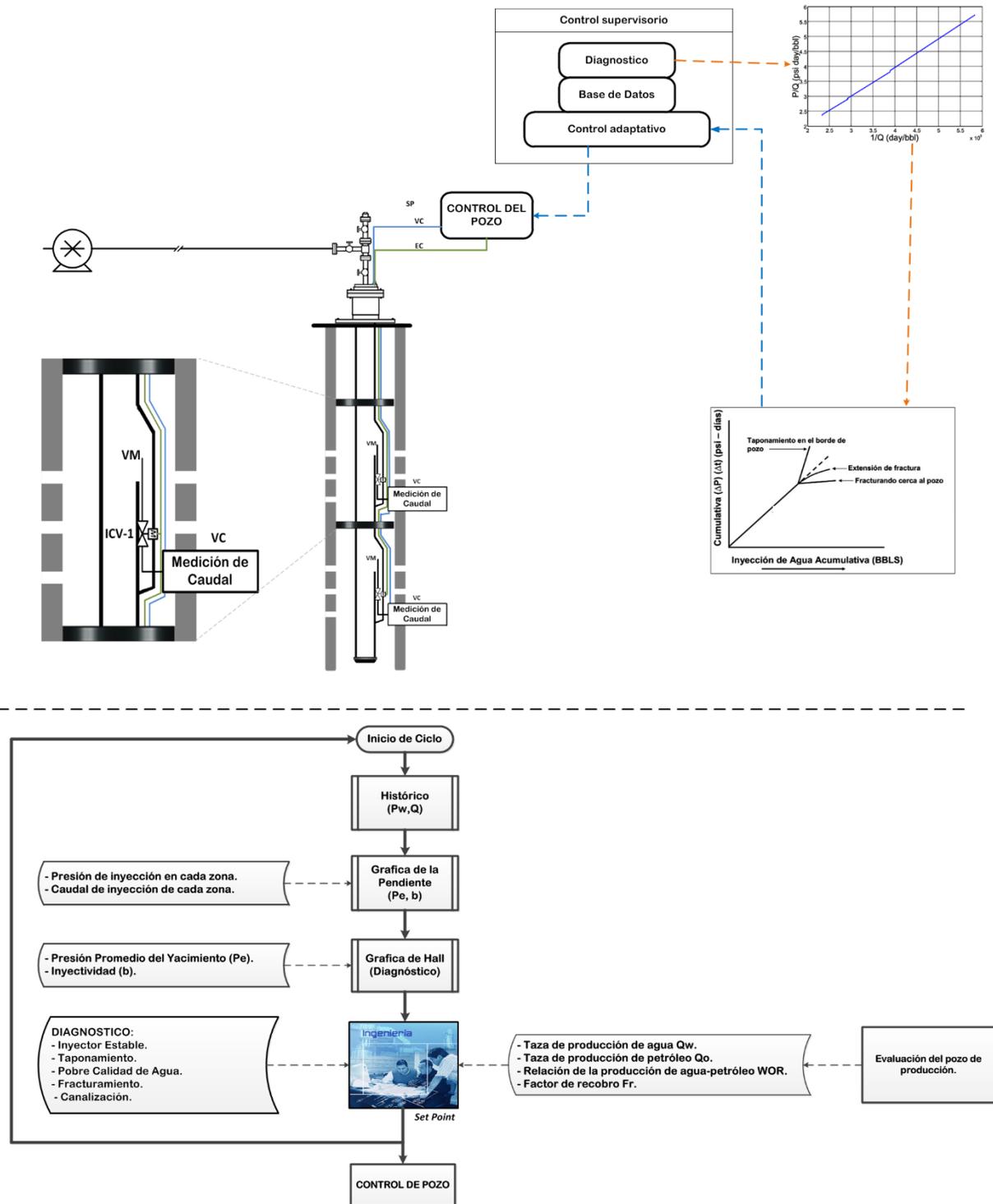


Figura 2.10. Diagrama del control supervisorio basado en el Método de Hall Revisado. Fuente propia.

En base a los requerimientos y complicaciones presentadas en los procesos de inyección de agua es oportuno utilizar una herramienta de vigilancia y seguimiento que analice eficazmente la información y realice un diagnóstico de las condiciones del pozo en cada zona de inyección. En este trabajo de grado es propuesto un control supervisorio (Figura 2.10) basado en el *Método de Hall Revisado*:

A continuación se hace una descripción de la implementación del método de Hall Revisado mediante la descripción de cada una de las fases descritas en esquema del sistema de control supervisorio (Figura 2.10).

Fase 1: Histórico de caudal y presión de inyección

La presión (P) y caudal (Q) de inyección en cada zona de la formación representan los datos básicos necesarios para la implementación del Método de Hall Revisado. El caudal se obtiene por medio del sensor de flujo instalado en el cuerpo de la ICV en cada intervalo, mientras la presión de inyección es inferida en base a la caída de presión de la ICV (en relación a su posición), la profundidad del intervalo y la presión en cabezal.

Estos datos de P y Q en cada zona son monitoreados y almacenados por ciclos iniciando desde el momento de arranque del proceso de inyección en el pozo o en tiempos establecidos por los ingenieros (una fecha específica o luego de la adecuación del pozo) y finalizando luego de un periodo de tiempo definido en días, semanas o meses.

Fase 2: Grafica de la Pendiente

La “*Grafica de la pendiente*” es una representación gráfica construida en base a los datos históricos de P y Q almacenados en cada ciclo para cada zona de inyección y la información relacionada con las características geológicas y propiedades físicas de la formación y el pozo inyector. La grafica de la pendiente construida en base a los datos previamente mencionados permitirá determinar los valores reales de la inyektividad (b) y la presión promedio del yacimiento (P_e) relacionados a cada zona del pozo inyector.

Fase 3: Grafica de Hall

La “*Gráfica de Hall*” es una representación gráfica de diagnóstico construida en base a la presión de inyección, caudal de inyección, inyektividad y la presión promedio de la yacimiento, con los cuales se determina las condiciones presentes en cada zona de inyección. El análisis de las condiciones presentes en cada zona de la formación se realiza de acuerdo a 4 criterios (Figura 2.11):

- A. Inyección estable.
- B. Taponamiento.
- C. Pobre calidad de agua.
- D. Fracturamiento.
- E. Canalización.

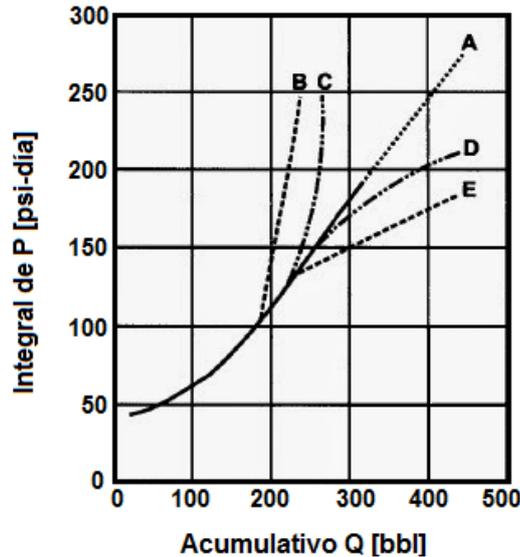


Figura 2.11. Esquema de los posibles resultados obtenidos en base a la gráfica de Hall. Fuente propia.

Fase 4: Generación de Set Point

Esta es la fase final de la metodología empleada en el sistema de control supervision del proceso de inyección de agua, donde se define los valores de caudal deseados en cada zona de la formación del pozo inyector. Estos valores deseados de caudal (*Set Point*) son determinados por los ingenieros de yacimiento y producción en base a los datos arrojados en la Gráfica de Hall y los resultados obtenidos en los pozos de producción afectados por el pozo inyector, es decir, la tasa de producción de agua y petróleo, la relación de producción de agua-petróleo y el factor de recobro (Figura 2.10).

El procedimiento anteriormente descrito representa el análisis realizado para una zona de inyección, en el caso de 2, 3 o más zonas debe realizarse una descripción similar para cada una de ellas.

Para leer en más detalle el procedimiento y análisis de la aplicación del Método de Hall Revisado aplicado a proceso de inyección de agua remitirse al artículo técnico de SPE “Monitoring Waterflood Operations: Hall’s Method Revisited”, (ref. 56).

Descripción del centro de control y monitoreo para el proceso de inyección de agua

El objetivo general del centro de control y monitoreo (CCM) es recopilar la información, almacenarla, procesarla y enviar las órdenes de control provistas por el personal calificado (ingeniero de producción y/o yacimiento) en base a la evaluación de los resultados obtenidos mediante el análisis del Método de Hall Revisado y los resultados de producción (Figura 2.12).

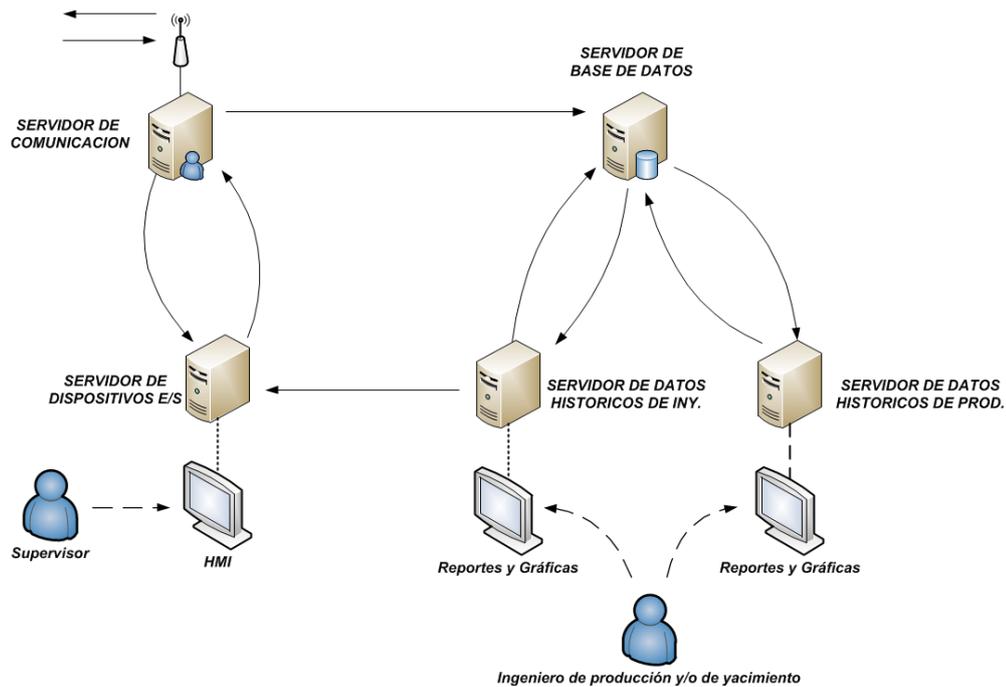


Figura 2.12. Propuesta del esquema general del CCM para el proceso de inyección de agua. Fuente propia.

Un CCM es una estación de trabajo donde los ingenieros de yacimiento y producción analizan y evalúan los datos provenientes de cada pozo inyector y aquellos obtenidos en los pozos de producción afectados por la inyección de agua. La información proveniente desde los pozos de inyección es transmitida desde el armario de control hasta un servidor de comunicación ubicada en el CCM. En el caso de los resultados de producción, serán enviados luego de establecer la producción total del petróleo y el agua en los pozos productores afectados. Un módulo de comunicación inalámbrica (similar al utilizado en el armario de control en campo) recibe los datos enviados desde campo y un servidor de comunicaciones los distribuye hacia una base de datos y a un servidor de dispositivos donde se encuentra el HMI del proceso.

Un servidor de datos históricos de producción e inyección permite acceder a la información recopilada durante un periodo de tiempo previamente establecido (ciclo). Dicha información es presentada en forma de reportes y tendencias con las cuales los ingenieros encargados del proyecto determinan los valores de caudal deseado en cada zona de la formación en base al diagnóstico de los pozos de inyección y a los resultados obtenidos en los pozos de producción afectados.

De acuerdo a la decisión de los ingenieros, se establecen las órdenes de control que son enviadas hasta el servidor de dispositivos de E/S donde un operario o supervisor realiza las modificaciones pertinentes. Las modificaciones realizadas en esta estación son enviadas al servidor de comunicación desde donde se transmiten las órdenes de control de forma inalámbrica hasta el armario de control ubicado en campo.

2.5. Base de datos

El objetivo primordial de la base de datos es almacenar, analizar y procesar la información obtenida

Descripción

En la base de datos se encuentra toda la información almacenada y requerida en cada una de las etapas del proceso de inyección de agua. Está dividida en tres módulos comprendidos por: datos e información obtenidos en la etapa preliminar de la inyección de agua, datos utilizados luego del arranque del proceso para la implementación del Método de Hall Revisado (Presión y caudal de inyección en cada zona) y los datos requeridos de los pozos de producción afectados por la inyección de agua (Figura 2.13).

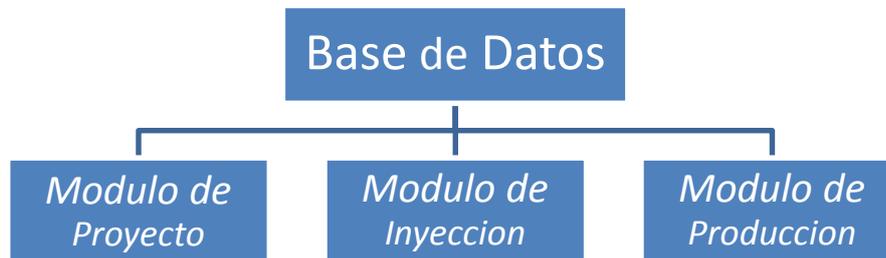


Figura 2.13. Representación de la información del proceso de inyección de agua almacenada en la base de datos. Fuente propia.

El desarrollo de la base de datos para los proyectos de inyección de agua en campos petroleros es de gran importancia ya que estos brindan información oportuna cuando se requiera realizar acondicionamientos de los pozos o instalación de nuevas tecnologías. También es una parte fundamental dentro del sistema de control supervisorio donde es necesario conocer los datos históricos de las variables del proceso para realizar un diagnóstico y análisis de las condiciones en fondo de pozo a través del Método de Hall Revisado. En la tabla 2.6 se presente un resumen de la información requerida y los resultados obtenidos en cada una de las etapas del proceso de inyección de agua.

Tabla 2.6. Información requerida y obtenida en cada etapa del proceso de inyección de agua.

BASE DE DATOS	
Etapas preliminar a la inyección de agua (Modulo de proyecto)	
<i>Estudios previos</i>	<p>Información requerida:</p> <p>Durante la producción primaria se ve la necesidad de implementar otras estrategias para la recuperación de hidrocarburos, por esta razón los ingenieros de yacimiento y geólogos ven la necesidad de iniciar un programa de estudios previos que den paso a la producción mediante procesos de inyección de agua.</p>
	<p>Resultados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características geológicas de la formación. • Características petrofísicas del yacimiento y de los fluidos que se

	<p>encuentran allí.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Establecer el número de intervalos de inyección y su longitud, la profundidad de estos y el patrón de inyección. • Determinar la viabilidad económica para la implementación o no de un proyecto de inyección de agua.
<i>Construcción de pozo de inyección y cañoneos</i>	<p>Información requerida:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conocer el patrón de inyección escogido, la ubicación y cantidad de zonas de la formación para la inyección. • Estratificación de la formación para el desarrollo de la adecuación del pozo.
	<p>Resultados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Datos de la adecuación del pozo: radio, longitud total, diámetro del revestimiento y longitud • Datos de las operaciones de cañoneo.
<i>Diseño e instalación de sartas de inyección selectivas</i>	<p>Información requerida:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características geológicas de la formación. • Características de las zonas de la formación escogidas para la inyección de agua. • Profundidades de las zonas de formación de interés. • Intervalos cañoneados. • Puntos de inicio y finalización de cada zona de inyección.
	<p>Resultados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Longitud y número de intervalos. • Profundidad de cada intervalo • Número y ubicación de cada válvula de regulación de flujo.
<i>Pruebas de presión e inyección en fondo de pozo</i>	<p>Información requerida:</p> <p>Longitud, número y profundidad de cada intervalo de inyección.</p>
	<p>Resultados:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión promedio del yacimiento antes de iniciar el proceso de inyección. • Capacidad de inyección: caudal y presión de inyección máxima en cada zona de inyección.
Control y monitoreo del proceso (Modulo de inyección)	
Control de planta (Terminación inteligente)	<p>Información necesaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Valores iniciales recomendados de presión y caudal de inyección. • Capacidad de agua disponible enviada por la red de suministro hacia los pozos. • <i>Set point</i> de caudal para cada zona de la formación.

	<p>Resultados: Estado de las válvulas y condiciones operacionales en cada intervalo de inyección como: el caudal y presión de inyección actuales.</p>
Control supervisorio	<p>Información necesaria:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Características físicas y químicas de cada zona de la formación seleccionada para la inyección: <ul style="list-style-type: none"> - Permeabilidad. - Espesor de la formación. - Factor volumétrico de la formación. - Radio del pozo. - Radio de influencia del pozo. • Histórico de presión y caudal de inyección en cada zona de inyección durante un ciclo o periodo de tiempo previamente definido por los ingenieros (días, semanas o meses). • Resultados de los pozos de producción afectados por la inyección de agua.
	<p>Resultados: Nuevo <i>set point</i> de ajuste para cada zona de inyección estimado en ciclos (días, semanas o meses) o luego de haber realizado una intervención en el pozo.</p>
Resultados de pozos de producción afectados (Modulo de producción)	
<ul style="list-style-type: none"> • Producción de agua (Qw). • Producción de petróleo (Qo). • Relación de producción agua-petróleo (WOR). • Factor de recobro (Fr). 	

Fuente propia.

2.6. Regulación ambiental para proyectos de inyección de agua

De acuerdo al decreto 3020 de 2010 en su artículo 27:

“Artículo 27. De la reinyección de residuos líquidos. Solo se permite la reinyección de las aguas provenientes de la exploración y explotación petrolífera, de gas natural y recursos geotérmicos, siempre y cuando no se impida el uso actual o potencial del acuífero. El Estudio de Impacto Ambiental requerido para el otorgamiento de la licencia ambiental para las actividades de exploración y explotación petrolífera, de gas y de recursos geotérmicos, cuando a ello hubiere lugar, deberá evaluar la reinyección de las aguas provenientes de estas actividades, previendo la posible afectación al uso actual y potencial del acuífero.”

Los requerimientos para pozos inyectoros en la exploración de hidrocarburos dispuestos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y el ANLA son los siguientes:

La disposición final de aguas provenientes de la exploración de hidrocarburos se podrá realizar a través de las siguientes actividades de reinyección:

1. *Recuperación Mejorada*: Utilizar a través de un pozo inyector las aguas provenientes de la exploración y explotación de petróleo y gas para recuperación secundaria o recuperación mejorada, con el fin de mantener o incrementar la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia los pozos de explotación.
2. *Disposición*: Confinar a través de un pozo inyector, las aguas provenientes de la exploración y explotación de petróleo y gas en una formación geológica que cuente con: - las condiciones de inyectividad apropiadas para la confinación de las mismas y -con un sello natural impermeable que no permita la migración de dichos fluidos hacia otras formaciones.

La información necesaria para la descripción de un proyecto de inyección de agua requiere de la siguiente Información básica:

- Descripción del Proyecto.
- Demanda, uso y aprovechamiento de recursos naturales.
- Plan de manejo ambiental.

Descripción del proyecto:

- Ubicación estimada y número de pozos en cada plataforma. • Nuevos o existentes a convertir.
- Descripción técnica y diseños tipo del pozo inyector.
- Análisis técnico de como el agua residual será reinyectada a la formación geológica sin causar impactos en las formaciones de acuíferos y /o agua subterránea.
- Descripción de formación geológica que funcione como sello natural impermeable que no permita migración a otras formaciones.
- Ubicación relativa de los acuíferos y su permeabilidad de las unidades estratigráficas que separan el acuífero de la formación objetivo.
- Riesgos de generación de sismicidad desencadenada.
- Infraestructura y maquinaria asociada a la perforación de pozo inyector o a su conversión.
- PMA específico: Ubicación geo-referenciada de pozo inyector y diseños finales.

Demanda, uso y aprovechamiento:

- Caudal proyectado a reinyectar.
- Evaluación de la formación geológica propuesta para la reinyección.
- Monitoreo calidad fisicoquímica del agua.
- Monitoreo cada 6 meses, frecuencia que podrá ser ajustada por la ANLA.
- Se debe incluir un Área de Revisión del pozo inyector para la cual se debe suministrar ubicación, profundidad y estado de:

- Con base en lo anterior proveer análisis de riesgo de afectación de acuíferos de abastecimiento y de intercomunicación de pozos y medidas de manejo de dichos riesgos.
- Medidas de contingencia que se aplicarán en caso de presentarse migración de las aguas reinyectadas a acuíferos o a la superficie.
- Condiciones desde el punto de vista ambiental para el abandono de los pozos inyectores y las actividades de control ambiental posteriores al abandono de los mismos.

3. INGENIERIA BÁSICA

El objetivo de la ingeniería básica es definir las líneas fundamentales del diseño de la terminación inteligente instalada al final del pozo, describir sus componentes y como se relacionan. La terminación inteligente pretende ser una alternativa viable para los operadores de campos petroleros por ser un sistema versátil frente a las necesidades del proceso por cuanto permite regular una variable importante que influencia la optimización del recobro de petróleo.

La propuesta de automatización busca mejorar el proceso de inyección de agua, a través de una sarta selectiva con terminación inteligente y un sistema de control y supervisión en superficie. La terminación inteligente será una combinación de componentes organizados para controlar el flujo en cada intervalo.

El sistema común de inyección (caudal de inyección fijo) es reemplazado por un sistema con una válvula de control ICV y un sistema global que soporta sus decisiones en lo ocurrido en los pozos de producción para definir la manipulación de la ICV y suministrar o variar un caudal de agua específico.

3.1 Requerimientos generales de un pozo inyector de agua con terminación inteligente, caso Colombia

Para describir los detalles del proyecto de automatización se asume en forma de ejemplo los requerimientos exigidos por la empresa estatal colombiana Ecopetrol en una adjudicación de contrato para automatizar un proceso de inyección.

Las empresas operadoras de los campos son las encargadas de plantear y exigir el cumplimiento de estos requerimientos según las necesidades del proceso, las facilidades operativas y las condiciones de la formación de roca receptora.

Los requerimientos se agrupan en tres: mecánicos, operación y automatización. En conjunto describen las condiciones a cumplir en un sistema de inyección de agua caso Colombia.

3.1.1. Requerimientos mecánicos para la sarta de inyección

El diseño de la terminación de un pozo de inyección tiene como línea base a manera de ejemplo el estado mecánico previamente establecido por Ecopetrol, además de tener en cuenta la descripción y especificaciones técnicas de cada conexión a que haya lugar. En la tabla 3.1 se describe para un pozo de 8500 ft los componentes que junto a la terminación inteligente conforman la sarta de inyección.

Tabla 3.1. Requerimientos mecánicos de un pozo inyector de agua.

Parámetros de diseño	Unidad	Valor
Fondo del pozo	ft	8500
Profundidad a la cual inicia la terminación inteligente	ft	8200
Máxima desviación	Grados	14
Revestimiento	Especificaciones	
Revestimiento externo	13 3/8", 61#.	
Revestimiento interno	9 5/8", 53,5#.	
Tubería de inyección	2 7/8", 6,5#. Como tubería principal de inyección hasta fondo, provista por Ecopetrol.	
Cabezal y Tubería de suspensión	Cuenta con dos servicios de 3/8" para sacar los cables a superficie, provista por Ecopetrol	
Empaque de Inyección	Para esta aplicación se requiere del suministro de un empaque con mecanismo de asentamiento de tipo hidráulico, para ser posicionado en el revestimiento de 9 5/8", con tubería de inyección de 2 7/8". Los elastómeros del empaque deben soportar presión diferencial mínima de 4000 psi.	
Accesorios adicionales	El eventual proveedor podrá ofertar si lo considera necesario para garantizar el buen desempeño y la integridad de los pozos y los equipos solicitados, accesorios adicionales como: camisas de circulación, <i>niples</i> para prueba de tubería, accesorios para asegurar la interconexión de la línea, bloques excéntricos, y cualquier otro elemento necesario requerido para la correcta operación e instalación de la terminación.	

Fuente: Tomado de [10].

3.1.2. Requerimientos de operación

El proceso de inyección de agua implica conocer los valores de las variables que delimitan la operación. La tabla 3.2 presenta valores promedio a tener en cuenta en la operación de la terminación inteligente como: caudal de agua máximo que puede aportar el pozo, presión de inyección que se espera, valores de temperatura en el fondo del pozo y presión del yacimiento.

Tabla 3.2. Requerimientos de valores de operación en variables para el proceso de inyección de agua con terminación inteligente.

Requerimientos de operación	Unidad	Valor	Especificación
<i>Tasa de inyección de agua</i>	BWPD	3500	Hace referencia al volumen máximo de agua inyectado en todo el pozo inyector.
<i>Temperatura mínima de diseño</i>	°F	266	Las temperaturas al interior del pozo pueden alcanzar este valor, por lo tanto se debe tomar en cuenta para el diseño de los equipos instalados en el fondo del pozo.
<i>Presión máxima de inyección</i>	psi	3600	Hace referencia a la presión máxima de inyección en cada zona de la formación.
<i>Presión de yacimiento</i>	psi	1500	Valor promedio de presión en el yacimiento, el cual varía de un campo a otro.

Fuente: Tomado de [10].

Cabe mencionar que estos valores de caudal total inyectado en el pozo, presiones máximas de inyección en cada zona, presión de yacimiento, y la temperatura en el fondo del pozo varían entre un yacimiento y otro, por lo cual no serán valores fijos y están sujetos a cambios.

Nota: La temperatura y la presión máxima de inyección mostradas en la tabla 3.2, varían su valor dependiendo de la profundidad del pozo y la ubicación en la cual se encontrará la terminación inteligente, por lo tanto es necesario tener en cuenta el gradiente de temperatura y el gradiente de presión para cada formación.

3.1.3. Requerimientos de automatización

Dentro de los requerimientos de automatización para monitoreo en procesos de inyección de agua se tiene en cuenta lo siguiente (ejemplo tomado del Campo la Cira Infantas):

- Seguimiento y análisis de las condiciones de producción e inyección.
- Acceder a información del caudal y presión de inyección continuamente.
- Seguimiento a las condiciones operativas (caudal y presión).
- Analizar tendencias de inyección, condiciones de operación, diagnóstico de problemas y calidad de agua inyectada.
- Realizar una evaluación temprana con los registros de las variables del proceso para detectar variaciones que indiquen arenamiento o posibles canalizaciones. Si la evaluación es negativa es necesario realizar otras pruebas que impliquen intervenir el pozo como operaciones de *slickline* o toma de perfiles de inyección.

Cabe señalar que los requerimientos de automatización para un proyecto de inyección de agua, varía entre un campo y otro, por lo tanto, los requerimientos determinados para un campo en particular pueden no ser aplicables en otros.

3.1.4. Validación del diseño por Ecopetrol

Normalmente Ecopetrol o la empresa operadora del campo validara el diseño propuesto revisando toda la información técnica de la terminación del pozo inyector, esto incluye:

- Consideraciones para la selección de materiales de los componentes propuestos para el diseño, acordes a las condiciones operativas que se esperan en el pozo inyector.
- Diagrama esquemático de la terminación, con dimensiones y longitudes y tipos de conexiones para cada componente.
- Características del sistema de regulación de caudal.
- Características del sistema de monitoreo.

3.2. Diseño básico de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua

Para la propuesta del diseño básico de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua, se tendrán en cuenta las especificaciones que la empresa estatal Ecopetrol exige dentro de los proyectos de inyección de agua y las características operacionales que comúnmente se manejan en los campos petroleros colombianos.

El diseño básico del sistema de terminación inteligente inicia con un listado de especificaciones y una descripción procedimental del proceso de control y supervisión del proceso de inyección, que serán la base a la hora de describir el proceso de flujo y la instrumentación de control requerida. Cabe aclarar que la descripción en cada uno de estos procesos se realiza con base a una motobomba que suministra el fluido a un pozo inyector, sin embargo, el proceso real cuenta con varias motobombas las cuales envían el agua por una red de tuberías a todos los pozos de inyección existentes en campo.

3.2.1. Especificaciones propuestas de automatización sistema de terminación inteligente en pozos de inyección de agua

En la presente propuesta de automatización para el diseño de una terminación inteligente en pozos inyectores de agua; busca cumplir con los requerimientos establecidos tomando en cuenta las limitaciones de la válvula diseñada. En la tabla 3.3 se listan las especificaciones tomadas en cuenta.

Tabla 3.3. Especificaciones de diseño para la propuesta de automatización de un sistema de terminación inteligente para pozos inyectores de agua.

Especificaciones para la propuesta de automatización	
<i>Especificaciones para el agua de inyección</i>	En la actual propuesta de automatización no se realizara un sistema de control donde se determine la calidad del agua, en este caso, se asume que el fluido inyectado cumple con las características físico-químicas.

<p>Especificaciones mecánicas del pozo de inyección de agua</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Sarta selectiva con dos (2) zonas. - Operando a profundidades de 8500 ft (2590,8 m) máximo. - Dos tuberías de revestimiento: 13 3/8" y 9 5/8". - Tubería de inyección de 2 7/8". - Empaque con mecanismo de asiento tipo hidráulico, a una tubería de revestimiento de 9 5/8" y tubería de inyección de 2 7/8". - Mandril de bolsillo lateral basado en las especificaciones mostradas en la tabla 3.4.
<p>Especificaciones operacionales</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Caudal de inyección total: 2524 BWPD (para el caso de 2 zonas). - Presión de inyección en cabezal: 1700 psi. - Presión máxima de inyección en las zonas: 3600 psi. - Temperatura máxima de diseño: 266°F (130°C). - Temperatura del agua de inyectada [17]: 68.8 °C - Presión de yacimiento: 1500 psi.
<p>Especificaciones de automatización</p>	<p>Especificaciones de monitoreo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Monitoreo de la posición de las ICVs en cada intervalo. - Monitoreo del caudal de inyección en cada intervalo por medio de sensores de flujo - Monitoreo de la presión en cabeza de pozo. - Monitoreo de presión de inyección en cada zona basándose en la caída de presión en la válvula; dada por la posición de las ICV, la presión en cabeza de pozo y la presión hidrostática promedio en los puntos de inyección (2500 a 3600 psi). - Monitoreo del caudal total inyectado en el pozo (148 a 2524 BWPD). <p>Especificaciones de supervisión:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Realizar un histórico del caudal y presión de inyección en cada zona de inyección. - Evaluación de los resultados en pozos de producción afectados por el pozo inyector (Tazas de producción de petróleo, tazas de producción de agua, relación de petrolero/agua producidos). - Establecer nuevos valores de caudal en cada zona de inyección en periodos establecidos de tiempo o luego de alguna intervención en los pozos.

Fuente propia.

Para el diseño de la terminación inteligente se realizaron una serie de modificaciones en las dimensiones del bolsillo lateral del mandril que servirá como receptáculo para las ICVs Dichas modificaciones son mostradas en la tabla 3.4.

Tabla 3.4. Modificaciones para el diseño del mandril de bolsillo lateral

Parámetros de diseño	Descripción
Tipo	Oval: 4,75 x 4 in OD
Tubería de conexión	2 7/8"
Longitud	85"
Bolsillo	2,3
Bolsillo	1,77"
Material	AISI 4130

Fuente: editado de [83].

3.2.2. Diagrama procedimental para el sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua

Para iniciar la descripción de la propuesta de control y monitoreo del proceso de inyección de agua mediante terminaciones inteligentes, se describe el diagrama procedimental (Figura 3.1) ejecutado en cada intervalo de inyección. En el caso de tener n zonas el mismo procedimiento debe ser repetido n veces.

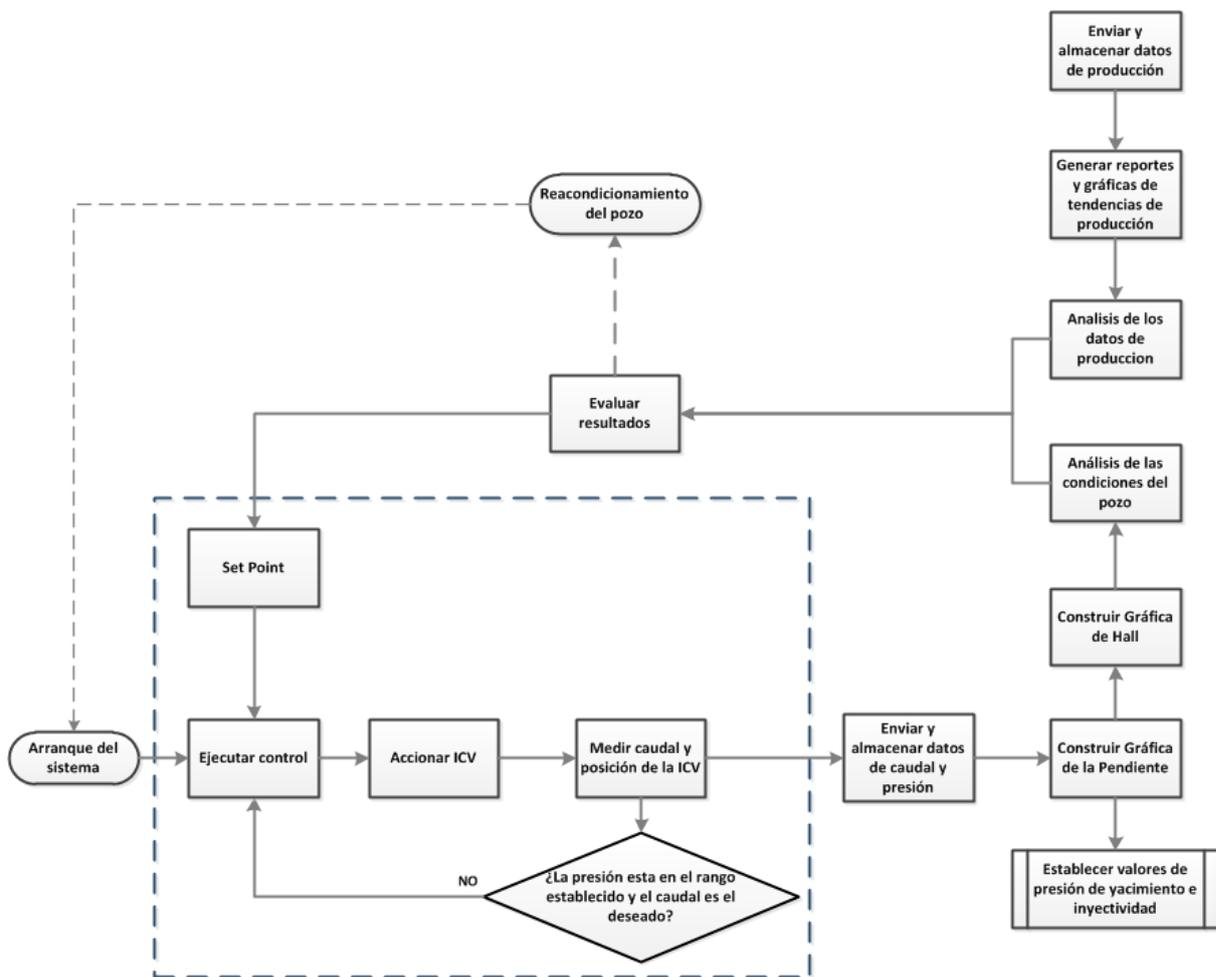


Figura 3.1. Diagrama procedimental para el control y monitoreo de los pozos inyectores con terminación inteligente. Fuente propia.

El diagrama procedimental propuesto para el proceso de inyección de agua (Figura 3.1) describe el sistema de control empleando sartas selectivas con terminación inteligente (zona en recuadro) y el sistema monitoreo de las condiciones en fondo de pozo empleando el Método de Hall Revisado y los resultados obtenidos en los pozos de producción afectados por la inyección.

Cuando el sistema de inyección entra en funcionamiento (*arranque del sistema*) desde superficie se ejecutan las órdenes o instrucciones de control (*Ejecutar control*) para el accionamiento de la ICV ubicada en el intervalo (*Accionar ICV*). En fondo de pozo se monitorea el caudal inyectado y la posición de la ICV para conocer en tiempo real las condiciones de operación (*Medir caudal y posición de la ICV*). Esta información obtenida en fondo de pozo es enviada hasta superficie para contrastar si la posición de la ICV es la adecuada, la presión de inyección está dentro del rango establecido (estimada en función de la posición) y el caudal inyectado está acorde con el valor deseado (*Comparar: posición, presión y caudal*). En relación a los resultados obtenidos, nuevamente se envía una orden de control desde superficie para accionar la ICV. Este proceso se convierte en un lazo de control realimentado cuyo objetivo es inyectar un caudal de agua deseado (*Set Point*) hacia la formación.

El monitoreo del caudal de inyección y la estimación de la presión de inyección en base a la posición de la ICV, la profundidad de cada zona y la presión en cabeza de pozo, son enviados desde campo hasta una estación de monitoreo y supervisión donde se procesan y almacenan en una base de datos (*Enviar y almacenar datos de presión y caudal*). Los datos de presión y caudal almacenados durante un ciclo o periodo de tiempo (días, semanas o meses) se utilizan para realizar un diagnóstico de las condiciones del pozo inyector en la respectiva zona empleando el Método de Hall Revisado. En primera instancia se construye la gráfica de la pendiente con la cual se determinara matemáticamente la presión del yacimiento y la inyectividad (*Construir Grafica de la Pendiente*) y en relación a estos se construye la gráfica de hall (*Construir Grafica de Hall*).

Por su parte, los resultados obtenidos en los pozos de producción afectados por la inyección de agua (producción de agua y petróleo), son enviados y almacenados en una base de datos (*Enviar y almacenar datos de producción*) y posteriormente generar reportes y graficas de tendencias (*Generar reportes y gráficas de tendencias de producción*). Finalmente, los ingenieros de producción y de yacimiento analizan la gráfica de hall obtenida (*análisis de las condiciones del pozo*) al igual que los reportes y tendencias de producción (*análisis de los datos de producción*) para definir el nuevo valor de caudal deseado para cada zona en el pozo inyector (*Evaluar resultados*) el cual será el nuevo *Set Point*.

El sistema de control y monitoreo inicia su ejecución con los valores de caudal y presión previamente definidos en la etapa de estudios previos. La suspensión del proceso puede ocurrir cuando se ha presentado algún daño en alguna de las zonas de la formación o los resultados obtenidos de producción no son lo esperado, por lo cual se realiza una intervención en el pozo inyector para su adecuación (*Reacondicionamiento del pozo*).

3.2.3. Diagrama de flujo de proceso sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua

El sistema de inyección de agua con terminación inteligente propuesto en el presente trabajo de grado es un proceso novedoso, cuyo objetivo es regular el volumen de agua inyectada en diferentes zonas de la formación por medio de válvulas controladas eléctricamente desde superficie. El PFD del sistema de terminación inteligente (Figura 3.2) describe el recorrido que realiza el agua proveniente desde la planta de tratamiento hasta cada una de las zonas de la formación.

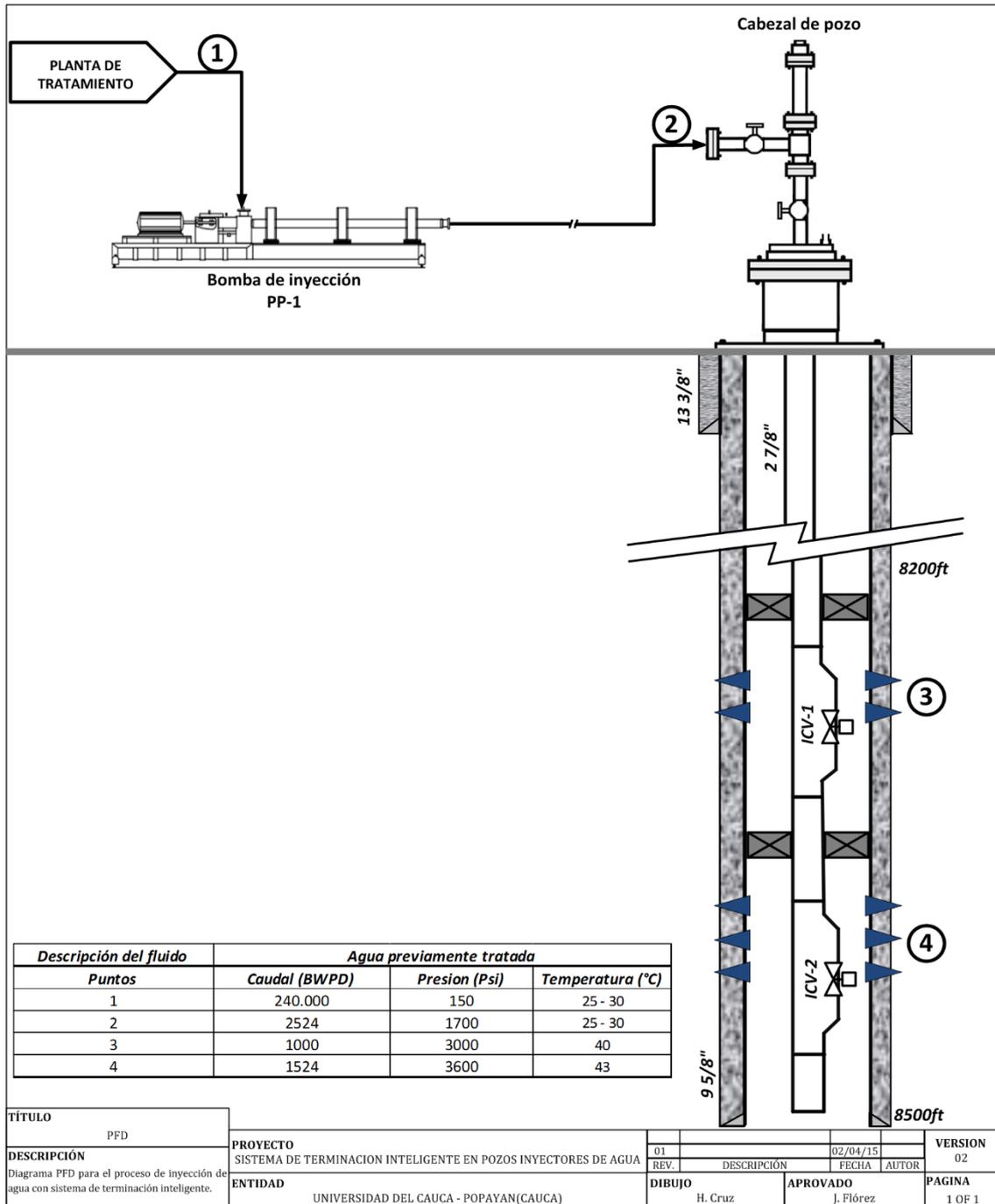


Figura 3.2. Diagrama de flujo de proceso de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua. Fuente propia.

El PFD de la Figura 3.2 describe el proceso de inyección de agua en un pozo que cuenta con una terminación inteligente con dos intervalos de inyección, donde se regula el caudal que ingresa en cada zona de la formación. El sistema incluye la unidad de bombeo que mantiene una presión de inyección constante. El proceso se inicia mediante el uso del agua previamente adecuada en la planta de tratamiento y tomada por las motobombas para enviarla hasta el pozo de inyección incrementando la presión y caudal de inyección requeridos. A continuación, el agua bombeada llega hasta el cabezal del pozo para ser dirigida por medio de la tubería de inyección hasta las zonas de interés a varios metros de profundidad. El agua que ingresa en el pozo es inyectada con una determinada presión y temperatura, pero a medida que desciende, ambos parámetros aumentan con base a los gradientes de presión y temperatura propios de cada yacimiento.

Una vez que el agua llegue a la terminación del pozo, una válvula colocada en el bolsillo del mandril en cada intervalo; regula el porcentaje de caudal de agua que pasa desde la tubería de inyección hacia el espacio anular y finalmente a la formación mediante los cañoneos en el revestimiento. La presión de inyección de cada zona está determinada por la profundidad a la cual se encuentra, la presión registrada en el cabezal del pozo y la caída de presión generada por el elemento final de control.

El proceso de inyección mantiene sus condiciones de operación (caudal y presión) durante periodos de tiempo que pueden durar días, semanas o meses, luego del cual se podrán modificar o mantener.

3.2.4. Esquema general del sistema de control con terminación inteligente en pozos inyectoros de agua

A continuación se hace un análisis del sistema de control propuesto para los procesos de inyección de agua que utilizan terminaciones inteligentes. El sistema se fundamenta en la regulación del caudal inyectado en varias zonas de la formación mediante el accionamiento desde superficie de una válvula ICV ubicada en cada intervalo de la terminación del pozo. La propuesta central se basa en el accionamiento de las válvulas ICVs (2 intervalos y 2 válvulas) mediante líneas de control eléctricas. Adicionalmente en el **Anexo B**. “*Diseño y control de válvulas ICV accionadas hidráulicamente*” se plantea una alternativa para el accionamiento de las válvulas ICVs (1 intervalo y 1 válvula) por medio de líneas de control hidráulicas.

La propuesta de diseño del sistema de control con terminación inteligente en pozos inyectoros de agua (Figura 3.3) comprende los siguientes componentes básicos:

- Armario de control en superficie (Pasarela, PLC y sistema de radio).
- Transmisores de caudal y presión en superficie.
- Telemetría PLC (*Power Line Communications*).
- Terminación inteligente.

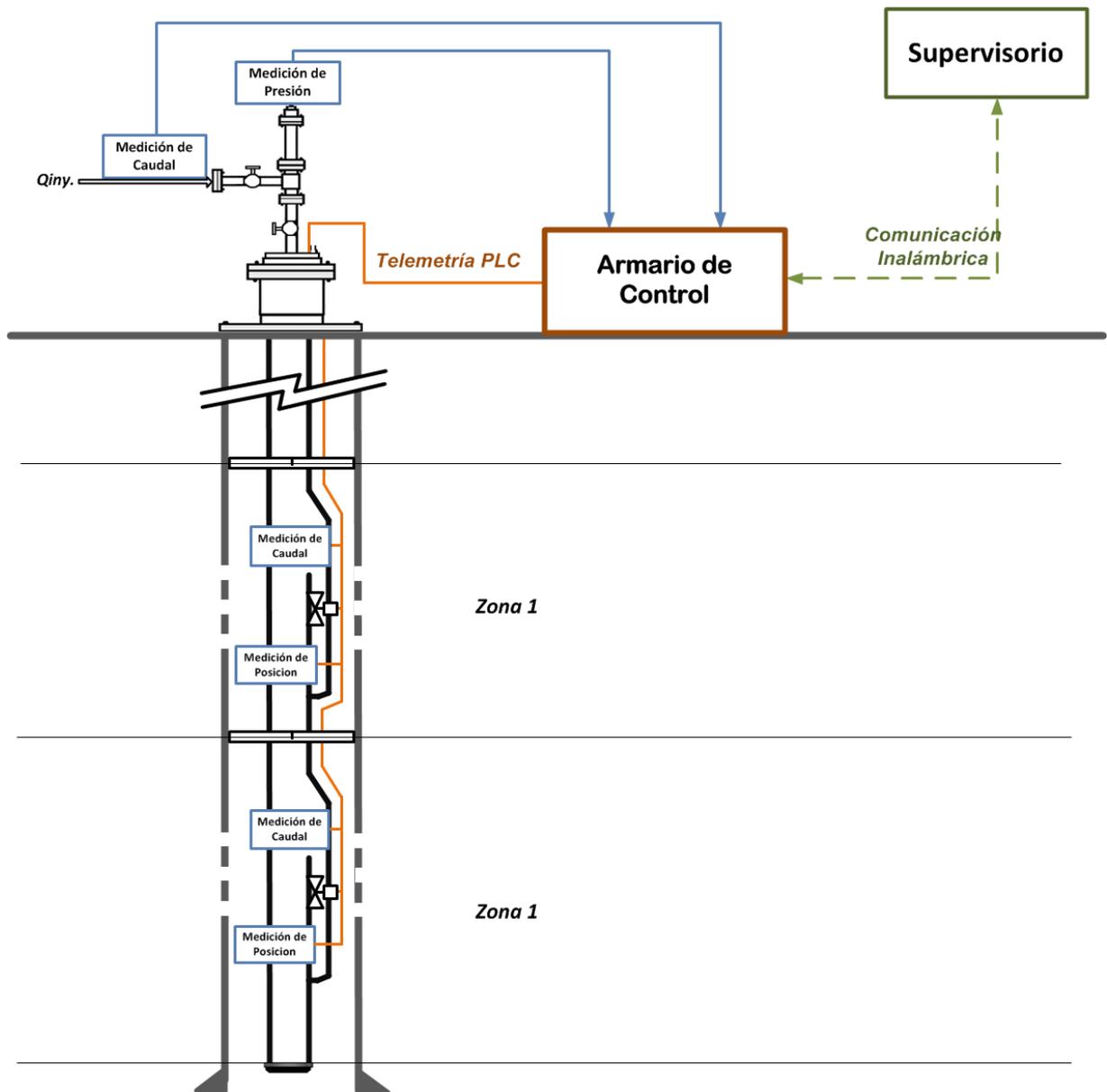


Figura 3.3. Diagrama de los componentes de control del proceso de inyección de agua en pozos. Fuente propia.

El diagrama describe los principales componentes del sistema de control y supervisión para un pozo inyector con sartas selectivas. El sistema propuesto está compuesto básicamente por cuatro elementos: Primero en superficie se tiene dos transmisores ubicados en cabezal de pozo; un transmisor que mide el caudal total inyectado y un transmisor que mide la presión en cabeza de pozo. En superficie también se tiene un armario de control donde es ubicado un controlador encargado de recibir la información de las variables de proceso en superficie y en fondo de pozo, y enviar las órdenes de control hacia el actuador de las ICVs. La Telemetría PLC (*Power Line Communications*) en un canal de comunicación entre el armario de control y las terminaciones inteligentes por donde se envían las ordenes de control y se recibe la información de los sensores de fondo de pozo. Y por último las terminaciones inteligentes ubicadas en el bolsillo lateral del mandril en cada uno de los intervalos de inyección.

El diagrama representa el sistema de control y supervisión sobre la terminación inteligente en un pozo inyector con sartas selectivas. El sistema propuesto está compuesto básicamente por cuatro elementos: un armario de control ubicado en la superficie donde se reciben los datos de los diferentes instrumentos y se envían las ordenes de control hacia los elementos finales de control, un par de transmisores de presión y flujo en cabeza de pozo que se comunican por medio de líneas análogas de 4 a 20 mA, un sistema de comunicación bidireccional fondo de pozo-superficie por medio del uso de la telemetría PLC y dos válvulas ICV (opcionalmente se instalan 1, 2, 3,...n válvulas ICV de acuerdo al número zonas de interés) cada una con sensores de posición y flujo los cuales envían hasta superficie la correspondiente información.

3.2.4.1 Armario de control en superficie

Representa la unidad central donde se reciben las señales provenientes de los equipos en fondo de pozo y transmisores en superficie. La unidad comprende tres elementos principales (Figura 3.4):

- Controlador lógico programable (PLC).
- Módulo modem PLC/RS485.
- Módulo de comunicación inalámbrica.

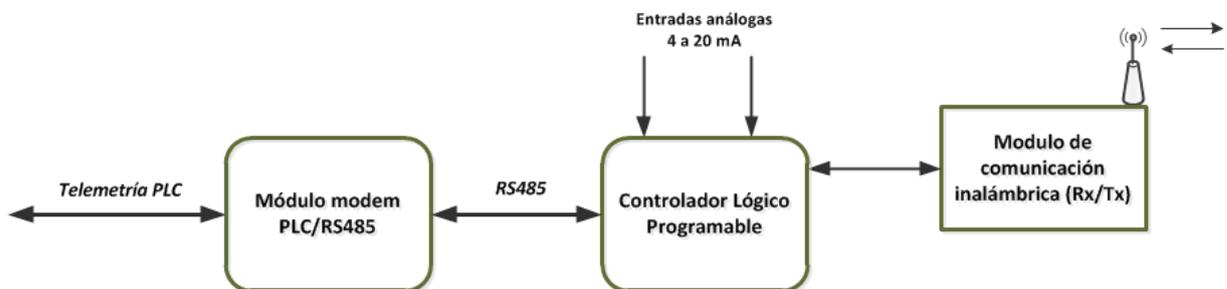


Figura 3.4. Descripción de los componentes localizados en el armario de control ubicado en superficie. Fuente propia.

a. Controlador Lógico Programable (PLC)

El controlador de flujo es el principal componente del armario de control donde esta almacenada la secuencia de instrucciones necesarias para regular el caudal inyectado por medio del accionamiento de las ICVs instaladas en cada intervalo. El controlador debe contar con entradas análogas para recibir la señal de los transmisores ubicados en el cabezal del pozo, un puerto de comunicación RS485 para recibir las señales de los sensores de fondo de pozo y enviar las ordenes de control mediante la pasarela (Modulo Modem PLC/RS485), y un puerto de comunicación Ethernet para acceder al módulo de comunicación inalámbrico (Figura 3.5).

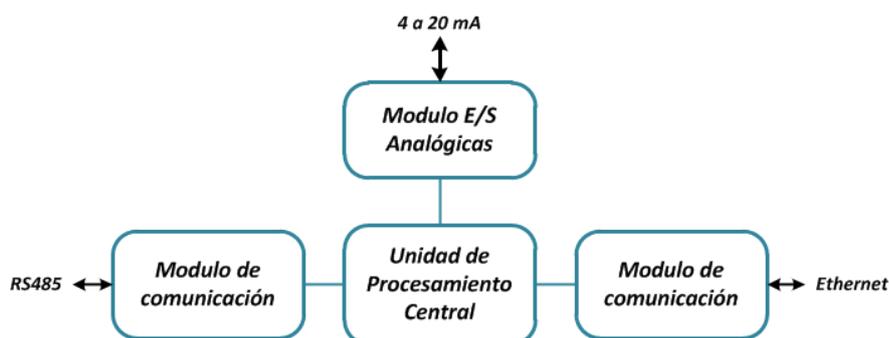


Figura 3.5. Módulos de E/S y comunicación del controlador de flujo propuesto. Fuente propia.

b. Módulo de comunicación inalámbrica

El módulo de comunicación inalámbrica es un dispositivo ubicado tanto en el armario de control como en el centro de control y monitoreo (CCM). La función de los módulos de comunicación inalámbrica es crear un canal de comunicación por el cual se envíen las ordenes de control desde el CCM hasta el armario de control (valor de caudal deseado en cada zona de la formación) y/o se reciba la información proveniente de los sensores de fondo de pozo y transmisores ubicados en el cabezal. Dado que el armario de control y el CCM normalmente se encuentran a varios kilómetros de distancia, es común observar antenas distribuidas en todo el campo para contar con una red de comunicación más extensa (Figura 3.6).

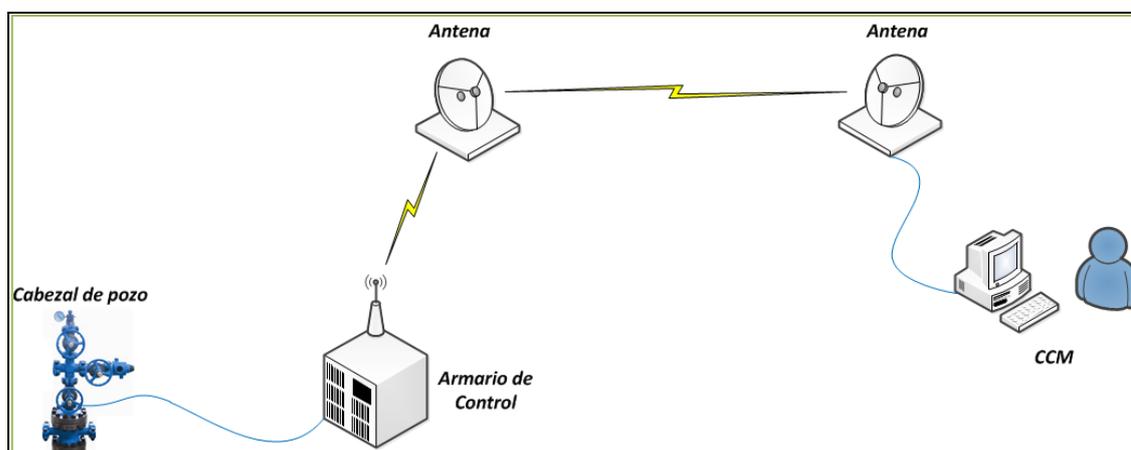


Figura 3.6. Esquema de la red de comunicación inalámbrica. Fuente propia.

La selección de una red de comunicación inalámbrica es particular en cada campo, el cual estará sujeto a las características geográficas, y la ubicación de los pozos inyectores y armarios de control. Con el fin de especificar algún tipo de red inalámbrica de comunicación dentro de la presente propuesta, se recomienda el uso de equipos que trabajen con el estándar IEEE 802.11, ya que están ofrecen una buena velocidad de transmisión (900 MHz y a 2,4

GHz), pocas pérdida de información o interferencia y un buen alcance a sectores de difícil acceso.

c. *Modulo Modem PLC/RS485 y Módulos Modem PLC*

El Modulo Modem PLC/RS485 (modulo central ubicado en el armario de control) y los Módulos Modem PLC (ubicados en fondo de pozo asociados a cada válvula ICV) son dispositivos de comunicación implementados dentro de presente propuesta de automatización para enviar las órdenes de control hacia el actuador de la ICV y monitorear las condiciones en fondo de pozo. Estos dispositivos comercialmente no existen para la aplicación que se pretende dar uso, por lo tanto es una tecnología que debe ser acondicionada.

Estos dispositivos deben permitir realizar la transmisión y recepción de datos por medio de las líneas eléctricas de manera que exista una comunicación entre los equipos en superficie y los instalados en la terminación del pozo (Figura 3.7).

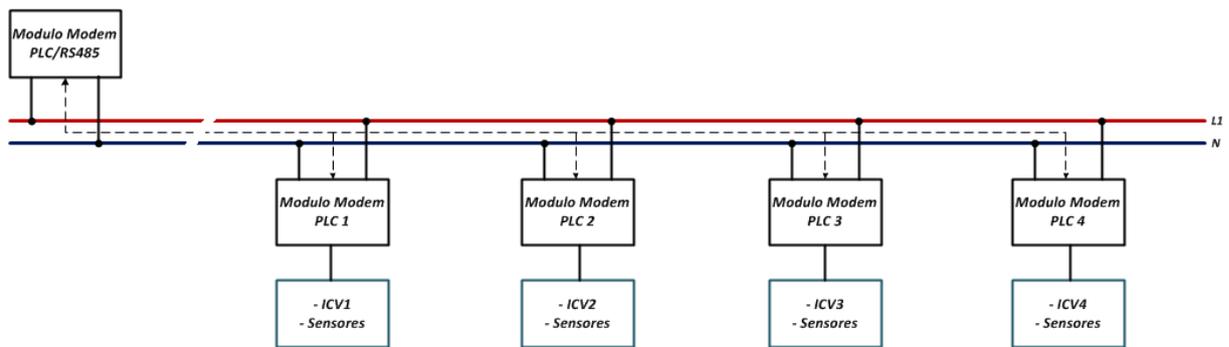


Figura 3.7. Esquema de comunicación entre el Modulo Modem PLC/RS485 y los Módulos Modem PLC en fondo de pozo. Fuente propia.

Dentro de la red de comunicación propuesta serán conectados tantos Módulos Modem PLC como válvula ICV se requieran (número de intervalos). Una de las ventajas que ofrece esta tecnología es que cada módulo es independiente ya que cuenta con una dirección única de manera que la información enviada o recibida desde el Modulo Modem PLC/RS485 tiene un único destino: el Modulo Modem PLC que permite accionar el actuador de la ICV o enviar información de los sensores en cada intervalo.

3.2.4.2 *Transmisores de presión y flujo*

Los transmisores de presión y flujo son instrumentos ubicados en el cabezal de pozo para registrar los datos de presión y caudal de inyección totales en el pozo, ya que esta información es necesaria dentro del sistema propuesto.

a. *Transmisor de presión*

Este transmisor es ubicado en la parte superior del cabezal de pozo para registrar e indicar la presión en cabezal de pozo y enviar la información hasta el armario de control. El valor de presión medido permite determinar la presión de inyección en cada zona de la formación tomando en cuenta la profundidad de los intervalos y la caída de presión registrada en al ICV.

b. Transmisor de flujo

Este transmisor es instalado entre la tubería por la cual se inyecta el agua a presión y el cabezal de pozo. El transmisor registra e indica el caudal de agua total que ingresa en el pozo y envía la información hasta el controlador de flujo ubicado en el armario de control.

3.2.4.3 Telemetría PLC

La telemetría PLC en conjunto con los Módulos Modem PLC (en armario de control y en fondo de pozo) constituye la red de comunicación e interpretación de datos con la cual se controla la apertura de las válvulas ICV y se monitorea las variables de fondo de pozo. En este caso el envío y recepción de datos se realiza por las líneas eléctricas bajadas por el espacio anular entre la tubería de inyección y el revestimiento. Dentro de las características y funcionalidades de la Telemetría PLC incorporadas dentro de la presente propuesta de control están:

- Físicamente se trabajara con líneas eléctricas AC (60Hz), la cual comprende una fase de 110Vac y Neutro.
- El sistema de telemetría debe contar con un módulo central ubicado en el armario de control (Modulo Modem PLC/RS485), y uno o varios módulos receptores asociados a cada ICV (Modulo Modem PLC).
- El esquema de comunicación es de tipo maestro-esclavo.
- La distancia máxima de comunicación desde el Modulo Modem PLC/RS485 hasta el último Modulo Modem PLC en fondo de pozo es de 4 kilómetros (teóricamente).

Dentro del sistema de control propuesto la utilización de la telemetría PLC permite conectar los equipos en fondo de pozo los cuales representan un punto de conexión dentro de la red (Figura 3.8). Tanto la ICV como los sensores en cada intervalo estarán conectados a la red eléctrica por medio de una tarjeta de control receptora, permitiendo acceder a la información enviada desde el modulo maestro ubicado en el armario de control (Modulo Modem PLC/RS485).

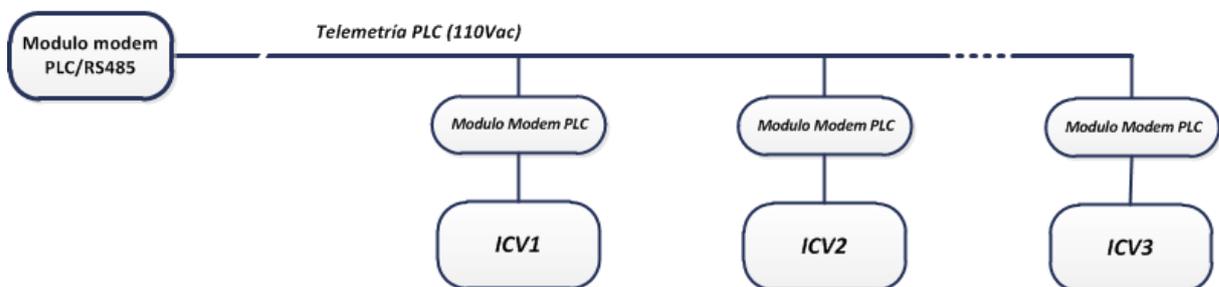


Figura 3.8. Esquema del sistema de telemetría PLC para la comunicación con los equipos en fondo de pozo. Fuente propia.

3.2.4.4 Terminación inteligente

La terminación inteligente se instala en el bolsillo de un mandril para impedir el eventual descenso de herramientas de medición y/o mantenimiento cuando se realizan intervenciones en los pozos, y para permitir el paso del agua inyectada a presión hacia los demás intervalos sin restricción alguna. La terminación diseñada está conformada por 5 componentes básicos (Figura 3.9): mecanismo antirretorno, módulo de medición de flujo, obturador de la ICV, actuador de la ICV y medidor de posición, y tarjetas electrónicas de adecuación de señales. Todos los componentes anteriormente mencionados son instalados en fondo de pozo de manera permanente, y la comunicación a superficie se realiza por medio de la telemetría PLC anteriormente descrita.

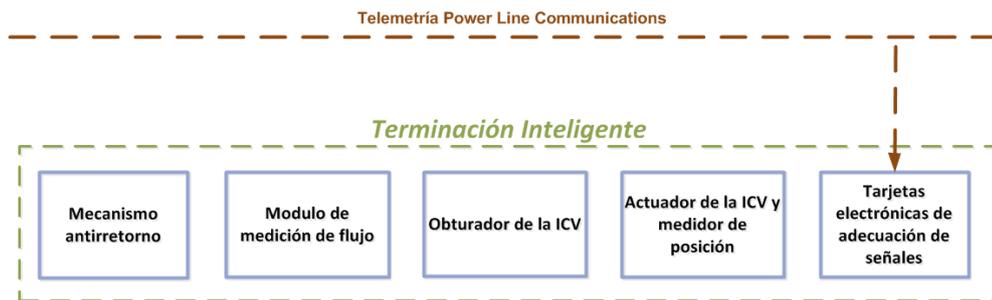


Figura 3.9. Diagrama de los componentes de una terminación inteligente propuesta. Fuente propia.

A continuación se hace una descripción básica de cada uno de estos componentes:

- A. *Mecanismo antirretorno:* Este es un mecanismo de protección para evitar que el agua inyectada en la formación regrese a la sarta de inyección en caso de un paro repentino del sistema o en el caso que la presión del yacimiento sea mayor a la presión de inyección.
- B. *Módulo de medición de flujo:* El módulo de medición de flujo está conectado en serie con la ICV y es el encargado de medir el caudal inyectado en cada zona de la formación. Los sensores de flujo se conectan a las tarjetas de adecuación de señales para el procesamiento y transmisión de la información hasta superficie.
- C. *Cuerpo y obturador de la ICV:* La válvula de control está compuesta por un cuerpo que conduce el agua y que alberga un obturador de doble pistón. La función del eje u obturador de doble pistón es obstruir el flujo de agua. Según la posición del obturador la ICV puede entregar un máximo o mínimo caudal.
- D. *Actuador de la ICV y medidor de posición:* El actuador de la ICV es un sistema electromecánico que mueve el obturador de la ICV. El desplazamiento del obturador se mide con un sensor de posición y un sensor final de carrera para tener una señal que indique cual es la posición de apertura de la ICV.
- E. *Tarjetas electrónicas para adecuación de señales:* Son tarjetas electrónicas encargadas de suministrar la cantidad de energía eléctrica necesaria para que funcionen las piezas o

instrumentos de la terminación inteligente, además de adecuar las señales para enviar y recibir información entre los equipos de control en superficie y los sensores.

3.2.5. Diagramas P&ID del sistema de terminación inteligente

En esta sección se realiza una propuesta de control que tiene como función mantener el caudal de inyección deseado. El diseño de control comprende el accionamiento de las ICVs y la verificación de la posición de las ICVs a través de líneas de control eléctricas que se extienden desde el fondo del pozo hasta la superficie. La información correspondiente a las mediciones de caudal y posición se transmiten inalámbricamente hasta el centro de monitoreo y supervisión ubicado en un lugar distante.

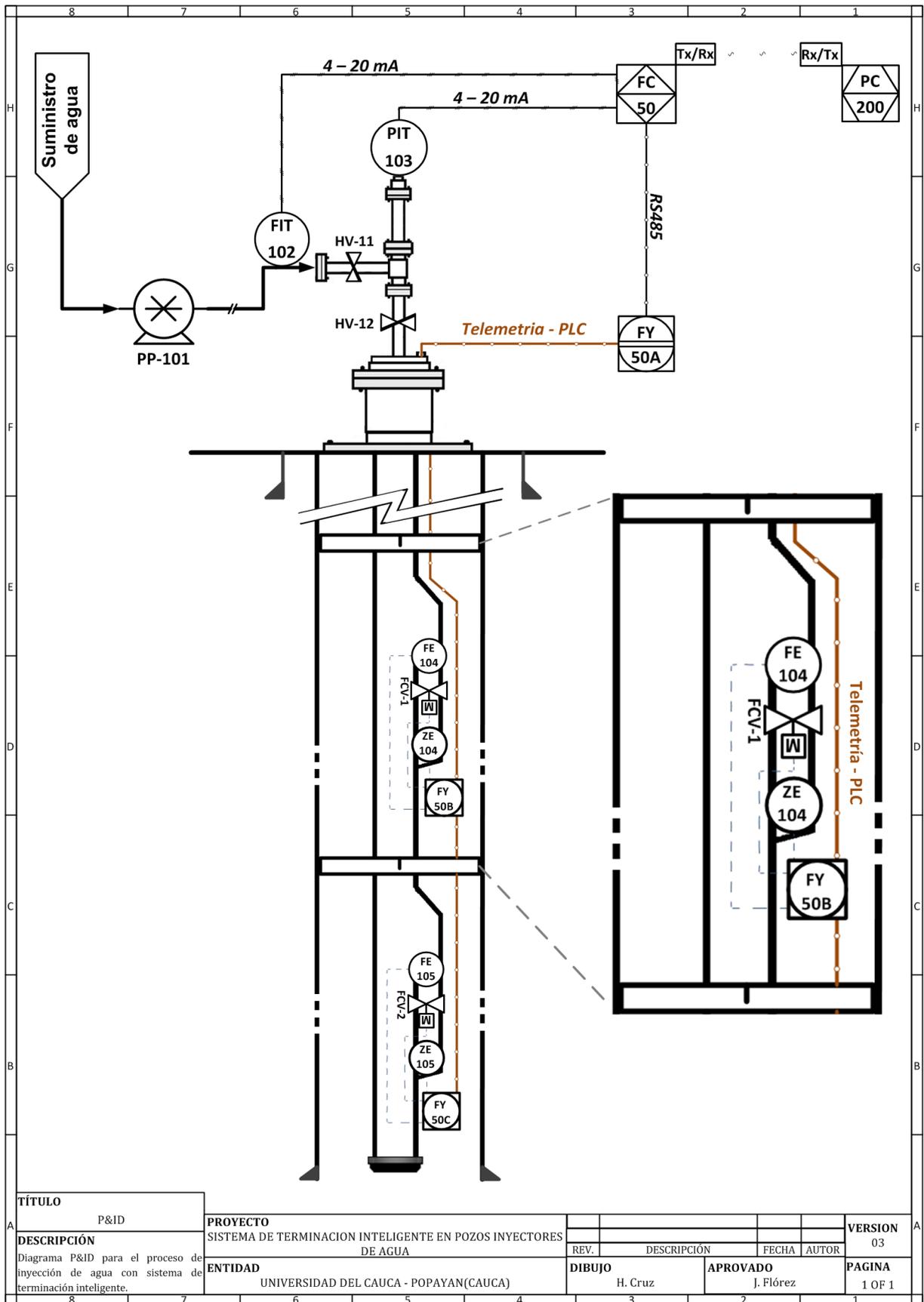


Figura 3.10. Diagrama P&ID de Sistema de terminación inteligente. Fuente propia.

Tabla 3.5. Lista de instrumentos utilizados en el sistema de terminación inteligente

<i>Lista de instrumentos</i>		
TAG	Núm.	Descripción
HV	11	Válvula manual
HV	12	Válvula manual
PP	101	Motobomba de alta presión
FIT	102	Transmisor indicador de flujo
PIT	103	Transmisor indicador de presión
FE	104	Sensor de flujo (intervalo 1)
ZE	104	Sensor de posición (intervalo 1)
FCV	1	Válvula reguladora de flujo – ICV (intervalo 1)
FY	50B	Modulo modem PLC (intervalo 1)
FE	105	Sensor de flujo (intervalo 2)
ZE	105	Sensor de posición (intervalo 2)
FCV	2	Válvula reguladora de flujo – ICV (intervalo 2)
FY	50C	Modulo modem PLC (intervalo 2)
FY	50A	Modulo Modem PLC/RS485
FC	50	Controlador de flujo
PC	200	Estación de control - PC

Fuente propia.

El P&ID (Figura 3.10) describe los equipos e instrumentación requerida para la propuesta de control de un sistema de terminación inteligente en pozos inyector de agua (tabla 3.5). En primera instancia el fluido proveniente de la planta de tratamiento llega hasta la bomba de inyección (PP-101) la cual modifica la presión de bombeo de agua en base a los requerimientos de operación de cada pozo inyector (el control sobre la motobomba no se tendrá en cuenta en la presente propuesta).

El agua inyectada a presión desde la unidad de bombeo es dirigida hasta el cabezal del pozo inyector. En la línea de entrada se instala un *transmisor indicador de flujo* (FIT-102) y un *transmisor de presión* (PIT-103) para indicar y enviar los datos de caudal y presión total por pozo hasta el armario de control y desde este es enviado inalámbricamente al centro de supervisión y monitoreo. El cabezal también cuenta con *válvulas manuales* (HV-12/13/14) para el cierre o apertura de las líneas de flujo en caso de presentarse inconvenientes en el pozo o en los equipos de superficie.

El fluido que llega al cabezal del pozo, es enviado a varios metros de profundidad por medio de una tubería de inyección hasta la terminación del pozo (terminación inteligente) que cuenta con dos intervalos. En cada uno de estos intervalos separados por empaques, se encuentra una *válvula de control de flujo* (FCV-1 y FCV-2) instaladas en el bolsillo lateral de cada mandril. El agua inyectada en cada zona de la formación se regula en lazos de control de flujo individual por cada válvula, enviando el esfuerzo de control desde superficie por medio de una línea eléctrica (Telemetría PLC) por donde es enviada la información necesaria para accionar el actuador de la válvula y cambiar su posición. Adicionalmente, en la válvula de control se instala un *sensor de posición* (ZE-104 Y ZE-105) para verificar su posición

verdadera y en base a esta determinar la caída de presión de la ICV. *Sensores de flujo* (FE-104 y FE-105) miden la velocidad del agua en cada intervalo para verificar que el caudal registrado es el valor deseado en cada zona de inyección. Los datos de los sensores también serán enviados por las líneas eléctricas acopladas a la tubería de inyección por el espacio anular hasta llegan al *módulo modem PLC/RS485* (FY-50A).

El *módulo modem PLC/RS485* (FY-50A) es básicamente una pasarela, que se debe diseñar a la medida de la tecnología ICV planteada en el presente proyecto, que toma la información de la línea de potencia y las convierte en señales digitales RS485 que posteriormente envía al algoritmo *controlador de flujo* (FC-50), y de igual manera, recibe el esfuerzo de control de este para enviarlo hasta el actuador de la válvula por medio de la línea eléctrica. Por su parte, el controlador de flujo (FC-50) realiza las instrucciones de control programadas y envía los datos requeridos inalámbricamente hasta el *centro de supervisión y monitoreo* (PC) donde se establece el nuevo valor deseado de caudal inyectado para cada zona. Tanto el modem FY-50A, como el controlador FC-50 y el sistema de radio se ubican en un armario de control en superficie.

3.3. Listado preliminar de equipos y tecnologías utilizadas en el sistema de control y monitoreo del proceso de inyección de agua con terminación inteligente

Una vez analizado el sistema de control se procede a realizar la descripción de los equipos y tecnologías propuestas para el proceso de inyección de agua con terminación inteligente. Inicialmente se describen los equipos para la adecuación del pozo y construcción de la sarta de inyección y posteriormente los equipos de control listados en el diagrama P&ID.

3.3.1. Equipos para adecuación del pozo inyector con terminación inteligente

En esta sección se describen los equipos necesarios para la adecuación del pozo inyector, y la construcción de la sarta de inyección y terminación del pozo. Dentro de estos se encuentran: cabezal de pozo inyector, empaques y mandriles de bolsillo lateral.

La selección de los equipos aquí mencionados se realizó en base a las especificaciones mecánicas establecidas en la tabla 3.3 y los requerimientos necesarios para la instalación de un sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua listados a continuación.

- El cabezal de pozo seleccionado debe contar con conductor para el ingreso de líneas eléctricas de potencia las cuales permiten la comunicación con los instrumentos ubicados en fondo de pozo.
- El empaque a utilizar debe contar con conductos para el ingreso de las líneas eléctricas de comunicación (Telemetría PLC).
- Se debe seleccionar un mandril de bolsillo lateral que sirva de receptáculo para la válvula ICV propuesta.

En la tabla 3.6 es realizada una descripción de los equipos seleccionados dentro de la propuesta de control del sistema de terminación inteligente.

Tabla 3.6. Lista de equipos para la adecuación del pozo inyector con terminación inteligente.

Equipo	Descripción	Imagen
<p style="text-align: center;">Cabezal de pozo inyector (Canadian Oilwell System Company)</p>	<p>Es la parte visible del pozo de inyección donde se suspenden las tuberías de inyección y revestimiento. Los cabezales de pozo están conformados a su vez por cabezales de revestimiento, cabezales de inyección y una tubería de suspensión donde se conecta la tubería de inyección y permite el paso de las líneas eléctricas de control.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cabezal de revestimiento <i>GF</i> con tubería de suspensión roscada para conexión a tubería de revestimiento de 13 3/8" y 9 5/8". Soporta presiones entre 2000 y 3000 psi. - Cabezal de tubería <i>GRF</i> con bridas de conexión o roscado. - Tubería de suspensión <i>GR-1</i> con soporte roscado. Conexión a tuberías de 2 7/8" con conducto para líneas eléctricas. 	
<p style="text-align: center;">Empaque hidráulico HellCat 2 (Weatherford)</p>	<p>Hace parte de la terminación del pozo inyector el cual se encarga de proporcionar un sello entre la tubería de revestimiento y tubería de inyección por medio de un elemento empacaste para evitar la comunicación entre zonas.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Empaque hidráulico recuperable sometido a pruebas bajo los estándares ISO 14310. - 8 conductores para líneas eléctricas de control de 1/4". - Rangos de presión para la instalación de 5000 a 7500 psi. 	

<p style="text-align: center;">Mandril de bolsillo lateral <i>(American Completion Tools)</i></p>	<p>Componente acoplado en cada intervalo de la terminación del pozo el cual cuenta con un bolsillo lateral donde será instalada la válvula ICV El mandril cuenta con un bolsillo lateral donde será instalada la ICV.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mandril de bolsillo lateral ovalado de 4,75" x 4" y longitud de 85", tipo TP o TMP. - Bolsillo lateral para válvulas de 1" y 1,5". - Material: Acero AISI 4130 de baja aleación. - Conexión a tubería de inyección de 2 7/8" (opcional de 2 3/8" a 7"). - Aplicación en procesos de inyección con múltiples zonas. 	
<p style="text-align: center;">Tubería de inyección <i>(Tenaris)</i></p>	<p>La tubería de inyección es el conducto por el cual es ingresada el agua inyectada a presión hasta los intervalos y zonas de inyección.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nominal OD: 2,875". - Peso nominal: 6,5 lb/ft. - Espesor: 0,276". - Grado de acero: N80. - Norma API. - 	
<p style="text-align: center;">Tubería de revestimiento <i>(Tenaris)</i></p>	<p>La tubería de revestimiento es el conducto instalado alrededor del pozo para proporcionar protección al pozo y permitir el ingreso del agua inyectada hacia la formación.</p> <p>Tubería de revestimiento de 13 3/8":</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nominal OD: 13,275". - Peso nominal: 61 lb/ft. - Espesor: 0,430". - Grado de acero: TN95HS. - Norma API. <p>Tubería de revestimiento de 9 5/8":</p> <ul style="list-style-type: none"> - Nominal OD: 9,625". - Peso nominal: 40 lb/ft. - Espesor: 0,395". - Grado de acero: J55. - Norma API. 	

Fuente propia.

Se debe tener en cuenta que dentro del sistema de terminación inteligente descrito, uno de los requerimientos estimados es el uso de un mandril con bolsillo lateral que sirva de receptáculo para la válvula ICV propuesta, sin embargo, luego de terminar el diseño propuesto de la ICV, sus dimensiones no se ajusta a las dimensiones del bolsillo de los mandriles comercialmente utilizados.

En base a esta dificultad se propuso el diseño de un mandril con un bolsillo lateral que se ajustara a las dimensiones de la ICV diseñada tomando como referencia el mandril de bolsillo lateral de la empresa American Completion Tools descrito en la tabla 3.6.

3.3.2. Equipos e instrumentos del sistema de control

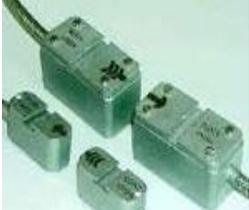
Los equipos e instrumentos seleccionados para el sistema de control están conformador por los transmisores ubicados en el cabezal del pozo, aquellos equipos que hacen parte del armario de control (PLC, modulo modem PLC/RS485 transmisor de comunicación inalámbrico), y aquellos instalados en fondo de pozo. La selección de estos equipos e instrumento de control fue realizado en base a las especificaciones operacionales mostradas en la tabla 3.3 y a la lista de marcas que son aceptadas por Ecopetrol [84]. En la tabla 3.7 se listan los instrumentos seleccionados.

Tabla 3.7. Lista de instrumentos y equipos para el sistema de control de la terminación inteligente en pozos inyectoros.

TAG	Nombre	Descripción	Imagen
FIT-102	<p>Transmisor indicador de flujo tipo Vortex SITRANS FX300 (Siemens)</p>	<p>El transmisor indicador de flujo es ubicado en la tubería de entrada al cabezal de inyección para establecer el caudal de agua total bombeado hacia el pozo inyector. La información obtenida se envía hasta el controlador de flujo ubicado en el armario de control.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diámetro nominal de tubería: DN15 a DN300. - Rango de medición: 2 a 7000 gpm. - Precisión: ±0,75%. - Span: 4 a 20 mA. - Temperatura ambiente: -40 a 85 °C. - Comunicación: HART. - Protección: IP65/66. 	

<p>PIT-103</p>	<p>Transmisor Indicador de presión modelo STG870 (Honeywell)</p>	<p>El transmisor indicador de presión es ubicado en el cabezal del pozo inyector para determinar la presión del agua inyectada cuando ingresa al pozo inyector y su valor es enviado hasta el controlador de flujo en el armario de control.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Rango de medición: -14,7 a 3000psi. - Precisión: 0,055% del span calibrado y 0,025% optimo. - Span: 4 a 20 mA. - Tiempo de respuesta: 80ms. - Comunicación: HART o Fieldbus. - Seguridad: SIL 2/3. 	
<p>FC-50</p>	<p>Modicom M340 (Schneider Electric)</p>	<p>El controlador de flujo ubicado en el armario de control envía las órdenes de control recibidas desde el CCM para la apertura o cierre de la ICV y recibe la información de los sensores de fondo de pozo y de los transmisores ubicados en cabezal para enviarlos hasta el CCM.</p> <p>Tipo: controlador de E/S modular basado en chasis.</p> <p><i>Procesador dedicado BMXP342000:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Análogas I/O: 256. - Número de canales: 36 máx. - Puerto Serial: RS232 y RS485, 3 a 38,4Kbps. - Distribucion I/O: Ethernet Modbus/TCP 	
<p>Rx/Tx</p>	<p>Módulo Inalámbrico RLX2-IHG (ProSoft Technology)</p>	<p>El módulo inalámbrico permite crear un canal de comunicación por el cual se comunica el controlador de flujo ubicado en campo con el CCM para enviar las órdenes de control y la información de las variables del proceso.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Entrada: Ethernet. - Salida: Transmisión inalámbrica de 2Ghz. - Velocidad de transmisión: 54 Mbps. - Estándar: IEEE 802.11g. - Alcance: menor a 15Km. 	

		<ul style="list-style-type: none"> - Seguridad: WPA2. 	
FY-50A	Modulo Modem PLC/RS485	<p>El Modulo Modem PLC es ubicado en el armario de control permite enviar y recibir la información que vas desde y hacia el controlador de flujo a través de la telemetría PLC.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Entrada: RS485. - Salida: Fase (110Vac) + Neutro (Telemetría PLC). - Fuente de Alimentación: 5 a 12 Vdc. 	-
FY-50B/C	Modulo Modem PLC	<p>Módulos Modem PLC ubicado en el espacio de las tarjetas electrónicas de la terminación inteligente; recoge la información de los sensores y activa o desactiva el actuador de la ICV en base a las órdenes de control recibidas desde superficie a través de la telemetría PLC.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Entrada: Fase (110Vac) + Neutro (Telemetría PLC). 4 a 20 mA y/o serial (transmisor de flujo). 1 a 5V o serial (transmisor de posición) - Salidas: 0/1 (motorreductor). - Fuente de Alimentación: 5 a 12 Vdc. 	-
ZE-104/5	Sensor de posición MaxSonar-EZ4 (MaxBotix)	<p>Hace parte del sistema electromecánico (de la terminación inteligente) para posicionar el obturador de la ICV. Su función es medir la posición real del obturador de la ICV y en base a ello activar o desactivar el motorreductor hasta alcanzar el porcentaje de apertura de la ICV deseado.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tipo: Sensor ultrasónico de 42KHz. - Rango: 0 a 765 cm. - Resolución: 1cm. - Salida: Tensión analógica de 1 a 5V, o salida serial RS232. - Alimentación: 3,3 a 5 Vdc. - Temperatura de operación: -40 a 85 °C. 	

<p>FE-104/5</p>	<p>Sensor de flujo FSQ (Flexim)</p>	<p>Este sensor hace parte del módulo de medición de flujo cuya función es monitorear el caudal de agua que ingresa en cada intervalo. La información obtenida es enviada hasta el Modulo Modem PLC asociado a la ICV.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Tipo: Transductor ultrasónico no invasivo (clamp on). - Entrada/salida: Frecuencia de 4MHz. - Diámetro nominal de tubería: DN10 a DN400. - Montaje: Disposición por reflexión (tipo V). - Material: acero inoxidable 304. - Temperatura de operación: -40 a 130 °C. 	
------------------------	-------------------------------------	--	---

Fuente propia.

3.4. Requerimientos y estudios mecánicos para el diseño de una ICV

Las válvulas ICV existentes son válvulas fijas que solo pueden regular un solo valor de caudal. El cambio del caudal de inyección solo es posible si se retiran del pozo, se configuran en superficie y nuevamente se instalan en el bolsillo lateral del mandril.

En algunos campos donde la cantidad de petróleo en el yacimiento es importante es importante que los pozos inyectoros de agua se puedan operar de una forma versátil variando la cantidad de agua inyectada. Con base en esta necesidad, la importancia de contar con una válvula que elimine las intervenciones repetitivas en los pozos inyectoros es alta, tomando en cuenta que comercialmente en Colombia no se utilizan válvulas ICV accionadas desde superficie en procesos de inyección de agua. La propuesta del sistema de terminación inteligente incluye un diseño básico de una ICV accionada eléctricamente desde superficie. El bolsillo lateral del mandril donde se instala la ICV o la T.I. es modificado de acuerdo a las dimensiones establecidas en la tabla 3.5, se puede decir que el diseño del mandril como elemento contenedor también es una pieza de diseño en este trabajo de automatización.

Para el diseño de la terminación inteligente, se establecieron fases de desarrollo: Primero, crear un modelo de válvula que entregue un rango de caudal variable y que sea capaz de trabajar en un ambiente robusto como el que existe en el fondo del pozo con temperaturas y presiones exageradas. Segundo, desarrollar un sistema capaz de accionar de forma adecuada el elemento móvil (obturador) de la ICV. Tercero, implementar sensores o crear un sistema para medir el caudal regulado en la ICV y la posición de apertura que mantiene. Cuarto, diseñar el medio o la interfaz para energizar el sistema y captar- suministrar la información. La última fase es diseñar un mecanismo de seguridad para asegurar que a través de la terminación inteligente fluye agua en una sola dirección: hacia la formación de roca.

Teniendo presente los requerimientos de diseño establecidos por JPT y Ecopetrol, las condiciones ambientales y las operacionales, el diseño completo de la terminación inteligente debe cumplir con todas las exigencias.

En este ítem se describen los requerimientos del diseño y los estudios mecánicos de la ICV.

3.4.1. Requerimientos en el diseño de una ICV

Los requerimientos para el diseño mecánico de la ICV fueron establecidos por personal encargado de Ecopetrol y JPT [85] [86]. Esencialmente se requiere de un dispositivo que sea controlado remotamente desde superficie y que permita la regulación del caudal de agua de forma segura. Los requerimientos para el diseño de la ICV se organizan en tres grupos: Operativas, Dimensiones y Confiabilidad:

Operativas:

- Rango de caudal de 2 a 23gpm (109,6 a 1262 Barriles de agua por día).
- Sello no estanco.
- Caída de presión menor al 60 % de la presión de entrada para todo el rango.
- Temperatura y presión de trabajo: 130°C, 3600 psi.
- Control remoto utilizando energía eléctrica.

Dimensiones:

La válvula debe acoplarse fácilmente en la sarta de inyección de 2 7/8" de diámetro y su geometría no debe impedir el eventual descenso de herramientas de medición y mantenimiento.

Confiabilidad:

- La fuerza ejercida sobre las partes móviles de la válvula son elevadas debido a la alta presión de inyección. Se debe cuidar que esta fuerza no perjudique el funcionamiento de la ICV. Para controlar válvula a través de un sistema electromecánico sencillo se requiere que la pieza móvil en el cuerpo de la válvula no soporte más de 5 lbf.
- La ICV debe suprimir los riesgos críticos de flujo bidireccional y sellos mecánicos.
- Diseñar un sistema antiretorno para evitar el contraflujo desde la formación hasta la tubería.

Adicional a los requerimientos previamente planteados es necesario realizar una selección adecuada de los materiales para soportar las condiciones de alta presión y temperatura presentes en fondo de pozo que permita obtener un diseño robusto.

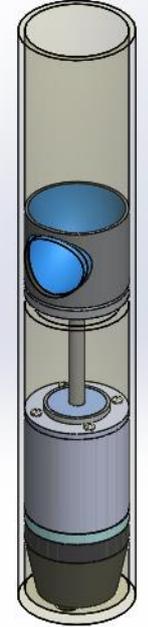
3.4.2. Estudios mecánicos de una ICV (obturador de la válvula)

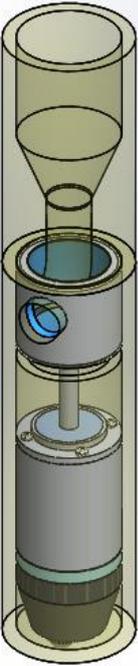
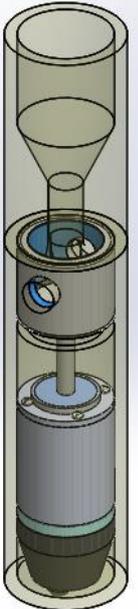
Dentro de la propuesta del sistema de terminación inteligente en pozos inyectores de agua, uno de los principales objetivos es el diseño y validación de la válvula de control de flujo que será ubicada en cada intervalo (ICV), la cual debe ser controlada eléctricamente desde superficie. En el transcurso de este trabajo de pregrado se realizaron diferentes diseños de

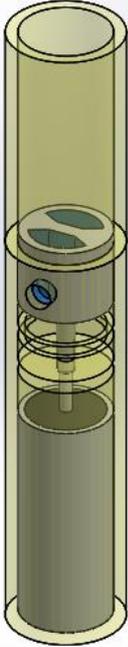
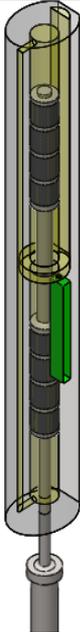
válvulas para evaluar si cumplían las condiciones de operación: las dimensiones requeridas, accionamiento eléctrico y robustez frente a las condiciones extremas en fondo de pozo.

Solidworks es el software CAD escogido para trabajar en el diseño y validación de la válvula, en esta herramienta se tiene diferentes entornos de simulación para emular condiciones reales y evaluar cuantitativamente los diseños creados. En la tabla 3.8 se describe la experiencia evolutiva donde se describe los componentes, dimensiones y funcionamiento de cada diseño.

Tabla 3.8. Experiencia evolutiva de los diseños de la válvula ICV.

Diseño	Imagen	Descripción
<p>1. Placa cilíndrica deslizante con actuador electromecánico.</p>		<p>Este primer diseño cuenta con una placa cilíndrica deslizante posicionada en el interior del cuerpo de un mandril convencional, y un actuador electromecánico acoplado a dicha placa para su desplazamiento.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Longitud: 104". - Diámetro: 5,25". - Conexión: 2 7/8". - 18 orificios de 0,25". <p>En el cuerpo del mandril se han perforado orificios por los cuales saldrá el agua inyectada a presión. La placa deslizante se moverá por acción del actuador electromecánico para obstruir o liberar dichos orificios de manera que la posición actual del mecanismo deslizante defina un caudal y presión de inyección.</p>
<p>2. Cilindro rotatorio con obturador hueco hasta la salida.</p>		<p>El segundo diseño comprende un obturador cilíndrico hueco, el cual está soportado sobre una base en el cuerpo de la válvula para evitar ejercer demasiada presión sobre el actuador eléctrico. El diseño del obturador y actuador de la válvula; a diferencia del anterior diseño, se ubicará en el bolsillo lateral de un mandril modificado debido a que los mandriles convencionales cuentan con bolsillos de máximo 1,5" ID.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Longitud: 10". - Diámetro exterior: 1,77". - Diámetro interior: 1,57". - Orificio de salida: 1". - Se ubica en el bolsillo lateral del mandril (modificado): 1,77" ID. <p>La gran diferencia de este diseño respecto al anterior es la cantidad de orificios de salida ya que este cuenta solamente con uno en la parte frontal. El actuador en la parte inferior permite un movimiento rotatorio del obturador cilíndrico por donde ingresa el fluido inyectado a la formación. Tanto el orificio de entrada del obturador como el de salida tiene el mismo diámetro, de manera que cuando el mecanismo gira, el obturador cilíndrico obstruye la salida del agua en base al ángulo de giro del actuador obteniendo un porcentaje de caudal deseado.</p>

<p>3. Obturador hueco rotatorio en el cuerpo de la válvula.</p>		<p>El tercer diseño se basa en el mecanismo anterior solo que en este se busca que el obturador tenga el menor contacto posible con el agua inyectada a presión. El diseño consta de un obturador cilíndrico hueco el cual gira alrededor del cuerpo de la válvula con un diseño que se acopla al agujero del cilindro. En este diseño tanto el cuerpo de la ICV como el orificio de salida presenta una reducción en comparación al diseño 2 para de esta forma reducir la presión y fuerza ejercida sobre el obturador.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Longitud: 9,24". - Diámetro exterior: 1,77". - Diámetro interior: 1,4". - Orificio de salida: 0,6". - Se ubica en el bolsillo lateral del mandril (modificado): 1,77" ID. <p>Este diseño tiene el mismo principio de funcionamiento que el diseño anterior; el actuador eléctrico acoplado al obturador hace que este gire para obstruir o facilitar la salida del fluido. La diferencia de este respecto al anterior es el área de contacto del agua con el obturador cilíndrico ya que el agua que ingresa a la ICV solo se mantendrá en contacto cuando el obturador trate de obstruir la salida, en este caso el agua choca directamente con el cuerpo de la ICV que comprende una reducción antes de llegar al obturador. El objetivo de este diseño era reducir el área de contacto del agua con el obturador debido a las grandes presiones y fuerzas que debería soportar.</p>
<p>4. Obturador hueco rotatorio en el cuerpo de la válvula con doble salida.</p>		<p>El cuarto diseño es similar y tiene los mismos componentes que el diseño anterior (diseño 3), solo que ese cuenta con dos salidas laterales sobre el cuerpo de la ICV en lugar de una.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Longitud: 9,24". - Diámetro exterior: 1,77". - Diámetro interior: 1,4". - Orificio de salida (2): 0,5". - Se ubica en el bolsillo lateral del mandril (modificado): 1,77" ID. <p>El funcionamiento de este diseño es similar al de los diseños 2 y 3, pero en este caso el cuerpo de la ICV cuenta con dos conductos que se dirigen hasta dos salidas laterales por donde pasara el agua inyectada. Cuando el obturador de la válvula gire hasta un ángulo específico, en ambos casos los orificios de salida de la válvula serán obstruidos en un porcentaje similar, siendo el caudal total inyectado la suma de los dos caudales en sus dos salidas.</p> <p>El objetivo de este diseño era tratar de balancear las fuerzas que se ejercen sobre el obturador incluyendo una salida opuesta a la ya realizada en el diseño anterior.</p>

<p>5. Obturador cilíndrico hueco con desplazamiento traslacional.</p>		<p>El quinto diseño está constituido en base a un cilindro hueco que reposa sobre un soporte dentro del cuerpo de la ICV. En este diseño al igual que en el anterior, posee dos orificios de salida laterales ubicados tanto en el cuerpo de la ICV como en el obturador. La principal diferencia con el anterior diseño es el desplazamiento traslacional propuesto para este diseño y la forma del obturador cilíndrico hueco que estará directamente en contacto con el agua.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Longitud: 10". - Diámetro exterior: 1,77". - Diámetro interior: 1,4". - Orificio de salida (2): 0,4". - Se ubica en el bolsillo lateral del mandril (modificado): 1,77" ID. <p>El funcionamiento de este diseño es similar al propuesto en el diseño inicial ya que este realiza un desplazamiento traslacional sobre el cuerpo de la válvula. Las cavidades en el obturador cilíndrico permiten que una parte del agua inyectada pase sobre el cilindro y choque con el soporte del obturador. La idea de este diseño es balancear las fuerzas generadas sobre el obturador por acción del agua inyectada a presión, de manera que la fuerza por encima y por debajo de este se compense permitiendo un desplazamiento libre del obturador. El porcentaje de flujo inyectado dependerá de la alineación entre los orificios del obturador y el cuerpo de la válvula. Este mecanismo surgió con el objetivo de balancear las fuerzas generadas sobre el obturador y elaborar un diseño del cuerpo de la válvula menos complejo de construir.</p>
<p>6. Obturador balanceado con desplazamiento traslacional.</p>		<p>El sexto diseño representa un mecanismo de obturación de doble pistón que se desplaza de manera traslacional en el interior del cuerpo ovalado de la ICV. Los pistones están unidos por un eje sólido y se desplazan verticalmente por un espacio circular. El movimiento de los pistones hace un sello hermético con la pared circular y se asume que los empaques mantienen la eficacia de no permitir el filtro de agua a las recamaras superior e inferior. Las recamaras se comunican entre sí por medio de un conducto de recirculación para evitar que el agua bloquee el movimiento de los pistones. El agua inyectada a presión entra por la parte superior del cuerpo de la válvula hasta el espacio central entre de los dos pistones y finalmente sale hacia la formación por medio de un orificio de salida con forma rectangular.</p> <p><i>Dimensiones:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Ovalo: 1,77" x 2,3". - Longitud: 15". - Orificio de salida: 3" x 0,3". - Se ubica en el bolsillo lateral del mandril (modificado) con los demás elementos de la T.I.: Ovalo de 1,77" x 2,3". <p>El mecanismo de doble pistón se desplaza sobre el cuerpo de la ICV por acción de un actuador eléctrico ubicado en la parte inferior del diseño. La fuerza que debe generar el actuador eléctrico es mínima en comparación a los anteriores diseños ya que el sistema de doble pistón equilibra las fuerzas generadas por el agua inyectada a presión. El caudal es regulado mediante el desplazamiento traslacional del eje para que el pistón ubicado en el parte inferior obstruya o libere la salida para el paso del fluido.</p>

Fuente propia.

En el *Anexo C. "Experiencia evolutiva del diseño de la válvula ICV"* se hace una descripción más completa de cada diseño presentado en la tabla 3.8, haciendo énfasis en sus

características, funcionamiento, mayor detalle gráfico, ventajas y desventajas encontradas en cada uno de ellos.

Finalmente, los diseños se sometieron a un análisis computacional para un estudio de dinámico de flujo usando la herramienta *Flow Simulator* de Solidworks con el fin de validar si cumplen con los requisitos de operación previamente establecidos. La tabla 3.9 resume los resultados obtenidos para cada diseño propuesto.

Tabla 3.9. Resultados comparativos en los diseños evolutivos del cuerpo de la ICV.

Ítem	Diseño 1	Diseño 2	Diseño 3	Diseño 4	Diseño 5	Diseño 6
Caudal mínimo y máximo	0 a 180 gpm	0 a 30 gpm	0 a 244 gpm	0 a 122 gpm	0 a 84 gpm	2.52 a 23 gpm
Caída de presión a máximo caudal	42.5 psi	0.3 psi	177 psi	455 psi	383 psi	60 psi
Máxima fuerza sobre la pieza móvil	19833 lbf	5081 lbf	223 lbf	21 lbf	206 lbf	4.85 lbf
límite de cierre	No	No	No	No	No	Si
Tipo de movimiento	traslación	rotación	rotación	rotación	traslación	traslación
Situada en el bolsillo del mandril	No	Si	Si	Si	Si	Si
Requiere mandril con bolsillo especial	No	Si	Si	Si	Si	Si
Condiciones físicas operativas	3600 psi 130°C					
Tipo de accionamiento	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico	Eléctrico

Fuente propia.

Los cálculos realizados en cada diseño tienen como dato de referencia el valor de presión total del agua en el mandril o válvula. De forma común se utilizó la presión total de entrada o presión de operación en 3600 psi con pruebas de temperatura de hasta 130°C como temperatura del proceso. Todos los diseños dependen de un accionamiento eléctrico-mecánico como fuente de energía para forzar el cambio de caudal de la válvula.

El diseño 1 reemplaza la función del mandril y no requiere utilizarlo, es el único modelo que no hace uso del mandril. Los componentes de esta válvula son de mayor tamaño respecto a los otros diseños. Esto implicó fuerzas excesivas sobre las partes móviles de la válvula. Eliminar este problema implicó trabajar con un sistema pequeño porque a menor tamaño de las piezas menor es la fuerza resultante que ejerce el paso de agua sobre la superficie. Luego todos los

diseños fueron pensados para residir en un espacio menor y por ello es importante utilizar el bolsillo de un mandril tal como lo hacen los sistemas de regulación convencional en Colombia para la inyección de agua en yacimientos de petróleo.

En el estudio de simulación de flujo se analizaron principalmente tres parámetros: La caída de presión que ofrece la válvula, el rango de caudal que puede regular y la fuerza que se genera sobre la superficie del mecanismo móvil.

El progreso en cada diseño se evidencia en la reducción de la fuerza que tiene que soportar el mecanismo móvil. El objetivo con la herramienta computacional *Flow Simulator* fue comprobar a través de la geometría 3D del diseño, cuál era la forma de obtener una pieza dinámica libre de fuerzas mayores a 5 lbf para facilitar el diseño del sistema electromecánico que completa el modelo general de la ICV. Para este parámetro la utilización de un sistema de equilibrio de fuerzas hace que el diseño 6 sea el más adecuado. Es importante tener en cuenta que la máxima fuerza que experimenta la pieza móvil (obturador o eje de doble pistón) no es constante para todo el rango de caudal si no para una cierta posición o caudal de flujo de salida.

La caída de presión en la válvula es otro parámetro definitivo para elegir el diseño más óptimo. La pérdida de energía que debe ofrecer la válvula al paso del agua debe ser tal que la presión de salida no debe ser menor al 60% del valor de la presión de entrada. El primer punto es que se debe evitar la erosión al interior de la ICV controlando la caída de presión y las grandes velocidades al paso del fluido. El segundo punto es que la presión de salida debe ser mayor al 200% de la presión de yacimiento y esta relación se desea mantener para todo el rango de caudal que entrega la ICV, con esta consigna se quiere alcanzar el espacio físico proyectado en la formación. El estudio de caídas de presión para cada diseño indica que ningún modelo presentaría riesgo si la ICV entrega el máximo caudal.

Existe una restricción de seguridad para la ICV buscando prevenir daños en la estructura de la ICV o de la terminación del pozo. La ICV no debe cerrar el paso de flujo por completo pero los cinco primeros diseños no impiden el cierre total de la ICV. Para estos modelos se creyó conveniente resolver esta protección en el sistema electromecánico fuente, sin embargo es preferible un diseño en donde el cuerpo de la ICV no delegue toda la responsabilidad al sistema fuente. El último diseño afronta este requerimiento para aumentar la seguridad y confiabilidad del proceso: contiene un camino alternativo para el paso de flujo (baipás) y para ninguna posición de los pistones se podrá evitar la salida de flujo. El estudio computacional calcula para este diseño un caudal mínimo de inyección de 2.52 gpm (138.3 barriles de agua por día) con pérdida de presión de 60 psi.

En conclusión el diseño 6 presenta mejores resultados por cuanto cumple satisfactoriamente con los requisitos de diseño planteados.

En el próximo capítulo se describe los resultados finales del diseño de la ICV y de las demás partes de la terminación inteligente, así como los resultados numéricos de simulación conseguidos con la herramienta software.

4. INGENIERÍA DETALLADA

En este capítulo se describe el sistema de terminación inteligente: válvula ICV, actuador electromecánico, antirretorno, medición de posición, medición de caudal y la red de comunicación entre la terminación inteligente y los equipos de superficie.

4.1. Diseño final de la terminación inteligente propuesta

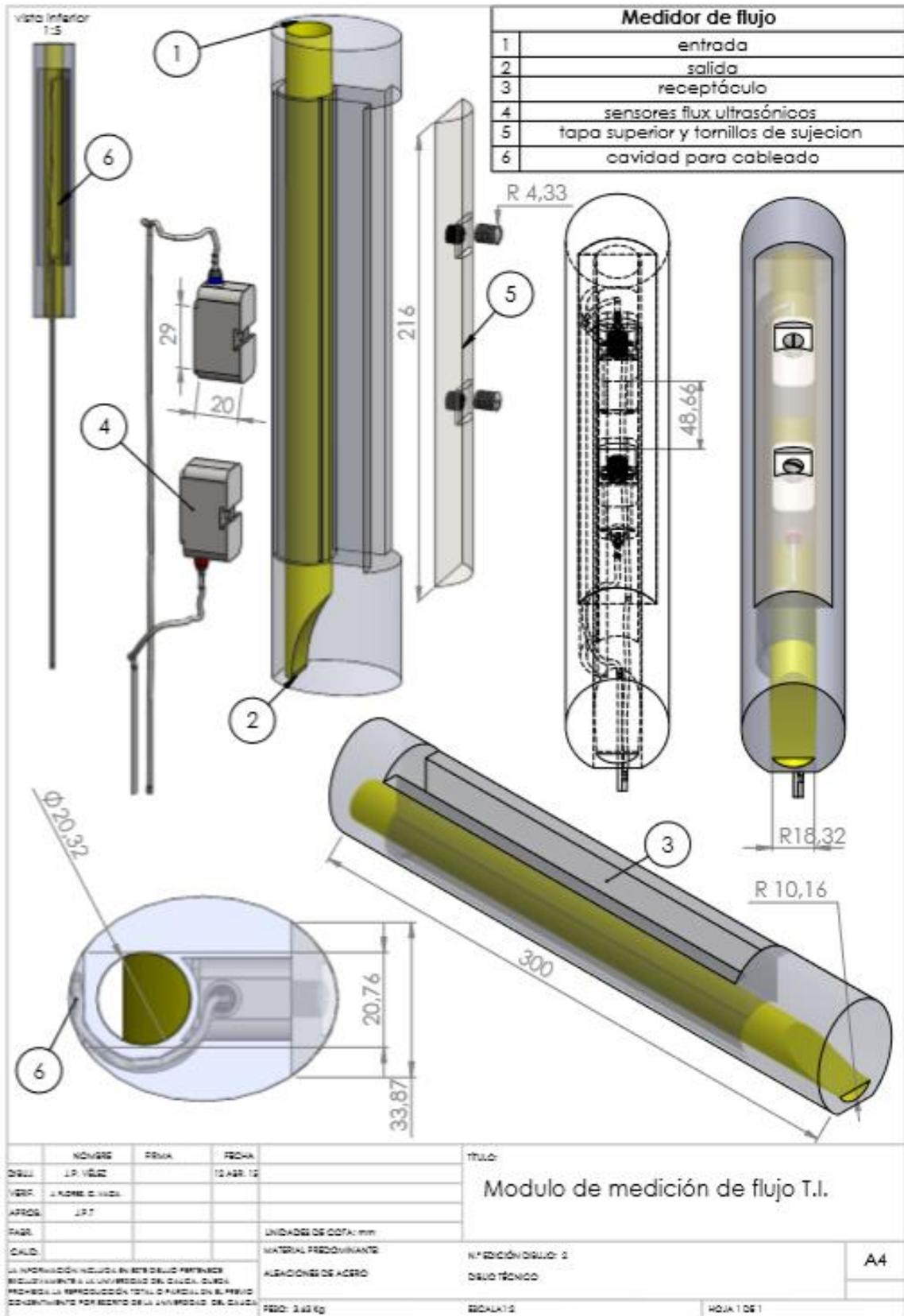
El diseño mecánico de la ICV es objeto fundamental de la propuesta de automatización del proceso de inyección de agua. Está relacionado a los detalles mecánicos de la válvula de control y al entorno físico en la cual opera. Además de las exigentes condiciones del entorno es importante que la ICV cumpla con todos los requerimientos operativos y de confiabilidad. Las dificultades de este diseño fueron encontradas a partir del estudio y análisis de los autores y se presentaron en cada evolución del diseño.

4.1.1. Mecanismo antirretorno

El primer componente del sistema de terminación inteligente tiene como función el asegurar flujo de agua en un solo sentido a través de la terminación. El estudio del antirretorno aparece en *Anexo D. “Descripción del mecanismo antirretorno y módulo de medición de flujo”* y el diseño final de este componente aparece en el dibujo técnico “*Válvula antirretorno*”.

4.1.2. Módulo de medición de flujo

La implementación del módulo de medición de flujo permite conocer el caudal de agua inyectado en cada zona de la formación. Este módulo está conectado en serie con el antirretorno y la ICV. La concepción del diseño del módulo de flujo aparece en *Anexo D. “Descripción del mecanismo antirretorno y módulo de medición de flujo”* y la vista detallada se encuentra en el dibujo técnico “*Medidor de flujo*”.



4.1.3. Cuerpo y obturador de la ICV

En esta sección se realiza una descripción del cuerpo y obturador de la ICV donde se describe sus componentes, el funcionamiento, las ventajas respecto a los primeros diseños analizados (tabla 3.8.) y el resultado del estudio de fuerzas con el cual se dio inicio al diseño del motorreductor.

Descripción

El diseño consta de un eje con doble pistón que se traslada verticalmente por la energía cinética que entrega un sistema electromecánico que se incluye en *Anexo E. "Diseño del motorreductor de la ICV"*. La ICV (Figura 4.1) tiene además del eje con doble pistón, una sección de entrada, una sección de salida, una vía cilíndrica central para el recorrido del eje, una vía de recirculación que comunica las recamaras superior e inferior de los pistones, un anillo para reducir el impacto del flujo que ingresa y un baipás para garantizar siempre el paso de un volumen de agua mínimo hacia la salida. Un análisis del diseño por piezas dará como resultado un eje de doble pistón y el cuerpo solido en forma de elipse que contiene las vías. El detalle métrico de la ICV aparece en el dibujo técnico "ICV"

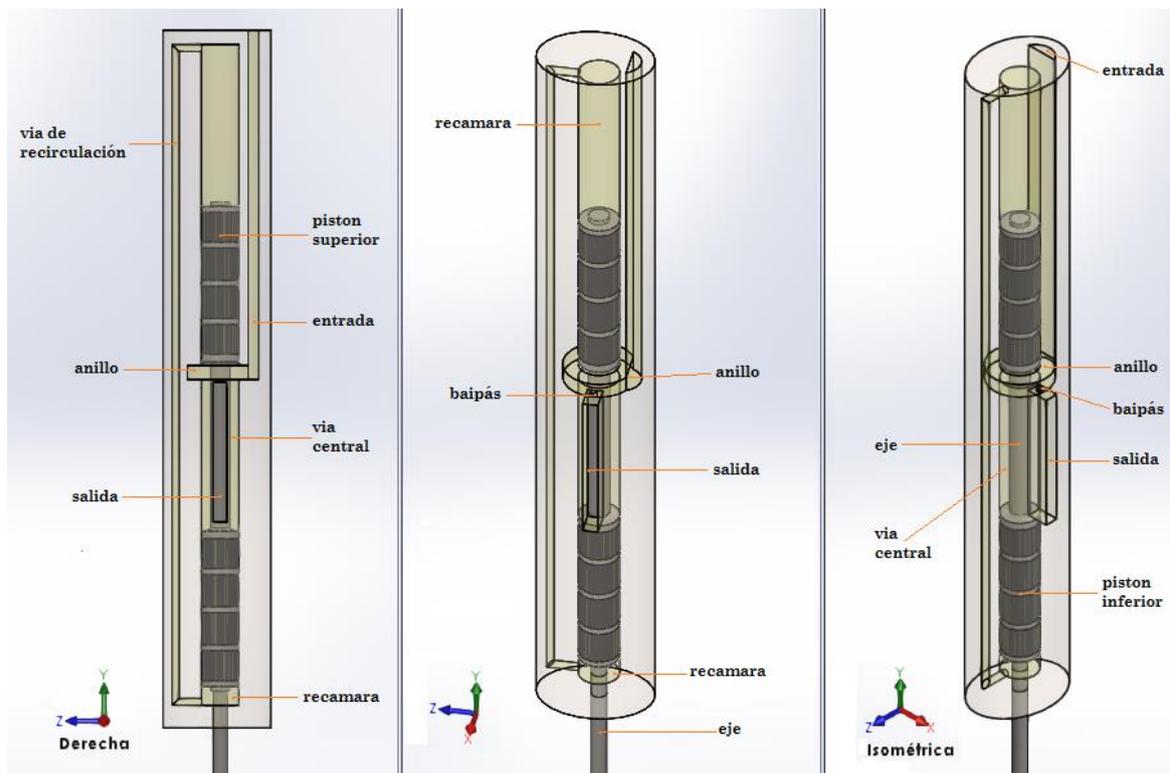


Figura 4.1. Modelo de ICV, tiene un eje de doble pistón que se desplaza verticalmente para taponar la salida y regular el caudal. Fuente propia.

El agua a presión entra por la parte superior en la vía que conduce al anillo, la sección central y el baipás. Cuando la ICV está completamente abierta (Figura 4.2) el pistón superior está por encima del anillo y el pistón inferior está por debajo del área de salida. El flujo de agua pasara libremente por la vía central hasta la salida a través del espacio que permite el eje y el baipás. La regulación de caudal se logra en la medida que el eje se desplace hacia arriba para que el pistón inferior obstruya la salida (Figura 4.2). El caudal mínimo de inyección es un caudal de

seguridad para eliminar el riesgo de explosión por bloqueo total ante una alta presión. El baipás (Figura 4.3) asegura un límite de cierre para evitar que la presión de salida sea inferior a un valor de presión de inyección límite (la mínima presión de inyección debe ser mayor a la presión del yacimiento).

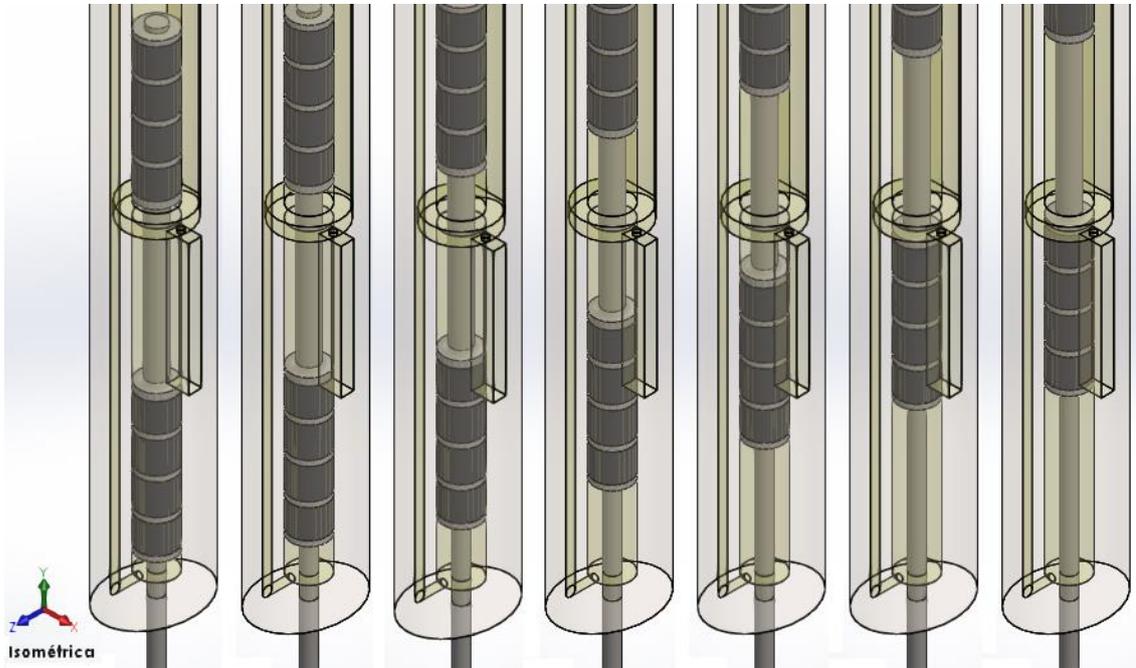


Figura 4.2. Movimiento del eje de doble pistón para regular caudal. Fuente propia.

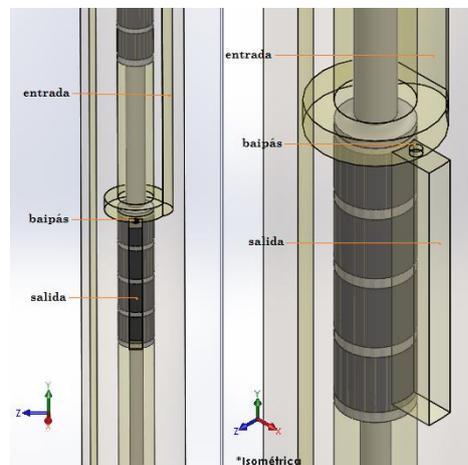


Figura 4.3. El baipás es una vía de acceso para que una cantidad de flujo siempre pase a la salida. Cuando el pistón inferior ha bloqueado la salida el baipás permite flujo de agua, este será el caudal mínimo regulado. Fuente propia.

En las recamaras se encuentra un líquido R de mayor densidad que el agua. El líquido R recircula entre las recamaras según el desplazamiento de los pistones hacia arriba o hacia abajo. Cuando el pistón superior se mueve hacia arriba el líquido R recibe una presión que se transmite a la cara transversal baja del pistón inferior y cuando el pistón inferior se mueve hacia abajo el líquido R recibe una presión que se transmite a la cara transversal alta del pistón superior. Para cualquier movimiento del eje el líquido R ejerce la misma presión que

recibe en algún extremo, su función es transmitir energía y ayudar al eje para que tenga un movimiento estable.

Estudio de fuerzas sobre el obturador de la ICV

La ICV tiene un sistema balanceado que minimiza el impacto de las fuerzas que ejerce el agua sobre el movimiento del eje. El efecto del agua con alta presión inicialmente se atenúa en el anillo que une la vía de entrada con la vía central haciendo que el agua se distribuya en este espacio y ejerza igual presión de forma horizontal en la superficie del eje (Figura 4.4). El anillo también permite que el agua fluya a través del baipás para cualquier posición del eje con doble pistón. El sistema balanceado de fuerzas se aplica en todo momento porque la presión del flujo de agua se ejerce simultáneamente en las caras opuestas de los pistones inferior y superior con idéntica magnitud (Figura 4.5), esto brinda una fuerza resultante vertical muy pequeña sobre el eje móvil de la ICV. El equilibrio de fuerzas horizontales elimina la posibilidad de bloqueo facilitando el desplazamiento de los pistones y el equilibrio de fuerzas verticales reduce la potencia necesaria en el sistema electromecánico que sirve de fuente para el movimiento.

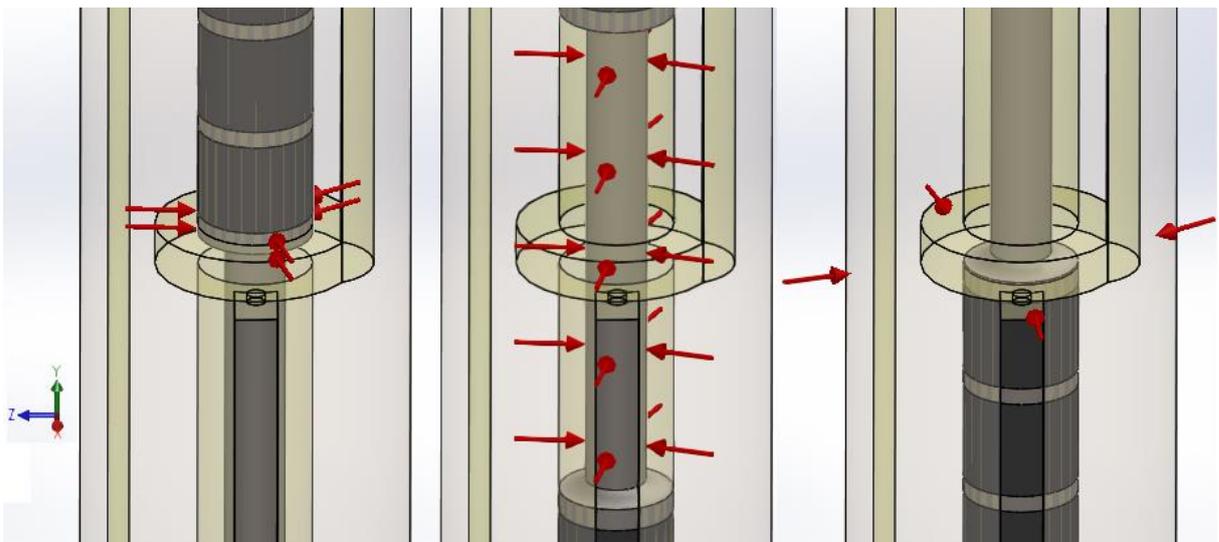


Figura 4.4. Las fuerzas horizontales (flechas en rojo) están equilibradas para cualquier posición de los pistones y durante el movimiento. Este balance de fuerzas disminuye la posibilidad de bloqueos. Fuente propia.

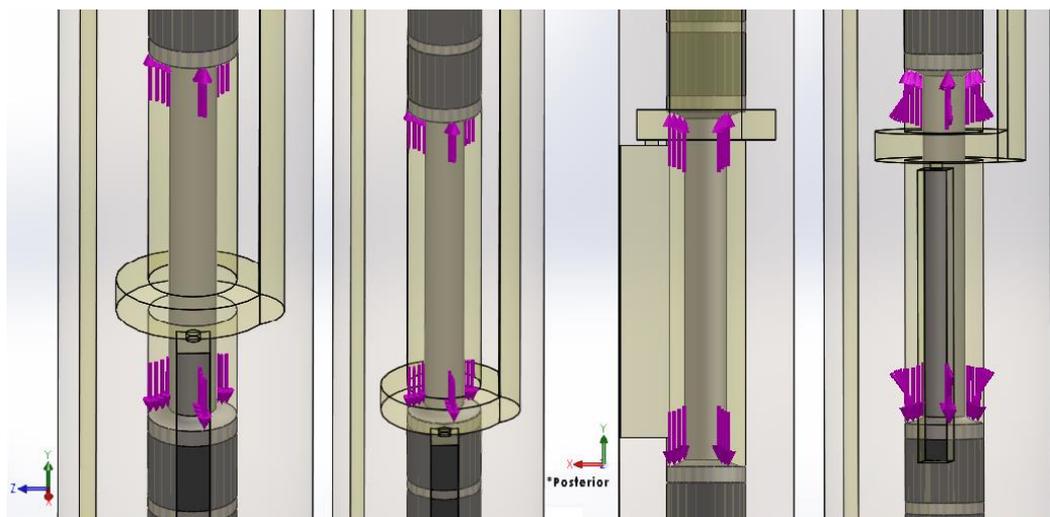


Figura 4.5. Las fuerzas verticales (flechas en púrpura) están equilibradas para cualquier posición de los pistones y durante el movimiento. Este balance de fuerzas reduce la potencia necesaria en el sistema electromecánico fuente que hace mover los pistones. Fuente propia.

La principal ventaja de este diseño es la inclusión de un sistema balanceado que elimina el efecto negativo de fuerzas excesivas sobre el sistema dinámico de la válvula para regular caudal. La justificación del sistema balanceado de fuerzas aparece en los resultados numéricos del estudio de la dinámica de flujo en la ICV, leer *Anexo F “Resultados estudio de flujo ICV”*.

La fuerza que ejerce el agua sobre el eje y pistones es simétrica, las fuerzas se compensan y la resultante es una fuerza pequeña. La geometría de este diseño soluciona problemas comunes de los diseños anteriormente descritos: el agua ejerce más presión en algún lado de la superficie y se tiene un sistema desbalanceado con lo cual la potencia necesaria para obtener el desplazamiento del obturador (equivale al movimiento vertical de los pistones en este diseño) debería ser mayor para vencer la fuerza del agua que se opone al movimiento.

Sello de la ICV

El diseño de la válvula tiene un punto crítico que debe estudiarse independientemente, es el sellado dinámico y es una dificultad común en el diseño y mantenimiento de una válvula o actuador hidráulico. En la parte inferior de la recámara del segundo pistón (Figura 4.8) se debe presentar sellado dinámico para evitar el escape de fluido a través del orificio por el que sale o entra el eje en el cuerpo de la ICV. Este sellado es especialmente difícil, debido a que se involucran variables como características del fluido de la recámara del segundo pistón, temperaturas máxima y mínima de trabajo, presión interna y desgaste del retenedor o empaque por el desplazamiento del eje.

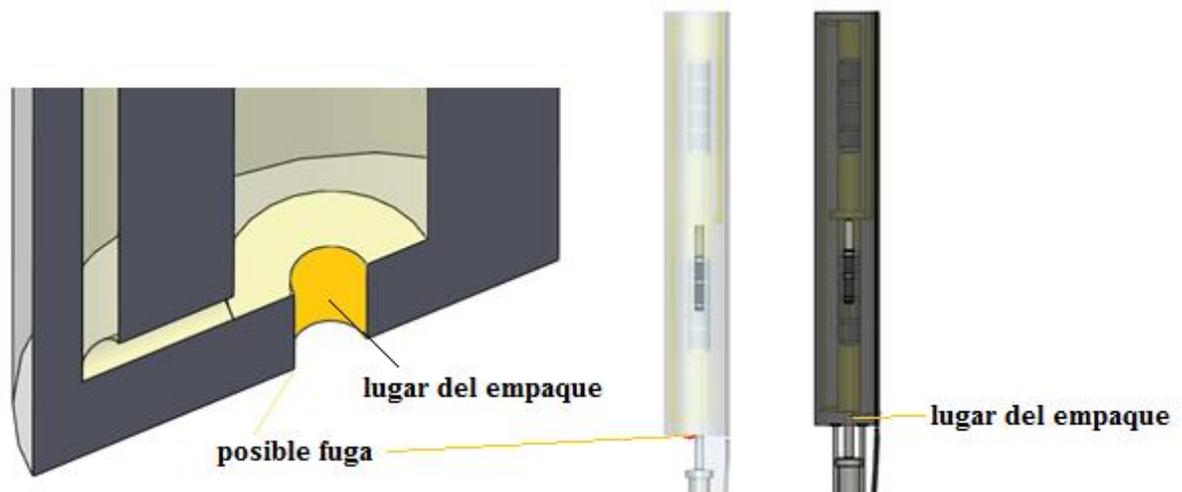
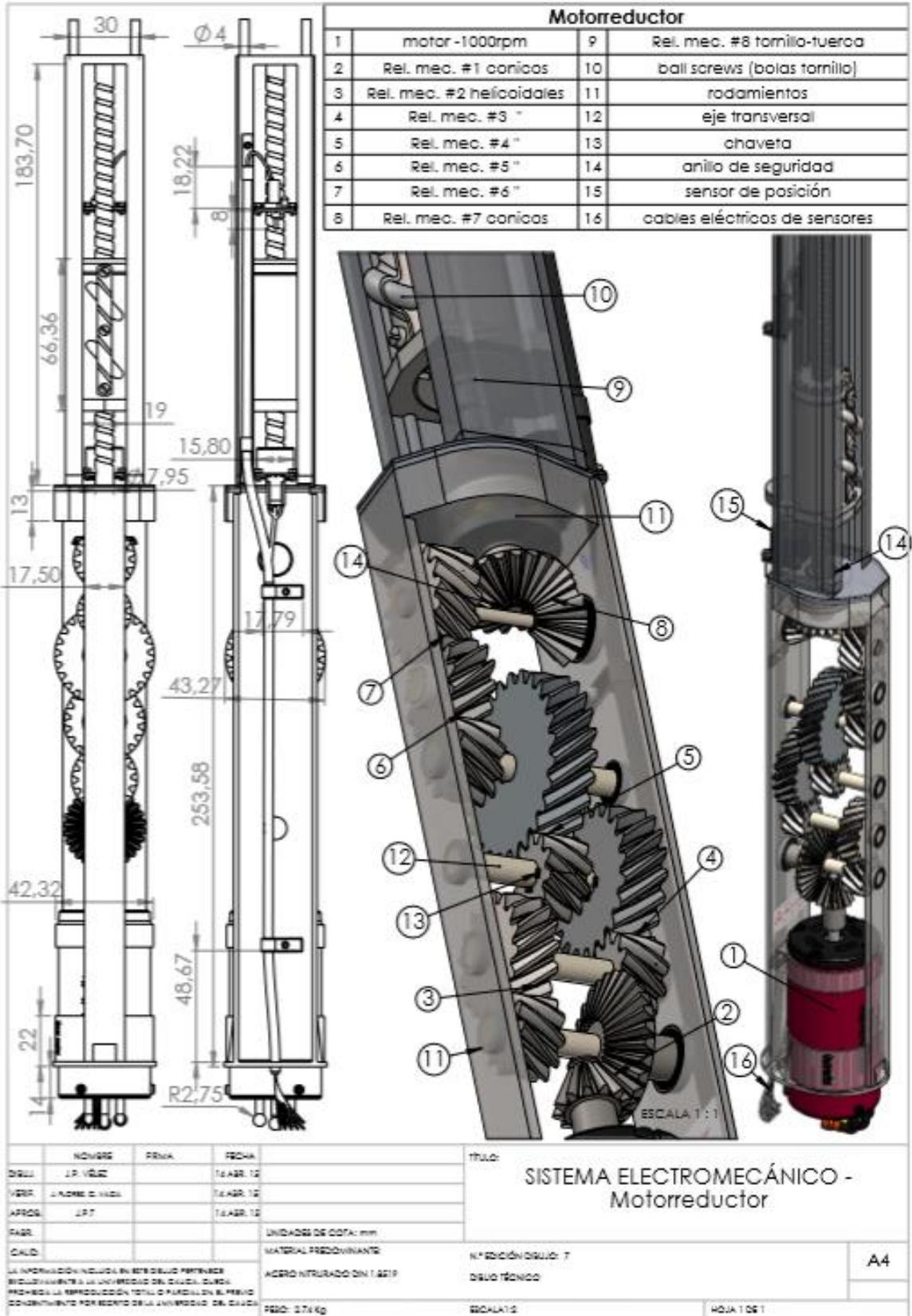


Figura 4.6. Una posible fuga de líquido en la parte inferior de la ICV, afectaría el área del sistema electromecánico. Fuente propia.

Para una fase posterior de este proyecto, es fundamental realizar ensayos de sellado dinámico en un prototipo funcional de la ICV y utilizar empaques fabricados en materiales de alta calidad como politetrafluoroetileno (**PTFE**), elastómeros fluorocarbonados (**FKM**) y caucho poliacrílico para evaluar si el conjunto empaques - piezas sólidas, producen un sello de excelente desempeño.

4.1.4. Motorreductor

El Motorreductor permite posicionar el obturador de la ICV. La descripción del proceso de diseño y el análisis de movimiento del motorreductor se describe en *Anexo E “Diseño del motorreductor de la ICV”*. Este sistema electromecánico tiene por función mover el obturador de la ICV de forma muy lenta hasta la posición necesaria a pesar de la carga que pueda generar el flujo de agua entrante en la ICV. Dentro del reductor se alberga los sensores de posición, en este espacio los sensores miden el desplazamiento del obturador. Los detalles del diseño final del motorreductor se describen en el dibujo técnico “Motorreductor”. La descripción gráfica de como se ensambla el motorreductor y la ICV aparece en el dibujo técnico “ICV acople mecánico”.



4.1.5. Descripción de las tarjetas de acondicionamiento de señal

La tarjeta de potencia adecua el nivel de tensión 120VAC de la telemetría PLC a un nivel de voltaje adecuado para el motor y los sensores. La tarjeta de tratamiento de señales hace referencia a toda la electrónica dedicada para modular la información contenida en PLC y para adecuar la información que capta los sensores y modular según el protocolo PLC para que la información medida en el fondo del pozo llegue a la superficie. El dibujo técnico “*Tarjetas electrónicas*” muestra el detalle de la interfaz de control en el fondo de pozo para la terminación inteligente.

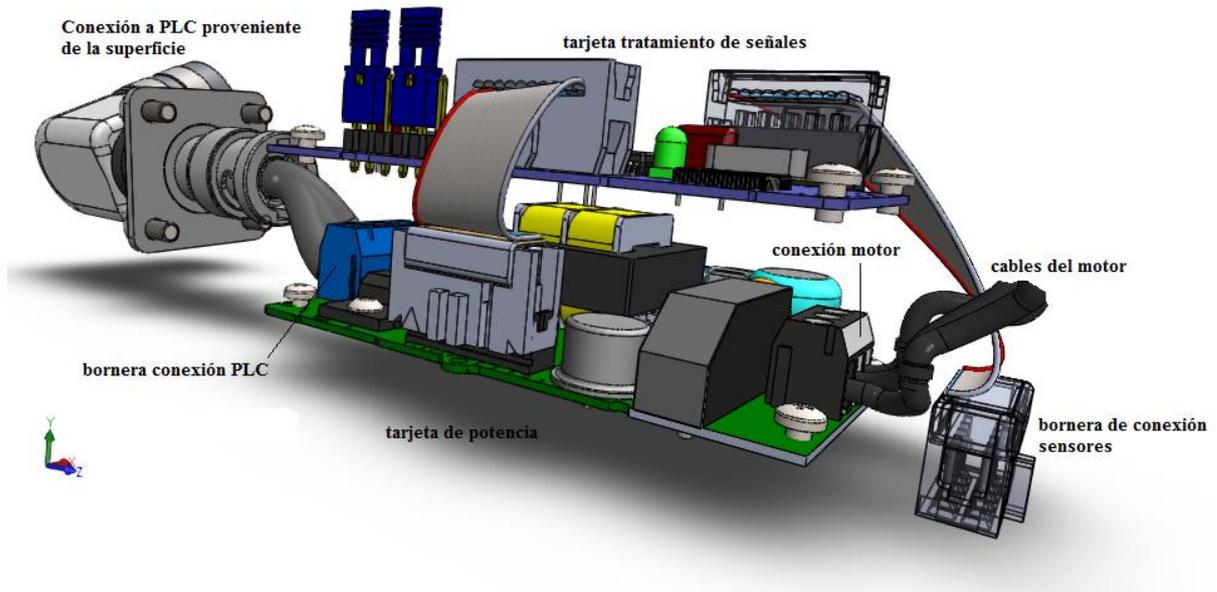
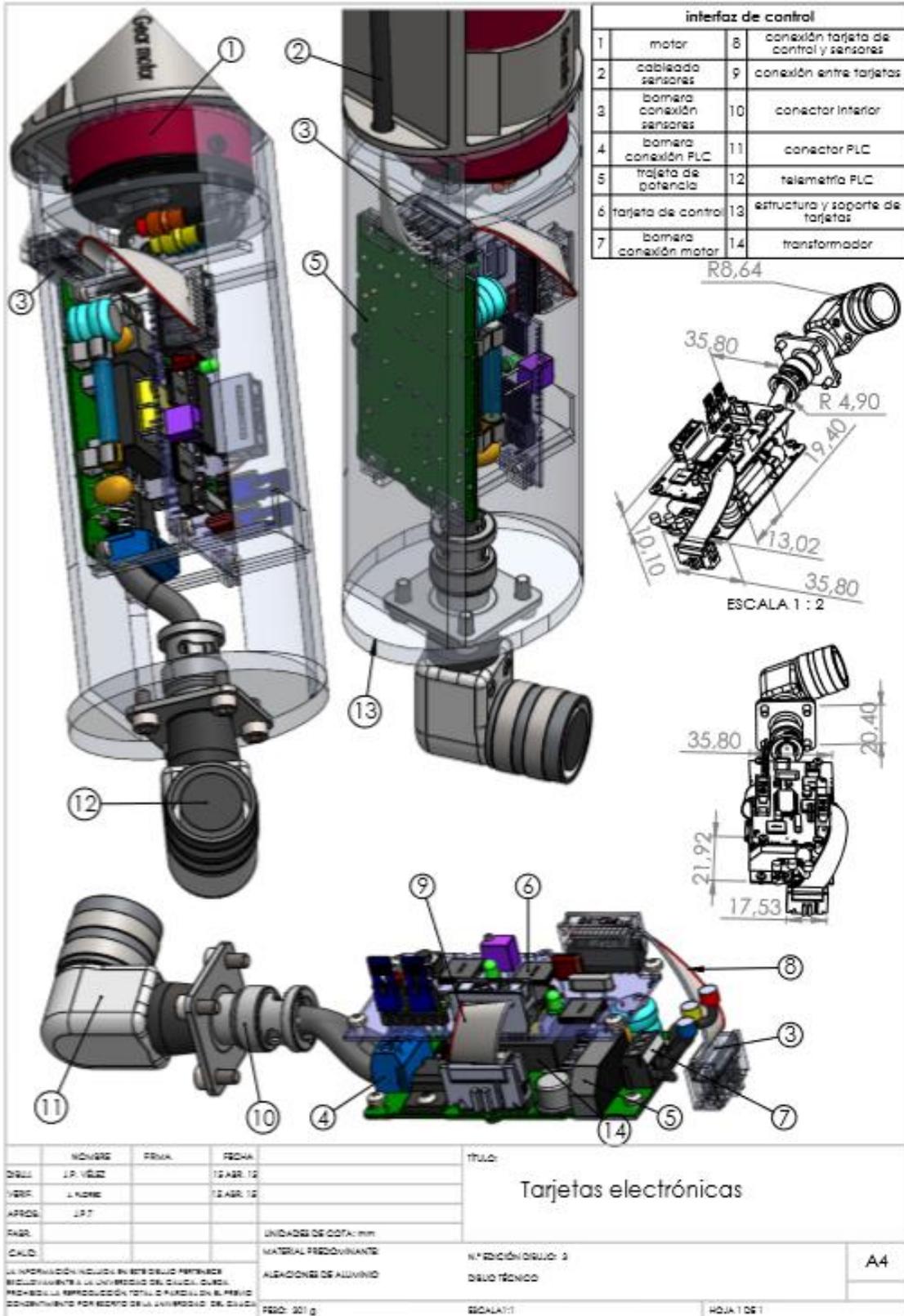


Figura 4.7. Tarjetas electrónicas instaladas en la terminación inteligente. Fuente propia



4.2. Diagramas de lazo de control y unifilar para sistema de terminación inteligente en pozos inyector de agua

En esta sesión se describen los detalles eléctricos y de conexión entre los instrumentos y equipos utilizados dentro del sistema de terminación inteligente propuesto mediante diagramas de lazo y diagramas unifilares, estos últimos realizados con ayuda de la herramienta *SolidWorks Electrical*.

4.2.1. Control con Telemetría PLC y Módulos Modem PLC

La propuesta de automatización para el sistema de terminación inteligente en pozos inyector de agua debe incluir una alternativa de control y monitoreo, por medio de las líneas eléctricas introducidas en el pozo inyector, para controlar remotamente las ICV y recoger los datos de presión y caudal de inyección en cada zona de la formación. En base a ello se propuso implementar la *Tecnología PLC* para accionar las válvulas y monitorear el efecto del proceso de inyección de agua.

A continuación se hace una descripción de este tipo de tecnología aplicada al sistema de terminación inteligente propuesto.

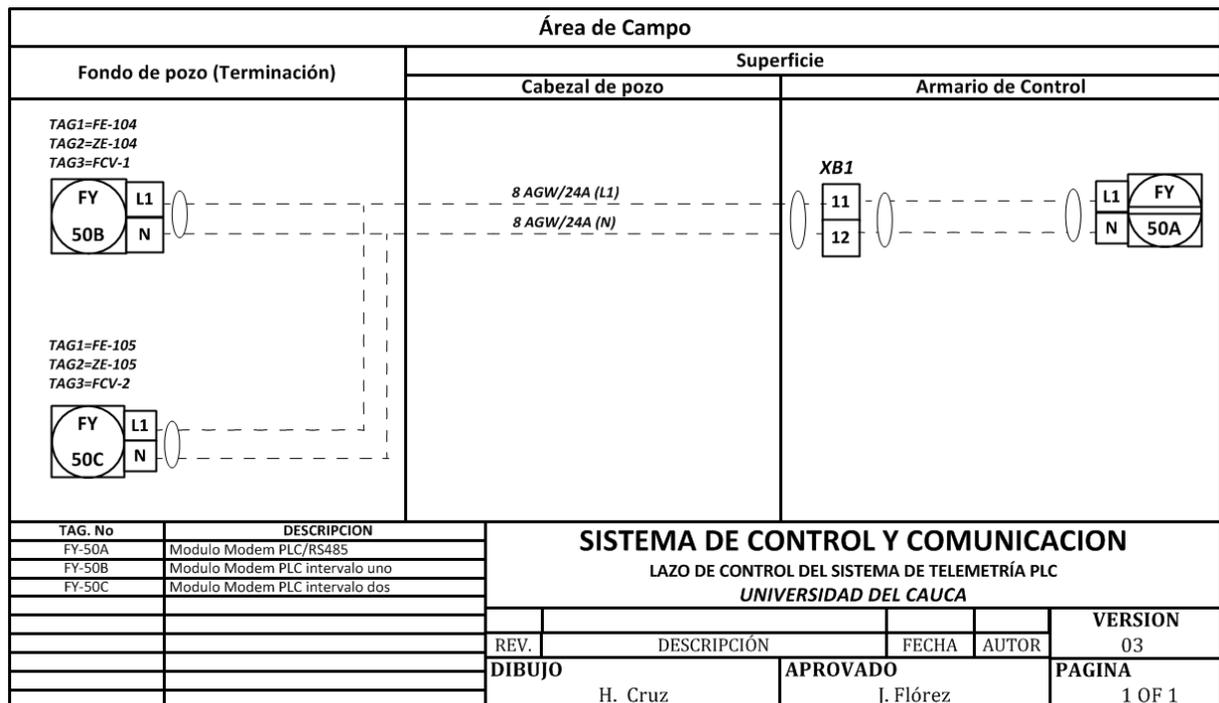


Figura 4.8. Diagrama de lazo para el sistema de control y monitoreo utilizando Telemetría *Power Line Communications* (PLC). Fuente propia.

El diagrama de lazo propuesto para el sistema de control y monitoreo empleando la *Telemetría PLC* (Figura 4.8) describe la conexión a través de la red eléctrica AC (110Vac + Neutro) empleada para enviar y recibir información entre superficie y fondo de pozo.

Un Módulo Modem PLC/RS485 (FY-50A) coordina las tareas ejecutadas desde el controlador y estructura la información enviada por la red de potencia (*Telemetría PLC*) hasta

uno o varios Módulos Modem PLC receptores (FY-50B y FY-50C); encargados de activar el actuador de la válvula ICV (motorreductor) y recoger la información de los sensores de fondo de pozo para enviarlos hasta el armario de control y posteriormente al CCM. En ambos casos el modulo en fondo de pozo enviará una respuesta al módulo central en superficie confirmando que recibió la información o enviando el valor de la variable consultada. En ese periodo de tiempo los demás módulos en fondo de pozo permanecen deshabilitados, ya que estos solo reciben y envían la información a petición del Módulo Modem PLC/RS485 en superficie.

Dentro de la red (*Telemetría PLC*) pueden ir conectados tantos Módulos Modem PLC receptores (FY-50B y FY-50C) como se requiera, pero la cantidad de estos están asociados al número de intervalos y/o ICV instaladas, ya que cada tarjeta del Módulo Modem PLC en fondo de pozo hace parte de las tarjetas electrónicas de acondicionamiento de señal.

4.2.2. Diseño del lazo de control sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua

El diagrama de lazo de control (Figura 4.9) presenta la información requerida para el cableado eléctrico y la especificación de los instrumentos seleccionados en cada uno de los lazos de control y monitoreo asociados al diagrama P&ID dentro de la presente propuesta del sistema de control de la terminación inteligente. La distribución de los equipos e instrumentos con sus respectivas conexiones eléctricas se realizan en dos áreas de control: superficie y fondo de pozo.

En superficie también se tiene dos áreas de control: Armario de control y cabezal de pozo. En cabezal de pozo se ubica el transmisor indicador de flujo (FIT-102) encargado de monitorear el caudal total que ingresa al pozo inyector (capacidad de 2 a 7000gpm) y enviar la información hacia el controlador por medio de una señal análoga de 4 a 20 mA. Dentro del cabezal, también es ubicado un transmisor indicador de presión (PIT-103) el cual permite determinar la presión en cabeza de pozo (capacidad de -14,7 a 3000psi) y enviar este dato hasta el controlador por medio de una señal de 4 a 20 mA.

En el armario de control se encuentran tres instrumentos: Modem inalámbrico de transmisión (Tx/Rx), Modulo Modem PLC/RS485 (FY-50A) y controlador de flujo (FC-50), cada uno de estos cableados en torno a dos borneras (XA1 y XB1). El Modem inalámbrico (Tx/Rx) es conectado por medio de *Ethernet* al controlador de flujo para poder enviar la información de forma remota de las variables medidas en fondo de pozo y recibe los valores deseados de caudal para cada zona de inyección hacia y desde el CCM. Por su parte, el Modulo Modem PLC/RS485 (FY-50A), también es conectado al controlador a través de un puerto de comunicación serial RS485 y a la bornera XB1 desde donde se conectan los instrumentos en fondo de pozo. El controlador de flujo (FC-50) recibe las señales provenientes de los transmisores ubicados en cabeza de pozo por medio de dos entradas análogas de 4 a 20 mA conectadas a la bornera XA1 y los puertos de comunicación *Ethernet* y *RS485* para las conexiones ya descritas.

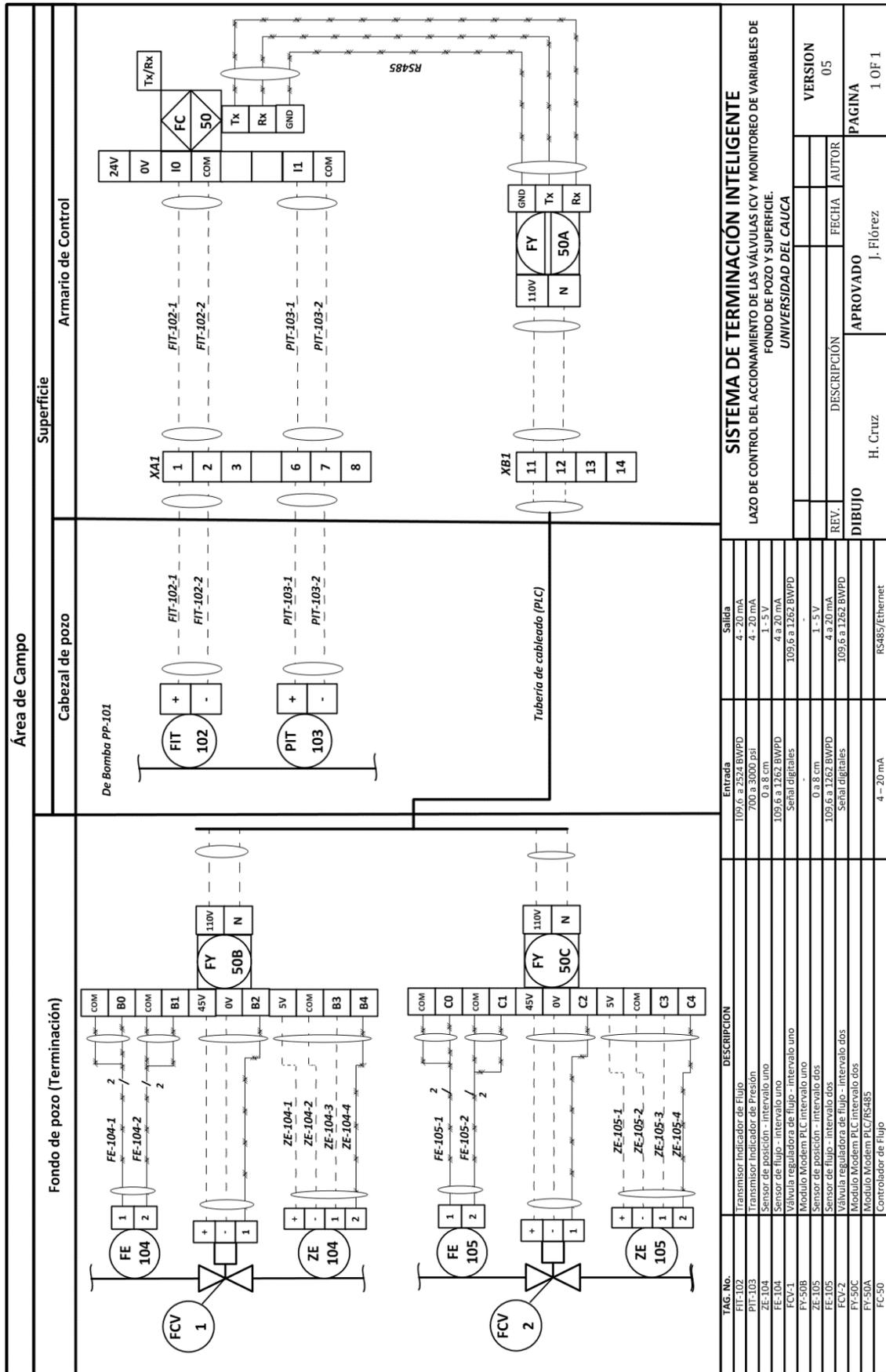


Figura 4.9. Diagrama de lazo de control del sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros de agua. Fuente propia.

En el fondo de pozo (terminación) se encuentran instaladas las ICVs accionadas por medio de un motorreductor (FCV-1 Y FCV-2), para regular el caudal de agua que ingresara en cada zona de la formación. El diseño propuesto comprende dos intervalos de inyección con su respectiva válvula de regulación. Cada ICV posee una tarjeta electrónica de control (FY-50B y FY-50C) comunicada desde superficie por medio de la telemetría PLC (110Vac + Neutro). Esta tarjeta integrada en la válvula también permite conectar los sensores de flujo (FE-104 Y FE-105) y posición (ZE-104 Y ZE-105) ubicados en cada intervalo.

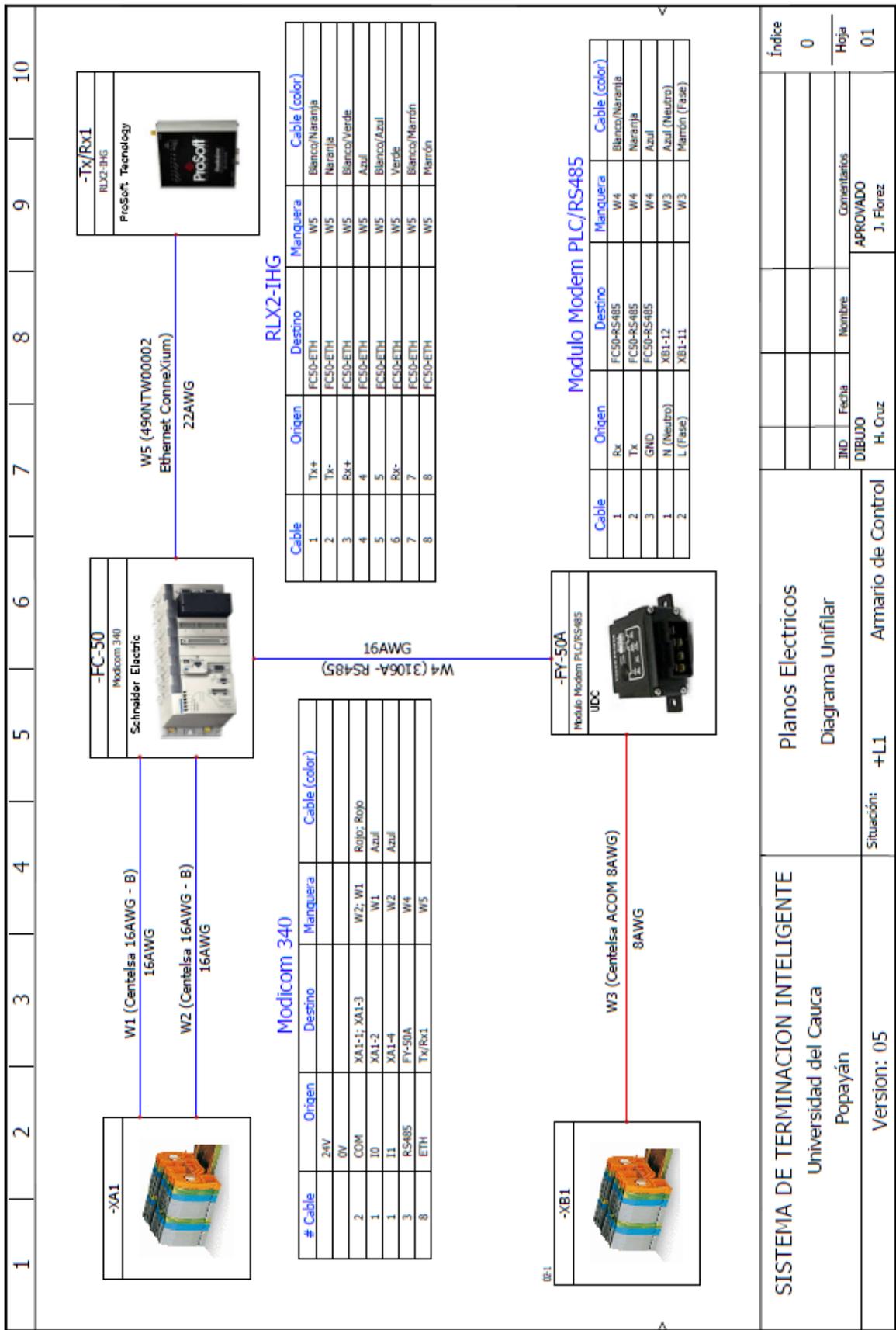
4.2.3. Descripción de diagramas unifilares y cables de conexión del sistema de terminación inteligente para pozos de inyección de agua

Para realizar una descripción más detallada de las conexiones entre los instrumentos y equipos de control, tipos de cables, números de alambres, se realiza una descripción del sistema de terminación inteligente por medio de diagramas unifilares que permita, junto con los diagramas de lazo, realizar la instalación eléctrica del sistema de control y monitoreo del proceso de inyección propuesto.

Esta descripción se realiza con base a la propuesta del armario de control y terminación inteligente en fondo de pozo:

A continuación se presenta el diagrama unifilar de las conexiones eléctricas (Figura 4.10) y lista de cables utilizados en la implementación del armario de control propuesto. Este describe las conexiones eléctricas y descripción del cableado utilizado para conectar los diferentes elementos ubicados en el armario de control propuesto: Controlador de flujo (FC-50), Modulo modem PLC (FY-50), y modulo inalámbrico (Rx/Tx1), además de las borneras de conexión (XA1 Y XB1). El calibre de cada cable y mangueras utilizadas se describe en base a la referencia AWG.

De manera similar es presentada la descripción de las conexiones eléctricas mediante un diagrama unifilar (Figura 4.11), de los componentes que hacen parte de la terminación inteligente.



SolidWorks Electrical

Figura 4.10. Diagrama unifilar de las conexiones eléctricas del armario de control. Fuente propia.

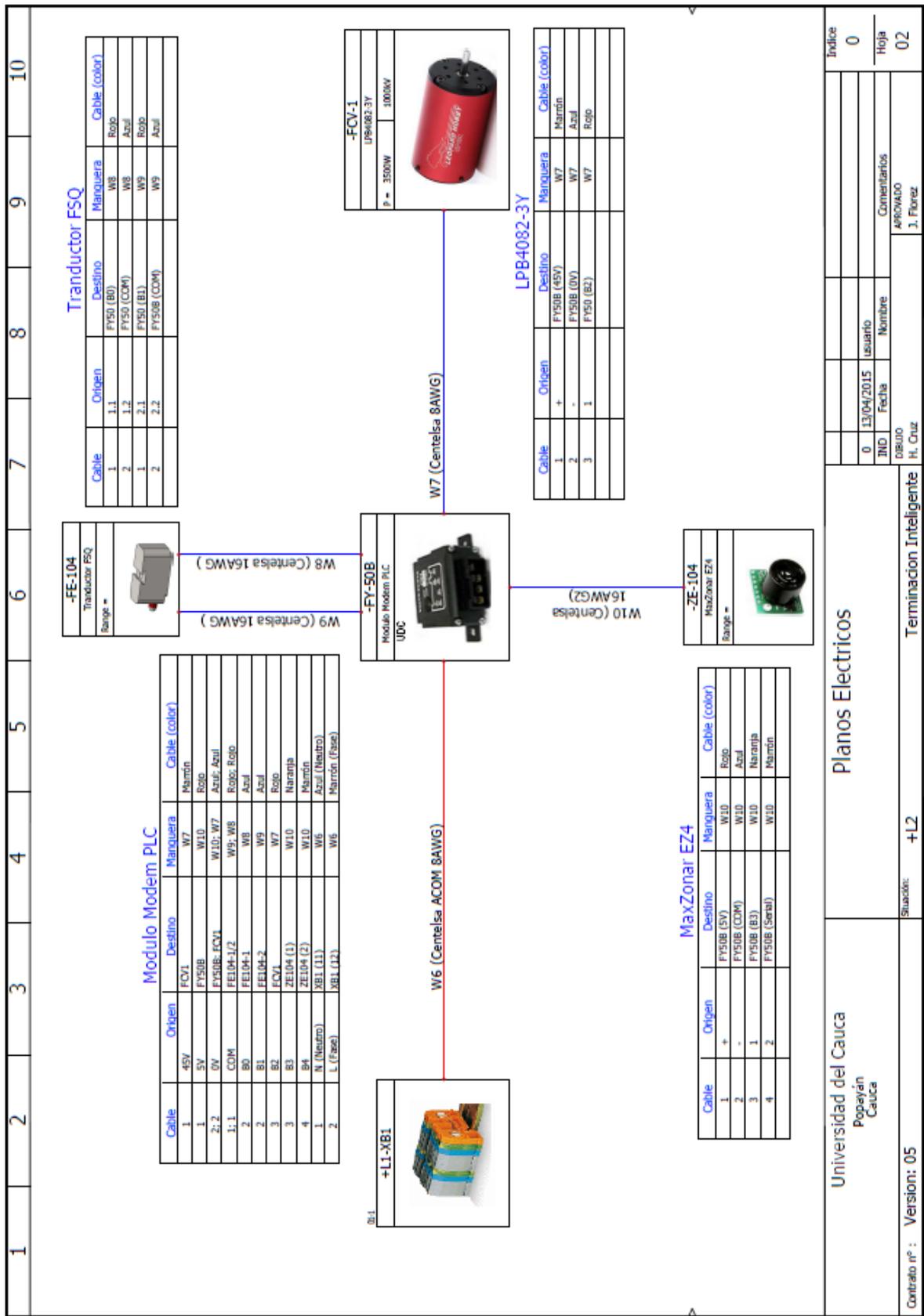


Figura 4.11. Diagrama unifilar de las conexiones eléctricas de la terminación inteligente. Fuente propia.

4.3. Facilidades de instalación

En esta sección se realiza la descripción de la adecuación del pozo inyector empleando el sistema de terminación inteligente propuesto en las anteriores secciones.

4.3.1. Observaciones

- La propuesta final de instalación de componentes se realiza con base a los equipos para la adecuación de los pozos inyectores mostrados en la tabla 3.6.
- La instalación de los componentes de la terminación inteligente se realiza en el bolsillo lateral de un mandril modificado.
- La descripción de la instalación del sistema de terminación inteligente se realiza tomando en cuenta que el pozo ya está construido (revestimiento y cañoneos) y solo falta realizar la bajada de la tubería de inyección (con terminación inteligente) en el pozo.

4.3.2. Descripción de la Instalación de componentes

A continuación se realiza la descripción paso a paso de la instalación del sistema de terminación inteligente en un pozo inyector que cuenta con dos intervalos y/o zonas de inyección.

1. Chequeo y verificación de los componentes

Antes de empezar la instalación se debe realizar un chequeo de la tubería de inyección, mandriles y empaque que harán parte de la sarta de inyección y terminación del pozo. Además, se debe verificar los diámetros internos y externos de cada componente:

- Tubería de inyección (Tenaris): 2 7/8" OD
- Empaque hidráulico (HellCat 2): *conexión*; 2 7/8". *OD*: 9 5/8".
- Mandril de bolsillo lateral (diseño propuesto): *conexión*: 2 7/8". *Bolsillo*: ovalo de 1,77" x 2,3" ID.
- Terminación inteligente: 1,77" x 2,3" OD.

2. Instalar la terminación inteligente en bolsillo lateral del mandril

Antes de armar y bajar la sarta de inyección en el pozo, debe instalarse los componentes que hacen parte de la terminación inteligente en el bolsillo lateral del mandril. Dentro de la propuesta se utiliza dos intervalos de inyección, por lo tanto se deben adecuarse antes de la bajada de la sarta en el pozo

3. Armar la sarta de inyección con los componentes que serán instalados en fondo de pozo y cabezal

Antes de proceder a bajar y armar los componentes de la sarta de inyección (con terminación inteligente), deben tenerse en cuenta las actividades realizadas en el proceso de diseño e instalación de los componentes del pozo y equipos de superficie descritos en anteriores capítulos (*véase sección 2.2.3*)

Una vez instalada la terminación en los mandriles, se debe bajar la tubería de inyección N80 acoplada con los mandriles y empaques para posicionarlos dentro del pozo a la profundidad deseada:

- Cuando se acopla la tubería N80 con el primer mandril, conectar las líneas eléctricas de potencia (110V + Neutro) a la tarjetas de adecuación de señal (en particular a la tarjeta de control Modulo Modem PLC) ubicadas en la parte inferior del bolsillo.
- Las líneas de potencia acopladas en cada terminación inteligente (instalada en el mandril) son sujetadas a la tubería de inyección a medida que descienden en el pozo (espacio anular).
- Cuando se acopla la tubería de inyección con el empaque, las líneas de potencia son pasadas por los conductos de ¼” para evitar que estas sean aprisionadas entre el revestimiento y el componente.
- El mismo procediendo se realiza para el primero y segundo intervalo o para el número de intervalos requeridos.
- Luego de terminar el acoplamiento de la terminación del pozo con los empaques, mandriles (terminación inteligente), y la tubería de inyección entre ellos, se completa la sarta de inyección hasta cabezal con la misma tubería de inyección N80 con las líneas de potencia acoplada en ellas.
- Finalmente se instala el cabezal de pozo para la tubería de inyección con la tubería de suspensión para acoplar toda la sarta y sacar del pozo las líneas de potencia (*Telemetría PLC*).

4. Ubicación de armario de control y componentes en cabezal de pozo

- Luego de bajar la sarta de inyección junto con la terminación inteligente en cada intervalo, se instala los transmisores de flujo y presión en cabezal de pozo y se ubica el armario de control en un punto dentro del campo.

- Finalmente se conectan las líneas de potencia (*Telemetría PLC*) desde el armario de control hasta el cabezal de pozo y aquellas conectadas a los transmisores de flujo y presión en cabezal de pozo.

Luego de realizar la instalación de la sarta de inyección selectiva con terminaciones inteligentes y realizas las respectivas conexiones eléctricas desde el armario de control, puede dar inicio el proceso de inyección en el pozo.

5. CONCLUSIONES

- Se desarrolló una metodología de trabajo donde se investigó y estudio la aplicación de válvulas ICV y terminaciones inteligentes en procesos de inyección de agua tanto a nivel local como internacional, lo cual permitió entender que un sistema de terminación inteligente completo debe incluir el conocimiento y el análisis de la información de las variables y las condiciones presentes en fondo de pozo si se quiere mejorar el factor de recobro.
- Se planteó un diagrama de flujo del proceso de inyección de agua para describir las actividades y el manejo de información tanto en las etapas previas como posteriores a la inyección, lo cual condujo a elaborar una metodología de control y supervisión del proceso empleando sartas selectivas con terminaciones inteligentes, y una herramienta de vigilancia y monitoreo denominada Método de Hall Revisado que en conjunto permiten analizar las condiciones cambiantes en el yacimiento y determinar los caudales de agua óptimos en cada zona de inyección para realizar un barrido de petróleo eficiente.
- Se desarrolló una propuesta de automatización para un sistema de terminación inteligente en pozos inyectoros en base a tres requerimientos: mecánicos, operacionales y de automatización, los cuales condujeron a la elaboración de diagramas procedimental, PFD, PI&D donde se describe el sistema de control para dos zonas de inyección utilizando terminaciones inteligentes (ubicadas a más de 2 km de profundidad) y la *Telemetría PLC* para enviar las ordenes de control y recibir la información de las variables del proceso (caudal y presión de inyección), reduciendo las intervenciones en fondo de pozo y los paros del proceso.
- Se realizó una propuesta de diseño de una terminación inteligente de acuerdo a los requerimientos establecidos por Ecopetrol y la empresa JPT Consulting and Service, la cual comprende el diseño de una válvula ICV controlada desde superficie para regular caudales entre 109 a 1262 BWPD, y operar bajo presiones de 3600 psi y temperaturas máximas de 130 °C, siendo esta una alternativa económica para los procesos de inyección de agua en los campos petroleros colombianos donde no se utiliza este tipo de tecnología debido a los altos costos de la tecnología ofrecida a nivel internacional.

6. RECOMENDACIONES

- Se debe trabajar más en los estudios y diseño del obturador balanceado.
- Se debe hacer un estudio sobre el diseño y selección de la empaquetadura de ICV.
- Se debe trabajar en la curva característica obtenida con las pruebas de simulación realizadas en el software SolidWorks, y si esta debe ser mejorada para llevarla a una curva lineal o isoporcentual, pero trabajando en un mejor diseño del obturador balanceado.
- Se debe trabajar en el diseño de un mandril de bolsillo lateral para la instalación del primer prototipo la terminación inteligente.

BIBLIOGRAFIA

- [1] R. E. Terry, “Enhanced Oil Recovery,” *Encyclopedia of Physical Science and Technology*, vol. 18. Brigham Young University, pp. 503–518, 2001.
- [2] Ecopetrol S.A, “Referenciación mundial para inyección de agua,” *&nnova*, 2009. [Online]. Available: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/RevistaInnova3ed/clientes.htm>. [Accessed: 13-Oct-2014].
- [3] M. Asadollahi, “Waterflooding Optimization for Improved Reservoir Management,” Norwegian University of Science and Technology (NTNU), 2012.
- [4] F. M. Francisca and M. A. Montoro, “Microanálisis del desplazamiento no miscible en medios porosos,” in *XIII Panamerican Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*, 2007, no. 1, p. 1.
- [5] T. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, Segunda Ed. Houston, Texas, 2001.
- [6] M. de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, 2001st ed. Venezuela, 2001.
- [7] F. F. C. Jr., *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*, Primera im. New York: Society of Petroleum Engineers AIME, 1982.
- [8] A. Satter, “From integrated Waterflood Asset Management,” *IHS Engineering 360*, 2014. [Online]. Available: <http://www.globalspec.com/reference/65569/203279/chapter-1-introduction>. [Accessed: 11-Oct-2014].
- [9] D. B. Bennion, F. B. Thomas, D. Imer, T. Ma, and B. Schulmeister, “Water Quality Considerations Resulting in the Impaired Injectivity of Water Injection and Disposal Wells,” *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 32, no. 08, p. 2, Apr. 2013.
- [10] Ecopetrol S.A, “Inteligencias de mercado 2012 y anteriores,” *www.ecopetrol.com*, 14-Sep-2014. [Online]. Available: http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/ser-contratista/planeacion-contractual/inteligencias-de-mercado-2012-y-antteriores/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8ziLQIMHd09DQy9DcxdjA0cjRwNvdzcTV29Asz1w8EKDHAARwP9KGT97kEWQEGjYMdAL29nJ-cAU6h-. [Accessed: 06-Feb-2015].
- [11] R. R. Reynolds, “Produced water and associated issues,” Oklahoma, 2003.
- [12] E. Lozano, J. Elphick, L. Márquez, and J. Peralta-vargas, “Casabe: Revitalización de un campo maduro,” *Oilf. Rev.*, vol. 22, no. 1, pp. 5 – 11, 2010.
- [13] SPE, “Waterflood design,” *PetroWiki and OnePetro*, 2013. [Online]. Available: http://petrowiki.org/Waterflood_design. [Accessed: 22-May-2014].

- [14] K. E. Gulick and W. D. McCain, "Waterflooding Heterogeneous Reservoirs: An Overview of Industry Experiences and Practices," in *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*, 2013, vol. 3–5 Marz, p. 2.
- [15] S. Rose, J. Buckwalter, and R. Woodhall, *The desing engineering aspects of waterflooding*, Volumen 11. Richardson, Tx, 1989.
- [16] G. P. Willhite, *Waterflooding*, SPE Founda. Richardson, Tx, 1986.
- [17] E. R. Paredes, "Evaluación técnica de la implementación de un proceso de inyección de agua en el campo lisama mediante simulación numérica de yacimientos," Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [18] Joel Garzon Camacho, "Análisis de distribución y eficiencia de la inyección de agua en un sector del área 3W del campo La Cira-Infantas a través de trazadores radioactivos," Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [19] A. M. Moreno, "Metodología para la evaluación técnica en proyectos de inyección de agua con sartas selectivas, aplicado a la fase piloto en campo Tibú," UIS, 2011.
- [20] J. F. G. Santamaria and J. D. E. Gomez, "Evaluación de los requerimientos de estimulación en pozos inyectoros en Campo Guando," Universidad Industrial de Santander, 2009.
- [21] Ecopetrol, "Visita Campo San Francisco." Neiva - Huila.
- [22] B. Bailey, M. Crabtree, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano, and L. Roodhart, "Control del agua," *Oilf. Rev.*, vol. 12, no. 2, pp. 36–38, 2000.
- [23] F. Humberto and E. Macualo, *Fundamentos en ingeniería de yacimiantos*, Primera ed. Neiva - Huila, 2004.
- [24] C. Curtis and R. Kopper, "Yacimientos de petróleo pesado," *Oilf. Rev. ...*, vol. 14, no. 3, pp. 32–33, 2002.
- [25] Halliburton, "HS Series Interval Control Valves." www.halliburton.com, p. 2, 2013.
- [26] Schlumberger, "Hydraulic flow control valve." p. 2, 2011.
- [27] B. Montaron, "Intelligent Completions," *Middle East Asia Reserv. Rev.*, vol. 8, p. 9, 2007.
- [28] Halliburton, "EquiFlow Systems." p. 18, 2009.
- [29] M. D. Jackson and E. Science, "Insurance value of intelligent well technology against reservoir uncertainty," *SPE*, vol. 19–23 Abri, no. 113918, p. 16, 2008.
- [30] H. Goel, A. Al-Jasmi, G. Carvajal, F. Wang, C. Lopez Molero, and A. Cullick, "Optimizing the waterflooding performance of a carbonate reservoir with internal

- control valves,” *EAGE Annual Conference & Exhibition incorporating SPE Europec*, Society of Petroleum Engineers, London, United Kingdom, p. 9, 10-Jun-2013.
- [31] S. Saldanha and A. Venugopal, “Remote control optimizes internal control valves,” *Offshore*, 2011. [Online]. Available: http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-71/issue-4/drilling-__completion/remote-control-optimizes-internal-control-valves.html. [Accessed: 05-Jun-2014].
- [32] J. Gimre, “Efficiency of ICV/ICD systems,” University of Stavanger, 2012.
- [33] J. Rahm, “Second generation interval control valve (ICV) improves operational efficiency and inflow performance in intelligent completions,” *The IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition*, Tianjin, China, p. 6, Jul-2012.
- [34] S. Dyer, M. Huber, I. Raw, and D. Reed, “Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos,” *Oilf. Rev.*, vol. 12, no. 2, pp. 4–17, 2008.
- [35] Halliburton, “WellDynamics.” www.halliburton.com: Intelligent Completions, p. 54, 2012.
- [36] A. Akzhalova, M. Alexeyev, J. Bissekenova, M. Mylytkbekov, A. Shabdirov, B. Zhapparkulov, and C. Zhunusov, “An automated control system of oil and gas fields exploitations for the fountain extration method,” *AGH Drill. Oil Gas*, vol. 29, no. 1, pp. 43–52, 2012.
- [37] L. C. Rubio, M. F. V. Mendoza, and F. V. Guerrero, “Pruebas de inyektividad en pozos inyectores.” 2012.
- [38] L. A. Saputelli, K. Ramirez, J. M. Chegin, and A. S. Cullick, “Waterflood recovery optimization using intelligent wells and decision analysis,” in *Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*, 2013, no. June, p. 14.
- [39] S. Yoon, W. Ye, J. Heidemann, B. Littlefield, and C. Shahabi, “SWATS: Wireless sensor networks for steamflood and waterflood pipeline monitoring,” *Red, IEEE*, vol. 25, no. 1, pp. 50–56, 2011.
- [40] A. Rezapour, “Improved Waterflooding Performance Using Model Predictive Control,” 2009.
- [41] J. B. Simbaqueba and C. L. D. Aya, “Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero maduro,” Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [42] F. C. bonilla Sanabria, “Desarrollo y evaluación de programa de estimulación a partir de análisis de daño a la formación para el campo Guando,” Universidad Industrial de Santander, 2011.
- [43] C. C. R. Aljuri, “Creación y desarrollo de la base de datos para el monitoreo de la inyección de agua en el campo Caño Limón - Arauca,” Universidad de Santander, 2005.

- [44] L. Niño, “Análisis y evaluación de taponamiento de pozos de inyectores del campo Caño Limón - Arauca,” UIS, 2004.
- [45] S. F. Muñoz and A. O. Rodríguez, “Análisis Inyección - Producción mediante ajuste histórico usando los métodos de Dykstra-Parsons y Stiles,” Universidad Industrial de Santander, 2006.
- [46] M. P. de Ferrer, *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*, Ediciones. Maracaibo, Venezuela, 2001.
- [47] F. Kuchuk, S. Patra, J. Narasimham, S. Ramanan, and S. Banerji, “Water watching,” *Middle East Asia Reserv. Rev.*, vol. 22, p. 19, 1999.
- [48] R. Al-mjeni, S. T. Oman, J. Edwards, B. J. Felber, G. J. Hirasaki, C. A. Miller, M. R. Kristensen, and F. Lim, “¿Llegó el momento para la tecnología EOR?,” *Oilf. Rev.*, vol. 22, no. 4, pp. 19–21, 2011.
- [49] F. Kuchuk and M. Sengul, “The challenger of water control,” *Middle East Asia Reserv. Rev.*, vol. 22, pp. 27–31, 1999.
- [50] E. Massaglia, D. Baldassa, C. Ponce, and B. Zalazar, “Injector-Well Completion Designs for Selectively Waterflooding Up to 18 Zones in a Multilayered Reservoir : Experiences in the Cerro Dragon Field,” *SPE*, no. 99997, p. 14, 2006.
- [51] E. P. Robertson, “Oil Recovery Increases by Low-Salinity Flooding: Minnelusa and Green River Formations,” *SPE*, vol. Annual Tec, no. Septiembre, p. 14, Apr. 2010.
- [52] X. Zhao, M. J. Blunt, and J. Yao, “Pore-scale modeling: Effects of wettability on waterflood oil recovery,” *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 71, no. 3–4, pp. 169–178, Apr. 2010.
- [53] Earlougher, “Monografía Advances in well test AnLysis.pdf.” 1977.
- [54] I. M. Mihcakan, E. I. Altinay, and I. Kasap, “The Hall Plot Analysis of a Water Injection Test Affected by Geothermal Reservoir Response,” *Proceedings World Geothermal Congress*, no. April, pp. 24–29, 2005.
- [55] D. B. Silin, L. Berkeley, and R. Holtzman, “Monitoring Waterflood Operations: Hall’s Method Revisited,” *SPE*, vol. 1 Abril, no. 93879, p. 11, 2005.
- [56] A. E. H. Calle, “Optimización del sistema de Reinyección de Agua del PAD Amo-A,” Escuela Superior Politecnica del Litoral, 2004.
- [57] D. B. Silin, L. Berkeley, and R. Holtzman, “Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis,” *SPE*, vol. 12 Octubre, no. 95685, p. Apendice A, 2005.
- [58] M. Terrado, S. Yudono, G. Thakur, C. Energy, and T. Company, “Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice,” in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24-27 September, San Antonio, Texas, USA*, 2007, vol. 10, no. 05, pp. 552 – 562.

- [73] A. M. Moreno, “EQUIPOS EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA CON SARTAS SELECTIVAS, APLICADO A LA FASE PILOTO EN CAMPO TIBÚ (ECOPETROL).” UIS, 2011.
- [74] M. T. M. at J. C. and S. Juan Pablo Torne, “Informe No1 ICV,” *E-Mail, Respuesta sobre el diseño de la ICV.*, 2014. .
- [75] A. D. T. Briceño and Proyectos Ci Nova Energy, “Ingeniería y Dirección de Proyectos un subgrupo de Bureau Veritas Centro Universitario (eLearning), LinkedIn,” *Debate: Cuales son las tendencias de los proyectos de inyección de agua con una terminación inteligente?*, 2014. .
- [76] K. Beveridge, J. A. Eck, G. Goh, W. R. Sablerolle, K. Lumpur, and G. Scamparini, “Terminaciones inteligentes modulares,” *Oilf. Rev.*, vol. 23, no. 3, pp. 18–27, 2012.
- [77] Conversación, “Reunión Juan Fernando Flórez en ICP - Ecopetrol, Barrancabermeja - Santander. Enero de 2014.” p. 2014, 2014.
- [78] M. M. G., “Optimización del proyecto de inyección de agua del campo sacha,” Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1996.
- [79] P. D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR M., *Análisis moderno de Pruebas de presión*, 2nd ed. Neiva, Universidad Surcolombiana, 2009.
- [80] J. G. CAMACHO, “ANÁLISIS DE DISTRIBUCIÓN Y EFICIENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN SECTOR DEL ÁREA 3W DEL CAMPO LA CIRA-INFANTAS A TRAVÉS DE TRAZADORES RADIOACTIVOS.” UIS, 2009.
- [81] A. H. H. ALHUTHALI, “Optimal waterflood management under geologic uncertainty using rate control: theory and field applications,” Texas A&M University, 2009.
- [82] A. De, D. B. Silin, and T. W. Patzek, “Waterflood Surveillance and Supervisory Control,” in *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*, 2000, pp. 1–13.
- [83] American Completion Tools, “Side Pocket Mandrels,” *Service & Completion Tool Products*, 2014. [Online]. Available: <http://americancompletiontools.com/gasliftequipment/sidepocketmandrels.htm>. [Accessed: 23-Feb-2015].
- [84] E.- Wpadmin, “Análisis de mercado en curso para actualización de marcas aceptadas,” *Ecopetrol. Marcas Aceptadas*, 19-Sep-2014. [Online]. Available: http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/ser-contratista/planeacion-contractual/marcas-aceptadas/analisis-de-mercado!/ut/p/z1/vZbLUtswFIZfJVMw1FhXW146CYSYDIUktMSbjCzJrdr4QmwY6NNXYRiGEGi3UxWvLok_n-YcSb_kJd6tlxTiwXwXjSkLsbttZeKv-BWKxhOILuAwPI. [Accessed: 07-Feb-2015].
- [85] “Reunión con JPT Consulting and Service. Planeación de trabajo. Febrero 2014.” .

[86] “Reunión JPT Consulting and Service con ICP - Ecopetrol, Bucaramanga - Santander. Agosto de 2014,” p. 2014, 2014.